Coletânea dos pareceres do Conselho Tarifário

Setor do gás

FICHA TÉCNICA

Título:
Coletânea dos pareceres do Conselho Tarifário – setor do gás

Edição:
Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

Publicação:
24 de outubro de 2023

ISBN
978-989-53010-3-4

ÍNDICE GERAL

A REGULAÇÃO DO SETOR DO GÁS NATURAL 1
ÓRGÃOS CONSULTIVOS DO REGULADOR 1
O CONSELHO TARIFÁRIO 2
SISTEMATIZAÇÃO POR PERÍODOS REGULATÓRIOS 3
PERÍODO REGULATÓRIO 2020-2023 5
I. COMPOSIÇÃO DO CONSELHO 6
II. PARECERES 9
1 PARÂMETROS, TARIFAS E PREÇOS 10
◆ Tarifas e preços de gás para o ano gás 2023-2024 e parâmetros para o período de regulação 2024-2027 ◆ 11
◆ Resposta da ERSE ◆ 70
◆ Tarifas e preços de gás para o ano gás 2022-2023 ◆ 100
◆ Resposta da ERSE ◆ 136
◆ Tarifas e preços de gás para o ano gás 2021-2022 ◆ 155
◆ Resposta da ERSE ◆ 198
◆ Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2020-2021 ◆ 215
◆ Resposta da ERSE ◆ 257
2 REGULAMENTAÇÃO E OUTROS 271
◆ Proposta de reformulação do Regulamento Tarifário do setor do gás ◆ [Consulta Pública n.º 114] 272
◆ Proposta de Revisão do Manual de Procedimentos do EEGO" ◆ [Consulta Pública n.º 112] 282
◆ Proposta de revisão do Regulamento Tarifário do setor do gás ◆ [Consulta Pública n.º 108] 287
◆ Medidas Extraordinárias no Âmbito do Sistema Nacional de Gás ◆ [Consulta Pública n.º 107] 291
◆ Reformulação dos regulamentos do gás (RARII, ROI e MPGTG e RT) ◆ [Consulta Pública n.º 96] 297
◆ Alteração da gestão de riscos e garantias no SEN e no SNG ◆ [Consulta Pública n.º 95] 318
◆ Reformulação do Regulamento da Qualidade de Serviço dos setores elétrico e gás ◆ [Consulta Pública n.º 94] 326
◆ Incentivo para a aquisição de gás natural pelo comercializador de último recurso grossista em mercado ◆ [Consulta Pública n.º 89] 330
◆ Alteração do Regulamento Tarifário do setor do gás natural ◆ [Consulta Pública n.º 87] 338
◆ Regulamento do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia ◆ [Consulta Pública n.º 86] 343
◆ Fusão dos Regulamentos de Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás natural ◆ [Consulta Pública n.º 81] 355
3 PLANOS DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO 369

◆ Plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT) para o período 2024-2033 (PDIRG-2023) ◆ [Consulta Pública n.º 115] 370

◆ Planos quinquenais de desenvolvimento e investimento nas redes de distribuição de gás para o período de 2023 a 2027 — PDIR-G 2022 ◆ [Consulta Pública n.º 109] 399

◆ Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT para o período 2022-2031 — PDIRG 2021 ◆ [Consulta Pública n.º 99] 414

◆ Planos de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição de Gás Natural para o período de 2021 a 2025 — PDIRD-GN 2020 ◆ [Consulta Pública n.º 98] 435

◆ Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento na RNTIAT para o período de 2020 a 2029 — PDIRGN 2019 ◆ [Consulta Pública n.º 85] 451

PERÍODO REGULATÓRIO 2016-2019 468

I. COMPOSIÇÃO DO CONSELHO 469

II. PARECERES 472

1 PARÂMETROS, TARIFAS E PREÇOS 473

◆ Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2019-2020 e parâmetros para o período de regulação 2020-2023 ◆ 474

◆ Resposta da ERSE ◆ 507

◆ Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2018-2019 ◆ 522

◆ Resposta da ERSE ◆ 549

◆ Tarifas e preços para o ano gás 2017-2018 ◆ 563

◆ Resposta da ERSE ◆ 587

2 REGULAMENTAÇÃO E OUTROS 601

◆Regras do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia ◆ [Consulta Pública n.º 77] 602

◆ Revisão regulamentar do setor do gás natural para o novo período de regulação ◆ [Consulta Pública n.º 71] 606

◆ Implementação do código de rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás natural ◆ [Consulta Pública n.º 66] 619

◆ Alteração ao Regulamento Tarifário ◆ [Consulta Pública n.º 63] 623

◆ Alteração do Regulamento da Qualidade de Serviço do setor do gás natural e Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço do SGN ◆ [Consulta Pública n.º 61] 631

◆ Alteração do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor do gás natural ◆ 644

◆ Revisão do Regulamento Tarifário do setor do gás natural ◆ 649

◆ Alteração do Manual de Procedimentos do Acesso às Infraestruturas do SNGN ◆ [Consulta Pública n.º 58] 653

3 PLANOS DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO 659

◆ Plano de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição de Gás Natural para o período 2019-2023 — PDIRD-GN 2018 ◆ [Consulta Pública n.º 69] 660

◆ Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimentos e Investimento na RNTIAT para o período 2018-2027 — PDIRGN 2017 ◆ [Consulta Pública n.º 62] 666

◆ Plano de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição para o período 2017-2021 — PDIRD-GN 2016 ◆ [Consulta Pública n.º 60] 673
PERÍODO REGULATÓRIO 2013-2016.....678
I. COMPOSIÇÃO DO CONSELHO 679
II. PARECERES.....682
1 PARÂMETROS, TARIFAS E PREÇOS.....683
◆ Tarifas e preços para o ano gás 2016-2017 e parâmetros para o período de regulação 2016-2019 ◆ 684
◆Resposta da ERSE ◆ 713
◆ Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2015-2016 ◆ 725
◆ Resposta da ERSE ◆ 752
◆ Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2014-2015 ◆ 767
◆ Resposta da ERSE ◆ 787
2 REGULAMENTAÇÃO E OUTROS 799
◆ Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNGN ◆ [Consulta Pública n.º 55] 800
◆ Revisão do Regulamento Tarifário do setor do gás natural ◆ [Consulta Pública n.º 54] 806
◆ Revisão do Regulamento Tarifário ◆ 826
◆ Resposta da ERSE ◆ 831
3 PLANOS DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO.....833
◆ Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimentos e Investimento na RNTIAT para o período 2016-2025 — PDIRGN 2015 ◆ [Consulta Pública n.º 52] 834
◆ Plano de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição para o período 2015-2019 — PDIRD GN 2015-2019 ◆ [Consulta Pública n.º 50] 841
PERÍODO REGULATÓRIO 2010-2013.....849
I. COMPOSIÇÃO DO CONSELHO 850
II. PARECERES.....853
1 PARÂMETROS, TARIFAS E PREÇOS.....854
◆ Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2013-2014 e parâmetros para o período de regulação 2013-2016 ◆ 855
◆ Resposta da ERSE ◆ 872
◆ Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2012-2013 ◆ 882
◆ Resposta da ERSE ◆ 892
◆ Fixação excecional da tarifa social de gás natural 2011-2012 ◆ 898
◆ Resposta da ERSE ◆ 900
◆ Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2011-2012 ◆ 901
◆ Resposta da ERSE ◆ 909
◆ Tarifas de gás natural dos clientes com consumos superiores a 10 000 Nm^3/ano em 2010-2011 (parecer de iniciativa) ◆ 917
2 REGULAMENTAÇÃO E OUTROS 919

◆ Revisão do Regulamento Tarifário do setor do gás natural ◆ [Consulta Pública n.º 42] 920
◆ Alteração do Regulamento Tarifário do setor do gás natural e fixação excecional das Tarifas de Acesso às Redes de gás natural aplicáveis a clientes com consumos superiores a 10.000 m^3◆ 930
◆ Resposta da ERSE ◆ 933
PERÍODO REGULATÓRIO 2007/8-2010 935
I. COMPOSIÇÃO DO CONSELHO 936
II. PARECERES.....938
1 PARÂMETROS, TARIFAS E PREÇOS.....939
◆ Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2010-2011 e parâmetros para o período de regulação 2010-2013 e revisão do Regulamento Tarifário ◆ 940
◆ Resposta da ERSE ◆ 949
◆ Tarifas e preços para o ano gás 2009-2010 ◆.....955
◆ Resposta da ERSE ◆ 962
◆ Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2008-2009 ◆ 969
◆ Resposta da ERSE ◆ 974
◆ Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2007-2008 e parâmetros para o período de regulação 2007-2008 a 2009-2010 ◆ 978
◆ Resposta da ERSE ◆ 983
2 REGULAMENTAÇÃO E OUTROS 987
◆ Alteração do Regulamento Tarifário do setor do gás natural ◆ 988
◆ Regulamento Tarifário do setor do gás natural – Maior flexibilidade tarifária ◆ [Consulta Pública n.º 28] 998
◆ Revisão do Regulamento Tarifário do gás natural e subregulamentação das ligações às redes de transporte e distribuição de gás natural ◆ 1005
◆ Regulamento Tarifário do setor do gás natural ◆ [Consulta Pública n.º 11] 1007
3 PLANOS DE PROMOÇÃO DO DESENVOLVIMENTO AMBIENTAL 1012
◆ Novas regras dos Planos de Promoção do Desenvolvimento Ambiental (PPDA) do setor do gás natural ◆ [Consulta Pública n.º 32] 1013
ÍNDICE POR MATÉRIAS 1017

A REGULAÇÃO DO SETOR DO GÁS NATURAL

A Diretiva 96/92/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 19 de dezembro e a Diretiva 98/30/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 22 de junho, que estabeleceram, respetivamente, as regras comuns relativas aos mercados internos da eletricidade e do gás natural, conferiram às autoridades reguladoras um papel de crucial importância na garantia das obrigações de serviço publico e na implementação dos mecanismos tendentes a assegurar a igualdade de tratamento, transparência, não discriminação no acesso as redes e no relacionamento entre operadores e respeito pelas regras da concorrência consagradas no Tratado da União Europeia.

Na maior parte dos países, esses objetivos foram prosseguidos com a criação de entidades reguladoras setoriais, destacadas da administração direta do Estado e dotadas de grande independência orgânica e funcional. Dada a permanência de uma forte posição do Estado nos setores em liberalização, a solução foi ditada pela preocupação em separar os papeis do «Estado regulador» e do «Estado operador», tornar a regulação independente dos ciclos e conjunturas político-eleitorais, e reforçar a confiança dos operadores e consumidores.

Foi ao abrigo dessa filosofia, que o Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de julho, criou a Entidade Reguladora do Setor Elétrico (ERSE), com a natureza de pessoa coletiva de direito publico dotada de autonomia administrativa e financeira e de património próprio, com as vincadas características de independência acolhidas em 1997 na Constituição da República Portuguesa.

A natureza de serviço público essencial do fornecimento de gás natural, prestado maioritariamente sob a forma de concessão, a par da necessidade da sua evolução para a integração no mercado interno de energia, requeria um sistema regulatório que, não podendo deixar de ter em conta a natureza e a especificidade do setor em Portugal, tinha de se assumir como um instrumento idóneo para compatibilizar o desenvolvimento sustentado do com a garantia das regras do serviço publico e o equilíbrio entre os interesses dos operadores e os interesses dos consumidores.

Com o Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, a regulação do setor do gás natural foi cometida à ERSE, entidade que conservou a sua natureza de entidade administrativa independente e sigla, passando a denominar-se Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

ÓRGÃOS CONSULTIVOS DO REGULADOR

Desde o momento da sua criação como entidade reguladora independente, para além do Conselho de Administração e do Fiscal Único, a ERSE integrou como órgãos dois outros Conselhos de natureza consultiva, que reúnem uma ampla representatividade das atividades reguladas e demais interessados, em particular os representantes de consumidores que, nos termos da lei, possuem paridade numérica no global de representações. Por um lado, o Conselho Consultivo, com caraterísticas mais generalistas, é um órgão que se pronuncia sobre o Orçamento, o Relatório e Contas e outras matérias que lhe são remetidas. Por outro, o Conselho Tarifário, que surge como um conselho especializado para as funções da ERSE em matéria de tarifas e preços, matéria esta que tem grande centralidade num regulador económico com as caraterísticas da Entidade. É de assinalar o enorme contributo que, ao longo dos anos, os Conselhos da ERSE têm tido para um maior e mais aprofundado conhecimento dos setores por parte das entidades que neles têm assento e para o desempenho do regulador.

O CONSELHO TARIFÁRIO

O Conselho Tarifário é o órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços. Compete-lhe, através das suas duas secções (eletricidade e gás natural), emitir pareceres sobre as propostas de revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre as de fixação de tarifas e preços.

Os pareceres do Conselho Tarifário não são vinculativos e são disponibilizados pela ERSE na sua página na internet (www.erse.pt) ou por outros meios considerados adequados.

Cada secção do Conselho Tarifário reúne ordinariamente uma vez por ano, por convocação do seu presidente e extraordinariamente, por convocação do presidente, a pedido do presidente do conselho de administração da ERSE ou de, pelo menos, um terço dos seus membros. A discussão de assuntos comuns aos dois setores regulados é feita em plenário do Conselho Tarifário.

A composição do Conselho Tarifário sofreu alterações ao longo do tempo. Com a regulação do setor do gás natural e a transformação da ERSE em Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos e, ainda, com o alargamento das competências da ERSE em matéria de eletricidade às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, o Conselho passou a ter duas secções, uma para cada setor regulado, e um plenário, sendo que o Instituto do Consumidor manteve o seu representante como presidente e os representantes das associações de defesa do consumidor (agora, com representatividade genérica) passaram a três.

No início integraram a secção do gás natural do Conselho (artigo 46.º do Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que, após o alargamento ao setor do gás natural, aprovou os Estatutos da Entidade Reguladora).

- um representante da entidade titular da concessão do transporte de gás natural através da rede de alta pressão,
- um representante das entidades concessionárias de distribuição regional de gás natural
- um representante das entidades licenciadas para distribuição de gás em regime de serviço público;
- um representante dos grandes consumidores industriais de gás natural;
- três representantes das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica

e um representante do Instituto do Consumidor, que presidia.

Ainda em 2002, considerando que os municípios detêm o direito originário da distribuição de energia elétrica em baixa tensão, sendo parceiros indispensáveis na discussão e análise de toda esta problemática, passou a ter assento no Conselho Tarifário um representante da Associação Nacional de Municípios Portugueses (Decreto-Lei n.º 200/2002, de 25 de setembro).

Uma década depois, quando os Estatutos da ERSE foram atualizados com o Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro, alargou-se a representação e estabeleceram-se algumas regras para garantir o equilíbrio das forças representada, tais como a limitação do número de representantes por empresas que integram um mesmo grupo económico e empresarial e a equivalência entre representantes do lado da «oferta» e da «procura».

O presidente do Conselho, "personalidade de reconhecido mérito e independência", passou a ser designado pelo membro do Governo responsável, primeiro pela área de defesa do consumidor e, depois, pela área da energia.

Em posterior alteração aos Estatutos da ERSE (Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho), foi clarificado o âmbito de aplicação das alterações introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro, relativamente à composição do conselho tarifário, de forma a assegurar uma maior representatividade por parte dos diversos intervenientes nos setores da eletricidade e do gás natural.

Com a assunção, por parte da ERSE, da regulação dos setores do gás de petróleo liquefeito em todas as suas categorias, dos combustíveis derivados do petróleo e dos biocombustíveis, nos termos do artigo 46.º dos seus Estatutos (na redação conferida pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho), o Conselho Tarifário voltou a ser alargado, passando a integrar: uma personalidade de reconhecido mérito e independência a designar pelo membro do Governo responsável pela área do Ambiente e um representante dos pequenos comercializadores da energia.

SISTEMATIZAÇÃO POR PERÍODOS REGULATÓRIOS

Complementando as disposições do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, que estabeleceu as bases gerais da organização e do funcionamento do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN), o Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, atribuiu à ERSE a competência para a elaboração, aprovação e aplicação do Regulamento Tarifário do setor do gás natural.

O ano de 2007 marcou o início do estabelecimento de tarifas por atividade regulada pela ERSE no setor do gás natural. De acordo com o Decreto-Lei n.º 140/2006 de 26 de julho, no primeiro ano gás 2007-2008 a regulação da ERSE abrange as atividades de receção, armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito (GNL), de armazenamento subterrâneo, de gestão técnica global do sistema e de transporte de gás natural.

As tarifas para o primeiro ano gás 2007-2008 estabeleceram o pagamento pela utilização de algumas das infraestruturas e atividades. A partir de julho de 2008, a ERSE passou a regular as atividades de distribuição de gás natural, comercialização de último recurso de gás natural e compra e venda de gás natural e a fixar as correspondentes tarifas de venda a clientes finais.

Posteriormente, a regulação do setor do gás natural passou a ser feita também com a definição de parâmetros para um período mais alargado (período regulatório) e a fixação de tarifas e preços anualmente, de acordo com os parâmetros fixados.

Atualmente o período regulatório no gás natural é de 4 anos.

No ano anterior ao início de um novo período regulatório, é habitual proceder-se a uma revisão das regras constantes dos regulamentos tarifários, o que é feito por um processo de consulta pública alargado em que todos os interessados podem participar.

Registe-se que, quer por razões de não coincidência com os períodos de fixação de tarifas no setor elétrico quer, atualmente, por compatibilização com regras europeias, é utilizado o denominado "ano gás", atualmente com tarifas a vigorar entre 1 de outubro e 30 de setembro do ano seguinte.

Pode suceder, durante um período regulatório, existir uma revisão extraordinária dos parâmetros ou uma alteração de regras regulamentares com impactos em tarifas, designadamente em virtude de alterações legislativas. Também, por imposição comunitária e subsequente transposição legal, a ERSE passou a desempenhar um papel consultivo em matéria de planos de investimento em infraestruturas de transporte e distribuição, para o que desencadeia uma consulta pública prévia à emissão de parecer e ouvindo sempre o seu Conselho Tarifário. Todos estes eventos são objeto de pronúncia através de parecer pelo Conselho Tarifário e de resposta pontual por parte da ERSE.

Neste contexto, a coletânea que reúne os pareceres da secção do gás natural do Conselho Tarifário, agregados por períodos regulatórios, do mais recente para o mais antigo e subdividindo-os em três grandes rúbricas – 1. Parâmetros, tarifas e preços; 2. Regulamentação e outros; 3. Planos de desenvolvimento e investimento.

A resposta do regulador às sugestões e recomendações do Conselho Tarifário, é facultada no final do parecer. Registe-se que a coletânea inclui os pareceres e a data da sua aprovação, sendo o texto integral, incluindo declarações de voto, quando existam, acessíveis por intermédio do *link* indicado.

Os períodos de regulação

a. A mecânica tarifária

As tarifas para o primeiro ano gás 2007-2008 estabeleceram o pagamento pela utilização de algumas das infraestruturas e atividades referidas, a saber: (i) a tarifa de uso do terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, que estabelece o pagamento pela utilização das infraestruturas do terminal de Sines, (ii) a tarifa de uso do armazenamento subterrâneo, que estabelece o pagamento pela utilização das cavernas de armazenagem subterrânea no Carriço, (iii) a tarifa de uso global do sistema, que estabelece o pagamento pela gestão técnica global do sistema nacional de gás natural, e (iv) a tarifa de uso da rede de transporte, que estabelece o pagamento pela utilização da rede interligada de alta pressão, desde os pontos de entrada, terminal de Sines, Valença do Minho e Campo Maior, até aos pontos de saída do gasoduto. A partir de julho de 2008, a ERSE passou a regular as atividades de distribuição de gás natural, comercialização de último recurso de gás natural e compra e venda de gás natural e a fixar as correspondentes tarifas de venda a clientes finais.

Posteriormente, a regulação do setor do Gás Natural passou a ser feita também com a definição de parâmetros regulatórios para um período mais alargado, primeiro de 3 e atualmente de 4 anos, e a fixação de tarifas e preços anualmente, de acordo com os parâmetros fixados.

Recorde-se que, no caso do setor do gás natural, os anos de referência nunca foram os anos civis, mas outrossim os denominados "ano gás" que, desde 2019, por harmonização comunitária, têm tarifas a vigorar entre 1 de outubro dum ano e 30 de setembro do ano seguinte. Porém, o anúncio e fixação de tarifas pela ERSE é feita antecipadamente, normalmente até 31 de maio.

b. Tarifas e preços anuais e parâmetros plurianuais

As tarifas para o primeiro ano gás 2007-2008 estabeleceram o pagamento pela utilização de algumas das infraestruturas e atividades. A partir de julho de 2008, a ERSE passou a regular as atividades de distribuição de gás natural, comercialização de último recurso de gás natural e compra e venda de gás natural e a fixar as correspondentes tarifas de venda a clientes finais. Após um período de fixação de parâmetros e tarifas parcial e progressiva (sistematizados no "1.º período regulatório"), a regulação do setor do gás natural passou a ser feita com a definição de parâmetros para um período de 3 anos (período regulatório) e a fixação de tarifas e preços anualmente, de acordo com os parâmetros fixados. No ano de 2019, o período regulatório no gás natural foi alargado para 4 anos.

1.º período regulatório – 2007/8-2010

2.º período regulatório - 2010-2013

3.º período regulatório - 2013-2016

4.º período regulatório - 2016-2019

5.º período regulatório - 2020-2023

gás

Período regulatório
2020-2023

I. COMPOSIÇÃO DO CONSELHO

Ana Teixeira Pinto	Representante dos comercializadores de último recurso retalhistas de gás natural
Carolina Gouveia	Representante das associações de defesa do consumidor: DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor
Célia Marques	Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica: UGC - União Geral de Consumidores
Celso Pedreiras	Representante das associações que tenham como associados consumidores de gás natural com consumos anuais superiores a 10 000 m^3
Eduardo Quinta Nova	Representante das associações de defesa do consumidor: UGC - União Geral de Consumidores
Eduardo Viana	Representante das entidades titulares de licença de distribuição de gás em regime de serviço público
Frederico Pisco	Representante de consumidores nos termos do n.º 5 do artigo 46.º dos Estatutos da ERSE
Gonçalo Santos	Representante dos comercializadores de gás natural em regime livre
João Marinho	Representante de consumidores nos termos do n.º 5 do Art.º 46.º dos Estatutos da ERSE
Jorge Lúcio	Representante do comercializador de último recurso grossista de gás natural
José Rodrigues Vieira	Representante das entidades concessionárias de distribuição regional de gás natural
Luis Pisco	Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica: DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor
Luis Vasconcelos	Representante da Associação Nacional de Municípios Portugueses
Manuela Moniz	*Personalidade de reconhecido mérito e independência designada pelo membro do Governo responsável pela área da energia* (Presidente)
Patrícia Carolino	Representante da Direção-Geral do Consumidor

Paula Almeida	Representante das entidades concessionárias das atividades de receção, armazenagem e regaseificação de GNL
Pedro Furtado	Representante da entidade titular da concessão do transporte de gás natural através da rede de alta pressão
Rafaela Matos	Personalidade de reconhecido mérito e independência designada pelo membro do Governo responsável pela área do ambiente
Ricardo Emílio	Representante dos pequenos comercializadores de energia
Teresa Marques	Representante de consumidores nos termos do n.º 5 do artigo 46.º dos Estatutos da ERSE

II. PARECERES

1 PARÂMETROS, TARIFAS E PREÇOS

◆ Tarifas e preços de gás para o ano gás 2023-2024 e parâmetros para o período de regulação 2024-2027 ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário[1] (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho "(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços."[2]

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE em 31 de março enviou ao CT o documento "Tarifas e Preços de Gás para o Ano Gás 2023-2024 e Parâmetros para o Período de Regulação 2024-2027"[3], cabendo ao CT emitir parecer até 28 de abril de 2023.

Assim, a Secção do Sector do Gás do CT emite o seguinte parecer:

I
GENERALIDADE

A. RECOMENDAÇÕES ANTERIORES DO CT

Em 29 de Abril de 2022, no parecer que emitiu sobre a proposta de "Tarifas e Preços de Gás para o ano gás 2022-2023", o CT efetuou várias recomendações de que se destacam, em síntese, as seguintes:

1. Atendendo ao contexto energético não só na Península Ibérica, como em toda a Europa, com impactos muito significativos nos preços da energia em geral e especificamente no gás natural, o CT voltou a recomendar à ERSE que não crie expetativas em termos da "evolução das ofertas em regime de mercado". Uma vez que não se observa na Proposta evidência do conhecimento da política de aprovisionamento dos comercializadores que permita uma previsão tão otimista quanto a sugerida pelo Regulador, o CT retomou a observação, expressa em Pareceres anteriores, da necessidade de defesa da credibilidade do regime de mercado, privilegiando a sua supervisão.
2. O CT alertou para o facto de o lançamento de Consultas Públicas em sobreposição com o período de análise da Proposta de Tarifas, num contexto de agravamento da situação económica e das dificuldades de aprovisionamento do mercado, poder vir a motivar o surgimento de novos instrumentos normativos, e eventuais revisões extraordinárias das Tarifas, não contribuindo para a clareza do processo.
3. No que diz respeito à utilização pela ERSE do mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários, o CT sublinhou o comportamento favorável do consumo e da utilização das infraestruturas que têm sistematicamente provocado desvios tarifários a devolver às tarifas pelos operadores. A volatilidade dos consumos do setor elétrico, e as circunstâncias associadas à conjuntura atual, aconselham a alguma preparação no sentido de as tarifas de acesso poderem vir a ter variações significativas nos próximos anos, quando deixar de haver ajustamentos tarifários de anos anteriores a reverter às tarifas que permitam mitigar o aumento dos custos da energia.

[1] Doravante abreviado por CT.
[2] Cf. artigo 45º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.
[3] Ref: E-Tecnicos/2023/551/VM/ao.

4. Quanto às redes abastecidas a partir de UAGs, o CT recomendou que a ERSE avaliasse o impacto dos custos dos combustíveis no transporte de GNL para estas infraestruturas, considerando a sustentabilidade do sistema.

5. O CT observou que a comparação apresentada pela ERSE para os preços verificados nos contratos históricos do Comercializador do SNG e nos mercados de referência, evidenciava um comportamento divergente, especialmente marcado a partir do 3º Trimestre de 2021, o que sugere que a proposta para o mercado regulado assume custos implícitos de energia não reprodutíveis no mercado livre.

6. No âmbito da Tarifa de Energia, o CT recomendou uma reapreciação e uma melhor fundamentação da proposta subjacente à sua definição, que deve refletir os custos de compra e venda de gás natural, na lógica de transparência e objetividade, tendo em conta, por um lado, as condições de mercado que apontam para níveis de preço elevados no médio/longo prazo, e, por outro lado, a potencial criação de uma situação de desequilíbrio concorrencial face ao mercado liberalizado, que não se afigura desejável, quer em termos da credibilização do processo de liberalização, quer em termos da criação de expetativas aos consumidores.

7. O CT reiterou a sua recomendação de pareceres anteriores no sentido de ser efetuada uma análise do modelo de organização da atividade de comercialização de último recurso retalhista, considerando o seu carácter progressivamente residual, traduzido no decréscimo do número de clientes.

8. Considerando uma eventual extensão do período de vigência das tarifas transitórias, e observando-se uma tendência para a estabilização da dimensão do mercado regulado, o CT recomendou que a ERSE continuasse a monitorizar a desejável transição dos clientes em mercado regulado para o mercado liberalizado, salvaguardando os interesses dos consumidores, a saudável concorrência em mercado e o adequado equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso.

9. No âmbito da Tarifa Social, o CT reiterou a recomendação expressa no parecer anterior no sentido de que a ERSE proceda à elaboração de cenários resultantes do crescimento dos potenciais beneficiários desta tarifa, em especial no quadro da atual conjuntura internacional, e o seu impacte no equilíbrio económico-financeiro das empresas que suportam estes encargos: ORT, ORDs, Comercializadores e CURs.

10. No que se refere às Taxas de Ocupação do Subsolo (TOS), CT renovou as recomendações feitas ao longo dos anos, designadamente quanto à necessidade de serem estabelecidos tetos máximos para as taxas a aplicar, bem como mecanismos que promovam a homogeneização da sua aplicação, e quanto à necessidade de assegurar o equilíbrio económico-financeiro dos ORD, nos termos previstos nos seus contratos de concessão e na regulamentação em vigor.

11. O CT recomendou ainda a prossecução da trajetória da redução das descontinuidades tarifárias nas fronteiras dos escalões de consumo, a fim de evitar o eventual benefício de consumidores menos eficientes.

12. Por fim, o CT alertou para o facto de a tendência que se tem verificado de reduzir o valor do desconto associado às tarifas opcionais em MP poder levar a que os clientes ligados a MP possam ver vantagens económicas em mudar de nível de pressão, e avançar com pedidos destes novos investimentos, pelo que sugeriu a implementação pela ERSE de medidas que concretizem o objetivo do desconto MP/AP.

Das recomendações que não mereceram o acolhimento/concordância por parte da ERSE, o CT destaca, nomeadamente as relativas à tarifa social do gás e à taxa de ocupação de subsolo, tendo a ERSE fundamentado a sua decisão na existência de limitações legais que, do seu ponto de vista, obstam a uma maior intervenção do regulador.

B. PONTO PRÉVIO – CONTEXTO ATUAL SNG

B.1. Processos judiciais interpostos contra decisões do regulador

1. Desde o ano de 2010, os operadores regionais de distribuição de gás com concessão, então pertencendo direta ou indiretamente aos grupos GALP e EDP, hoje dos grupos FLOENE e REN, têm anualmente impugnado os valores das tarifas de distribuição em média e baixa pressão, definidos pela ERSE, nos termos legais e regulamentares.

2. Para os Operadores de Redes de Distribuição (ORD) o direito invocado decorria da compensação em prol do equilíbrio económico-financeiro no âmbito da renegociação dos contratos de concessão que permitiu acelerar o processo de liberalização do setor do gás natural em Portugal.

3. Os ORD reclamavam que o Regulador deveria incorporar nos valores das tarifas e preços, o valor das quantias necessárias à compensação de cada ORD, decorrente do direito às reavaliações sucessivas, nos termos da cláusula 39ª dos contratos de concessão que define: "*após o decurso do primeiro período regulatório e para efeitos de remuneração da concessão nos termos do regulamento tarifário a concessionária tem direito a uma reavaliação dos ativos da concessão, antes do início de cada novo período regulatório, de acordo com a inflação.*"

4. Nas decisões tarifárias tomadas anualmente, a ERSE, invocando o seu estatuto de independência e critérios técnicos regulatórios, recusou sempre a incorporação das reavaliações sucessivas nas decisões tarifárias.

5. Esta divergência de entendimento originou um litígio judicial que correu os seus termos perante o Tribunal Administrativo de Círculo de Lisboa.

6. O CT tomou conhecimento da sentença de 6 de janeiro de 2023, proferida pelo Tribunal Administrativo de Círculo de Lisboa, que indeferiu as pretensões dos ORD, relativamente aos anos gás de 2010-2011 a 2013-2014.

7. O Tribunal explicitou na sentença proferida "*….que o direito das AA. às reavaliações sucessivas, é um direito compensatório e não tarifário, o seu reconhecimento/pagamento caberá à contraparte que o identificou em sede contratual (o Estado concedente) e não à Entidade Demandada (que além do mais não foi parte nos CC modificados), consequentemente, não sendo norma ou critério tarifário não podia ser imposto, à luz das normas legais, regulamentares, estatutárias então aplicáveis, que tal mecanismo de reequilíbrio económico financeiro do contrato fosse tomado em linha de conta, por banda da Entidade Demandada, também na fixação das tarifas referentes aos anos gás de 2010 a 2013…*".

8. Não tendo as distribuidoras de gás natural interposto recurso desta decisão judicial, a mesma transitou em julgado tornando-se definitiva.

9. O CT regista que esta decisão é favorável ao sistema tarifário uma vez que de acordo com a estimativa do Regulador os montantes reclamados pelos ORD ultrapassariam 1 000 milhões de euros sobre todo o período das respetivas concessões.

10. O CT nota que se encontram ainda a aguardar decisão os processos judiciais interpostos pelas empresas distribuidoras de gás natural relativamente aos anos gás posteriores ao de 2013-2014.

B.2. Contribuição extraordinária do setor energético (CESE)

1. O Memorando de Entendimento sobre as Condicionalidades de Política Económica, celebrado em maio de 2011, entre o Estado Português, a União Europeia e o Fundo Monetário Internacional estabelecia como objetivo para o mercado de energia, a par da conclusão dos processos de liberalização dos mercados de eletricidade e de gás natural e da avaliação dos instrumentos de política energética e de tributação, a adoção de medidas tendentes a conter o défice tarifário do setor elétrico.

2. A CESE foi criada como contribuição extraordinária pela Lei do Orçamento do Estado para 2014 (Lei n.º 83- C/2013, de 31 de dezembro) com o objetivo de «*financiar mecanismos que promovam a sustentabilidade sistémica do setor energético, através da constituição de um fundo que visa contribuir para a redução da dívida tarifária e para o financiamento de políticas sociais e ambientais do setor energético*» (v. o artigo 1.º, n.º 2, do regime jurídico da CESE, na redação original).

3. A CESE abrange operadores económicos do sector energético que desenvolvam determinadas atividades nos subsetores da eletricidade (produção, transporte, distribuição e comercialização grossista), do gás natural (transporte, distribuição, armazenamento ou comercialização grossista) e do petróleo e produtos de petróleo (refinação, tratamento, armazenamento, transporte, distribuição ou comercialização grossista).

4. O carácter extraordinário da CESE foi referenciado como justificativo nas solicitações de impugnação realizadas na sequência da sua publicação, situação que se alterou com a perenidade recursiva da sua manutenção na Lei do Orçamento do Estado.

5. Um pedido de impugnação à Autoridade Tributária sobre o ato de liquidação da CESE relativo ao ano de 2018, conduziu à apresentação de recursos nas devidas instâncias, culminando no Tribunal Constitucional, onde se questionava a constitucionalidade das normas aplicadas.

6. De acordo com a interpretação deste tribunal, o legislador reduziu os objetivos a que a CESE se dirige em termos tais, que deixou de ser possível afirmar que as concessionárias das atividades de transporte, de distribuição ou de armazenamento subterrâneo de gás natural podem ser consideradas responsáveis pela sua concretização, e muito menos presumíveis causadoras ou beneficiárias das prestações públicas que ao Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Setor Elétrico (FSSSE) incumbe providenciar.

7. O CT regista a decisão transversal do Tribunal Constitucional[4] de "*Julgar inconstitucional, por violação do artigo 13.º da Constituição, o artigo 2.º, alínea d), do regime jurídico da CESE (aprovado pelo artigo 228.º da Lei n.º 83- C/2013, de 31 de dezembro, cuja vigência foi prorrogada para o ano de 2018 pela Lei n.º 114/2017, de 29 de dezembro), na parte em que determina que o tributo incide sobre o valor dos elementos do ativo a que se refere o n.º 1 do artigo 3.º do mesmo regime, da titularidade das pessoas coletivas que integram o setor energético nacional, com domicílio fiscal ou com sede, direção efetiva ou estabelecimento estável em território português, que, em 1 de janeiro de 2018, sejam concessionárias das atividades de transporte, de distribuição ou de armazenamento subterrâneo de gás natural (nos termos definidos no Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na sua redação atual)*".

B.3. Taxa de ocupação de subsolo

1. A Lei n.º 53-E/2006, de 29 de dezembro, que aprovou o regime geral das taxas das autarquias locais (RGTAL), estabeleceu que as taxas das autarquias locais são tributos que assentam na prestação concreta de um serviço público local, na utilização privada de bens do domínio público e privado das autarquias locais ou na remoção de um obstáculo jurídico ao comportamento dos particulares, quando tal seja atribuição das autarquias locais, nos termos da lei, sendo seu sujeito ativo a autarquia local, entidade titular do direito de exigir o tributo e o sujeito passivo a pessoa, singular ou coletiva, e outras entidades legalmente equiparadas que, nos termos da referida Lei e dos Regulamentos aprovados pelas autarquias locais, esteja vinculado ao cumprimento da prestação tributária.

   Nos termos desta Lei, o legislador estabeleceu que compete às Assembleias Municipais a definição das taxas municipais.

[4] Acórdão 101/2023 (tribunal constitucional)

2. O Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, que desenvolve os princípios gerais relativos à organização e ao funcionamento do Sistema Nacional de Gás Natural, regulamentando o regime jurídico aplicável ao exercício das atividades de transporte, armazenamento subterrâneo, receção, armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito, à distribuição e comercialização de gás natural e à organização dos mercados de gás natural, estabeleceu que:

a) A atribuição das concessões para o exercício da atividade de distribuição de gás natural competia ao Conselho de Ministros, sendo os respetivos contratos de concessão outorgados pelo ministro responsável pela área da energia, em representação do Estado.

b) Os contratos de concessão de distribuição regional em vigor tinham de ser alterados de acordo com as bases estabelecidas no seu Anexo IV, assegurando-se nos novos contratos o direito das concessionárias à manutenção do equilíbrio económico e financeiro das respetivas concessões.

3. A Resolução do Conselho de Ministros n.º 98/2008, de 23 de junho, que aprovou as minutas dos contratos de concessão de serviço público de distribuição regional de gás natural a celebrar entre o Estado Português e as concessionárias da atividade de distribuição de gás natural (exercida em regime de concessão de serviço público), determinou que, através daqueles contratos:

a) Assistia às concessionárias o direito de repercutir sobre os utilizadores das suas infraestruturas, quer se tratassem de entidades comercializadoras de gás ou de consumidores finais, o valor integral de quaisquer taxas, independentemente da sua designação, desde que não constituíssem impostos diretos, que lhe viessem a ser cobrados por quaisquer entidades públicas, direta ou indiretamente atinentes à distribuição de gás, incluindo as taxas municipais de ocupação do subsolo (TOS) cobradas pelas autarquias locais.

b) No que respeitava à TOS a liquidar pelas autarquias locais que integravam a área da concessão, os valores pagos pela concessionária em cada ano civil seriam repercutidos por município sobre as entidades comercializadoras utilizadoras das infraestruturas ou sobre os consumidores finais servidos pelas mesmas, nos termos a definir pela ERSE.

4. Em suma, até à entrada em vigor da Resolução do Conselho de Ministros n.º 98/2008, de 23 de junho, o pagamento da TOS, enquanto contrapartida pela utilização privada de bens do domínio público e privado das autarquias locais pelas redes de distribuição de gás natural, era, por força do preceituado nos artigos 6.º, n.º 1 al. c) e 7.º, n.º 2 do RGTAL, da exclusiva responsabilidade das concessionárias. Após a entrada em vigor da referida Resolução, e por força da mesma, o pagamento da TOS passou a ser passível de repercussão, por parte das concessionárias, sobre os utilizadores das suas infraestruturas, quer se trate de entidades comercializadoras de gás ou de consumidores finais.

5. A Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, que aprovou o Orçamento do Estado para 2017, no n.º 3 do artigo 85.º, determinou que "*A taxa municipal de direitos de passagem e a taxa municipal de ocupação do subsolo são pagas pelas empresas operadoras de infraestruturas, não podendo ser refletidas na fatura dos consumidores.*"

6. O Decreto-Lei n.º 25/2017, de 3 de março, que estabelece as disposições necessárias à execução do Orçamento do Estado para 2017, veio, no artigo 70º, estabelecer as definições para cumprimento das obrigações decorrentes do artigo 85 da lei de orçamento de estado para 2017, bem como determinar que as entidades reguladoras sectoriais procedessem a uma avaliação das consequências do regime jurídico estabelecido pela Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, no equilíbrio económico-financeiro das empresas operadoras das infraestruturas, acrescentando ainda, no n.º 5, que, tendo por base aquela avaliação, o Governo deveria proceder à alteração do quadro legal em vigor, nomeadamente em matéria de repercussão das taxas na fatura dos consumidores.

7. A ERSE, cumprindo a orientação normativa referida no ponto anterior, efetuou a avaliação e apresentou em julho de 2017 um relatório ao governo indicando que "*caso as TOS passem a não ser repercutidas, o equilíbrio económico-financeiro de vários ORD será posto em causa a médio prazo, inviabilizando novos investimentos, pondo consequentemente em risco a segurança do sistema, tanto técnica, como económica*". Refere ainda que "*Neste contexto, considera-se ser oportuno rever o atual quadro legislativo de cálculo e aplicação das TOS, de modo a garantir a sustentabilidade económica do sistema e a não pôr em causa a estabilidade e a uniformidade tarifária*".

8. A Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro, que aprovou o Orçamento de Estado para 2019, consagrou, no seu artigo 246.º, que:

a) "*O Governo procede, até final do 1.º semestre de 2019, à revisão do quadro legal enquadrador da taxa de ocupação do subsolo em vigor, nomeadamente em matéria de repercussão das taxas na fatura dos consumidores*".

b) Deveria ser assegurada a fixação de um limite mínimo e máximo indicativo do valor das taxas de ocupação do subsolo para os fornecimentos em BP< [menor que] e para os fornecimentos em BP> [maior que] e MP por parte dos municípios, atendendo aos princípios da objetividade, proporcionalidade e não discriminação.

9. O Despacho n.º 315/2021, de 11 de janeiro, que determinou a constituição, e respetiva composição, de um grupo de trabalho com o objetivo de alterar o quadro legal da TOS – que ainda se mantém em vigor – e a apresentação de proposta de alteração legislativa aos membros do Governo no prazo de quatro meses a contar da sua publicação, apresenta, nos respetivos considerandos:

a) "*Considerando que, através do n.º 3 do artigo 85.º da Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro (Lei do Orçamento de Estado para 2017), ficou determinado que a taxa municipal de direitos de passagem e a taxa municipal de ocupação do subsolo são pagas pelas empresas operadoras de infraestruturas, não podendo ser refletidas na fatura dos consumidores, concretizando o artigo 70.º do Decreto-Lei n.º 25/2017, de 3 de março (Normas de Execução do Orçamento de Estado para 2017), que o Governo procederá à alteração do quadro legal em vigor, nomeadamente em matéria de repercussão das taxas na fatura dos consumidores.*"

b) "*Considerando que o artigo 246.º da Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro (Lei do Orçamento de Estado para 2019), estabelece que o Governo procederá à revisão do quadro legal enquadrador da taxa de ocupação do subsolo em vigor, nomeadamente em matéria de repercussão das taxas na fatura dos consumidores.*"

c) "*Considerando que a proposta de lei apresentada pela Secretaria de Estado das Autarquias Locais, em 3 de maio de 2019, conheceu parecer desfavorável da Associação Nacional de Municípios Portugueses.*"

d) "*Almejando o fim da repercussão da TOS na fatura dos consumidores e que a alteração legislativa a efetuar, tal como estabelecido pelo n.º 2 do artigo 246.º da Lei do Orçamento de Estado para 2019, assente a incidência na efetiva ocupação do subsolo e assegure a fixação de um limite mínimo e máximo indicativo do valor das taxas de ocupação do subsolo para os fornecimentos em BP < e para os fornecimentos em BP > e MP por parte dos municípios, atendendo aos princípios da objetividade, proporcionalidade e não discriminação.*"

10. O CT não tem conhecimento de ulteriores desenvolvimentos, com impacto no quadro legal enquadrador da TOS, resultantes do disposto no Despacho n.º 315/2021, de 11 de janeiro.

11. De recurso interposto para o Supremo Tribunal Administrativo (STA) sobre sentença proferida em tribunal de 1ª instância relativa, sumariamente, a pedido de Impugnação Judicial à repercussão de valores da TOS numa fatura de consumidor final, foi proferido, pelo STA, o Acórdão de 23 de fevereiro de 2023 (Processo nº 02/21.3BEALM), que, em síntese, e relativo ao caso em apreço, decidiu que:

a) "*Nos termos do artigo 85.º, n.º 3 da Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro (Lei do Orçamento do Estado para o ano de 2017), a taxa municipal de direitos de passagem e de ocupação do subsolo são pagas pelas empresas operadoras de infraestruturas, não podendo ser refletidas na fatura dos consumidores.*"

b) "*Sendo a referida norma válida e eficaz desde 1 de janeiro de 2017, há que julgar ilegal o ato de repercussão integrado em fatura relativa ao ano de 2018.*"

c) "*A atividade ou prestação de um serviço público essencial não perde a sua natureza pública administrativa pela circunstância de ser desenvolvida por uma pessoa coletiva de direito privado (no caso constituída sob a forma de sociedade anónima), nem o ato de repercussão, realizado ao abrigo de um direito legalmente reconhecido, deixa de ser materialmente tributário apenas por ter sido praticado por uma concessionária (de serviço público essencial), pelo que, os valores cobrados ao consumidor na parte que respeitam à contrapartida da utilização pela concessionária do bem de domínio público ainda possuem a natureza de créditos tributários.*"

d) "*Não determinando a natureza privada da entidade que praticou o ato lesivo (repercussão ilegal) a sua exclusão do conceito de "serviços" previsto no artigo 43.º da LGT e estando verificados os demais pressupostos para atribuição de juros indemnizatórios previstos no mesmo preceito, deve concluir-se que não existe qualquer obstáculo a que seja reconhecido à repercutida (consumidor final) o direito a reaver o que ilegalmente lhe foi exigido e pagou e, bem assim, o direito a receber o valor correspondente aos juros indemnizatórios, calculados à taxa de 4%, desde a data em que esse pagamento indevido se verificou até efetivo e integral pagamento.*"

Face ao até aqui exposto, e tendo por base o enquadramento realizado bem como tudo o que foi escrito pelo CT sobre esta matéria e que se encontra plasmado nos seus pareceres anteriores, o CT vem salientar:

1. A necessidade de serem estabelecidos tetos máximos para as TOS a aplicar (como se verifica na Taxa Municipal de Direitos de Passagem), e mecanismos que promovam a homogeneização da sua aplicação, obviando, desta forma, às significativas discrepâncias existentes no território nacional.

2. Que a ERSE, em resposta ao que vem sendo alertado pelo CT em pareceres anteriores, tem reiteradamente referido que não tem competências para definir limites máximos cobrados nas TOS, na medida em que essa definição depende de ato legislativo e não tem competência para limitar a autonomia das autarquias por via regulamentar. Entendendo as limitações aludidas pela ERSE, na sua resposta, o CT considera, no entanto, que a mesma poderá ter um papel importante, enquanto entidade reguladora do setor, e à qual aporta todo o interesse no melhor funcionamento possível do mesmo, junto do poder legislativo, por forma a que a questão em apreço seja resolvida de forma adequada, no menor espaço de tempo possível.

3. Que regista o teor do Acórdão do STA, referido no ponto 11 acima, o qual – pese embora a sua aplicação ao caso em concreto - poderá vir a desencadear iniciativas semelhantes por parte de outros clientes, conduzindo à necessidade de ajustamento do quadro legal aplicável.

4. Que, face ao conteúdo da decisão do STA, o CT vem uma vez mais reforçar a urgência de ser analisado e, eventualmente, se for esse o caso, garantido o equilíbrio económico-financeiro dos ORD, nos termos previstos nos seus contratos de concessão e na regulamentação em vigor.

C. MERCADO GROSSISTA E PREÇOS DE ENERGIA

1. O CT reconhece que, apesar de algum alívio no preço do gás natural observado nos mercados grossistas a partir do início de 2023, face ao verificado no 2º semestre de 2022, em que os preços atingiram valores absolutamente invulgares no principal índice de referência do mercado europeu, o *Title Transfer Facility* (TTF), com valores médios superiores na ordem dos 150 €/MWh e com um pico na

vizinhança de 300€/MWh, se mantém uma situação instável, com os preços ainda marcadamente superiores aos que se verificavam no contexto pré-pandémico.

2. Por outro lado, sendo certo que o mercado português é especialmente fornecido a partir de GNL, produto em que os preços verificados nos mercados internacionais são algo inferiores aos observados no TTF, a própria ERSE nota na Proposta que o preço deste produto tem apresentado uma elevada volatilidade, a que se tem adicionado alguns problemas do lado dos produtores, o que não permite simplesmente considerar o preço do GNL como a referência única para o mercado ibérico.

3. Deste modo, o CT considera justificável a posição assumida pela ERSE na proposta de tarifas e preços de gás natural para o Ano Gás 2023-24, mantendo alguma reserva quanto a uma desejável diminuição continuada dos preços de aprovisionamento, quando é certo que se mantém um enquadramento geopolítico incerto, nomeadamente devido à situação de guerra na Ucrânia.

4. O anterior é concretizado pela proposta de custo implícito de aquisição de gás natural para fornecimento ao CURG de 23.95 €/MWh, por comparação com o adotado na Aprovação do Tarifário para o Ano Gás 2022/23 de 22.80 €/MWh. Note-se que, a este último valor deve ser acrescido, para efeitos de comparação, o aumento de 2 €/MWh, aprovado em 1 de janeiro de 2023, pela aplicação do mecanismo de monitorização da adequação da Tarifa de Energia.

5. O CT reconhece que com esta proposta se manterá uma situação mais favorável para os clientes fornecidos pela Tarifa Transitória praticada pelos CURRs, dado o aprovisionamento do mercado regulado ser garantido através do último contrato histórico de longo prazo, celebrado em regime de take or pay com a empresa nigeriana produtora de GNL, o qual tem mantido preços de energia mais reduzidos do que os praticados nos mercados grossistas europeus, nomeadamente os indexados ao TTF.

6. Contudo, o CT mantém a nota de cautela expressa no Parecer emitido sobre a Proposta de Tarifas do ano gás anterior, quanto à não necessária reprodutibilidade deste nível de preços nas ofertas em mercado livre, considerando os diferentes indexantes aplicados pelos produtores nos seus contratos de venda aos comercializadores ativos no mercado português.

7. Neste particular, o CT reconhece aliás a iniciativa da Comissão Europeia de criação de um novo indexante, que pretende ser mais representativo das transações de GNL, evitando alguma "contaminação" dos preços de fornecimento por eventuais novas oscilações extremas no TTF. Contudo, o novo indexante apenas foi operacionalizado em março de 2023, apresentando ainda uma liquidez insuficiente para que os seus potenciais efeitos estabilizadores possam começar a ser sentidos no curto prazo.

8. Assim, o CT considera a proposta da ERSE equilibrada no que respeita aos fornecimentos ao mercado regulado, mas mantém a recomendação de pareceres anteriores de que seja adotada uma parcimónia quanto a alguma expetativa apresentada quanto à "evolução das ofertas em regime de mercado". Com esta opção, o CT acredita que será mais bem defendida a credibilidade do regime de mercado, devendo a ERSE privilegiar a supervisão deste no lugar de expressar estimativas insuficientemente fundamentadas.

D. DESENVOLVIMENTOS LEGISLATIVOS E REGULATÓRIOS

Na sequência da Guerra da Ucrânia e das perturbações nos fluxos de gás e da subida vertiginosa dos preços da energia foram aprovados, a nível europeu e nacional, vários instrumentos legais e regulamentares que visam assegurar a segurança de aprovisionamento e o fornecimento de gás em condições de preço economicamente acessíveis. Assim, a nível europeu, destacam-se, por ordem cronológica, os seguintes instrumentos:

1. A Comunicação de 23 de março de 2022, com o objetivo de redução da dependência energética da União Europeia da Rússia e o controlo da volatilidade dos preços de gás natural, solicita aos Estados-Membros que aumentem as suas reservas de gás natural até 90% da capacidade das infraestruturas de armazenamento até 1 de novembro de cada ano, solicitando ainda que os Estados-Membros cumpram os objetivos antecipadamente à aprovação das alterações ao Regulamento (UE) 2017/1938, que estabelece as medidas de salvaguarda da segurança de abastecimento, aprovadas pelo Regulamento (UE) 2022/1032, do Parlamento Europeu e do Conselho de 29 de junho;
2. A Comunicação de 18 de maio de 2022, da Comissão Europeia, relativa ao «Plano REPowerEU», que estabelece a criação de uma Plataforma da UE para a Aquisição de Energia, juntamente com os Estados-Membros, para a aquisição comum de gás, gás natural liquefeito (GNL) e hidrogénio. No sentido de manter os objetivos de descarbonização, resulta dos instrumentos comunitários que a aquisição conjunta poderá resultar na concessão de um tratamento mais vantajoso ou apoio ao aprovisionamento e fornecimento de gases renováveis, como o biometano e o hidrogénio, na medida em que possam ser injetados com segurança no sistema de gás, para fornecimento aos clientes finais.
3. O Regulamento (UE) 2022/1369, do Conselho, de 5 de agosto, que veio preconizar a necessidade de a nível europeu se adotarem medidas coordenadas de redução do consumo de gás e aumento da capacidade de armazenamento de gás natural.
4. O Regulamento (UE) 2022/2578 do Conselho, de 22 de dezembro de 2022, que cria um mecanismo temporário de correção do mercado para as ordens colocadas para a negociação de derivados no *Title Transfer Facility* (TTF) e de derivados ligados a outros pontos de negociação virtual, a fim de limitar episódios de preços do gás excessivamente elevados na União, que não refletem os preços do mercado mundial.
5. O Relatório da Agência Internacional da Energia, de 12 de dezembro de 2022, que estima que poderá ocorrer uma escassez de gás em 2023, a menos que as medidas já tomadas na União sejam complementadas por ações adicionais para substituir ou poupar gás.
6. O Relatório de acompanhamento sobre a revisão do Regulamento (UE) 2022/1369, da Comissão, que analisa a redução da procura alcançada, os riscos e possíveis cenários de oferta e escassez até ao final do próximo Inverno e que demonstra que é necessária uma redução contínua da procura de 15% até ao final de março de 2024 para garantir que os Estados-Membros possam cumprir o objetivo de armazenamento de 90% estabelecido pelo Regulamento (UE) 2022/1032 e assegurar a adequação da oferta e da procura de gás para o Inverno 2023/2024 .
7. O Regulamento (UE) 2023/706 do Conselho, de 30 de março, que altera o Regulamento (UE) 2022/1369 no respeitante à prorrogação do período de redução da procura para as medidas de redução da procura de gás.

Já a nível nacional, o CT destaca:

a) O Decreto-Lei n.º 30-B/2022, de 18 de abril, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 6/2023, de 27 de janeiro, que reforça o sistema de incentivos «Apoiar as Indústrias Intensivas em Gás».

b) O Decreto-Lei n.º 57-B/2022, de 6 de setembro, que permite o regresso dos clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m3 ao regime de tarifas reguladas de venda de gás natural.

c) O Decreto-Lei n.º 84-D/2022, de 9 de dezembro, que procede à criação do regime transitório de estabilização de preços do gás por pessoas coletivas com consumos anuais superiores a 10 000 m3.

d) O Decreto-Lei n.º 70/2022, de 14 de outubro, que estabelece medidas extraordinárias e temporárias no quadro da segurança de abastecimento de gás e cria a reserva estratégica de gás natural, procedendo à primeira alteração ao Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto.

e) A Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro, que determina que o operador de terminal de gás natural liquefeito promova, de imediato e com urgência, a instalação das infraestruturas e equipamentos necessários à trasfega de GNL entre navios, em Sines, usando as instalações que opera, aspeto que se refletiu nos investimentos a efetuar pela REN Atlântico e que se enquadram na presente proposta tarifária. Aquela Resolução determina, também, que o operador de armazenamento subterrâneo de gás promova, no âmbito das suas atividades reguladas, as diligências necessárias para assegurar o reforço da capacidade de armazenamento instalada em Portugal em, pelo menos, duas cavidades adicionais, não tendo estes investimentos, ainda, impacto nas tarifas do ano gás 2023-2024.

f) A Portaria n.º 15/2023, de 4 de janeiro, que estabelece o sistema de compra centralizada de biometano e hidrogénio produzido por eletrólise a partir da água, com recurso a eletricidade com origem em fontes de energia renovável, no contexto de necessidade de acelerar a transição energética e reforçar a segurança do abastecimento, designadamente, mediante a produção de gases renováveis.

g) A Proposta de Tarifas e Preços agora em análise tem por base o enquadramento legal e regulamentar vigente, bem como aquele que se encontra em consulta pública, no âmbito da revisão do Regulamento Tarifário em curso, o que poderá motivar eventuais revisões das Tarifas, prejudicando a previsibilidade do processo e consequentemente a estabilidade tarifária.

II
ESPECIALIDADE

A. CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE GÁS NO ANO GÁS 2023-2024

A.1. Cenários adotados para o consumo de gás por tipo de consumidores

a) Como tem sido referido pelo CT em pareceres anteriores, a previsão da procura de gás é um fator que merece enorme atenção pois condiciona o valor das tarifas a fixar e influencia a capacidade de recuperação dos proveitos permitidos, em função da procura efetivamente realizada.

b) O perfil de evolução do volume de gás consumido em Portugal por ano civil evidencia a estabilização do nível dos consumos nas redes de distribuição ao longo dos últimos anos. Em 2022 verifica-se uma retração sobretudo do consumo industrial, refletindo o efeito conjuntural do aumento significativo dos preços no mercado grossista de gás, sendo que em 2020 e 2021, alguma redução já se tinha feito sentir como consequência das medidas de combate à pandemia COVID-19. Os consumos de gás para produção de eletricidade em centrais de ciclo combinado, apesar de alguma volatilidade, mantiveram-se em níveis bastante elevados, com destaque para o ano 2022, que registou o maior consumo dos últimos 10 anos, consequência da seca e da produção renovável eólica e solar, inferior às previsões.

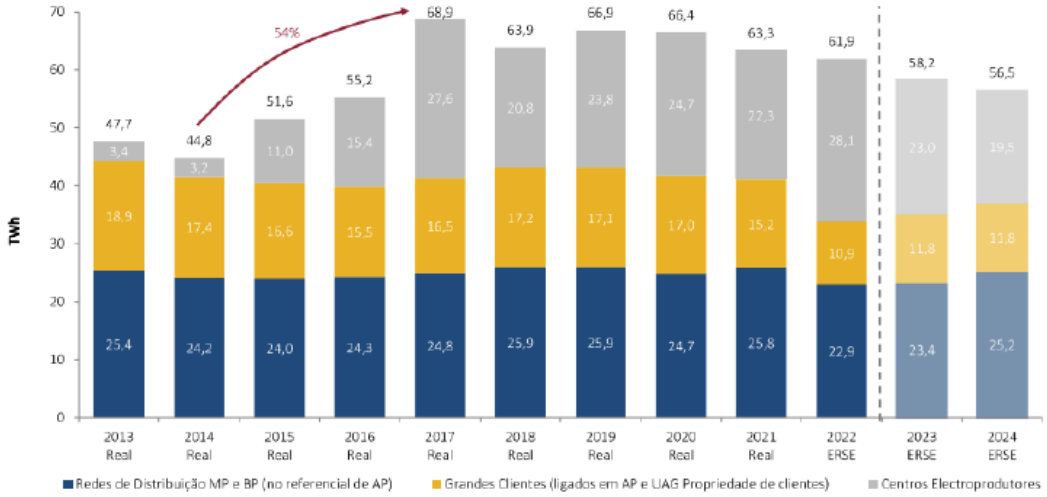
c) Desde 2017 os consumos globais anuais ficaram sempre acima dos 60 TWh, mantendo um comportamento de alguma estabilidade, favorável para efeitos tarifários. Contudo, os últimos dois anos evidenciam uma alteração da tendência, e uma maior volatilidade dos consumos de gás, muito relacionada com o aumento da instabilidade dos preços no mercado grossista.

d) O CT regista que as projeções apresentadas pela ERSE são no global conservadoras, com valores de previsão no limite inferior do que se tem verificado nos últimos anos para os grandes clientes industriais, o que nos parece adequado face ao contexto atual de elevada volatilidade e nível de preços do gás nos mercados internacionais e pela instabilidade ao nível da conjuntura política, económica e até mesmo de evolução regulatória a nível europeu.

e) Já no que diz respeito ao consumo em centrais de ciclo combinado para produção de eletricidade, a ERSE opta pela adoção para 2023 e 2024 de níveis de consumo ao nível dos verificados em 2021, no caso do ano 2023, e em 2018, no caso do ano 2024. Esta opção tem naturalmente um elevado impacto nos valores globais da procura e consequentemente nos níveis tarifários necessários para recuperação dos proveitos permitidos estabelecidos para as atividades reguladas.

f) Tendo em conta que um aumento expressivo do valor das TAR, como o previsto na Proposta em análise, pode conduzir em si mesmo a uma redução dos consumos, designadamente no segmento electroprodutor que aporta volumes elevados ao sistema, com prejuízo para a sustentabilidade tarifária, considera o CT que a estimativa de consumo assumida pela ERSE para este segmento de clientes e sobretudo para o ano 2023, deve ser mais bem sustentada.

Figura 2-2 - Evolução do consumo de gás em Portugal por ano civil



Nota: A partir de 2020 real passou a incluir-se nas quantidades dos Grandes Clientes os clientes das UAG propriedade de clientes, para além dos ligados em AP.

A.1.1. PREVISÕES DO CONSUMO DE GÁS DOS CENTROS ELECTROPRODUTORES

a) As previsões da ERSE para o consumo de gás nos centros electroprodutores para os anos 2023 e 2024 registam uma redução face ao valor implícito nas tarifas atualmente em vigor.

b) Para 2024, o CT considera que a redução proposta pela ERSE é aceitável uma vez que deverá incorporar um menor fator de utilização da central Turbogás, cujo CAE termina em março de 2024, e o efeito da penetração progressiva de mais capacidade renovável.

c) Já para o ano 2023, e apesar do CT reconhecer que este segmento de consumo está sujeito a uma elevada volatilidade, considera que tendo em conta as atuais condições de funcionamento do mercado ibérico, com eliminação de grande parte da produção a carvão, com a manutenção entretanto anunciada do "*cap* ibérico" e com os atrasos que persistem na entrada em operação de parte dos novos projetos renováveis, será bastante provável que as centrais de ciclo combinado, enquanto *backup* necessário à intermitência da energia renovável, incluindo a hídrica, mantenham em 2023 um consumo muito alinhado com o registado em 2022.

d) Adicionalmente, e também como já referido anteriormente, apesar do ano 2022 ter sido um ano de reduzida hidraulicidade, foi também acompanhado por temperaturas amenas ao longo do período de

inverno pelo que, mesmo que em 2023 as condições de produção hídrica se alterem, é sempre possível que o inverno seja mais rigoroso pelo que as centrais de ciclo combinado serão chamadas a funcionar.

e) e. O CT considera, assim, que o cenário assumido pela ERSE é aceitável para o ano 2024, mas pode ser excessivamente conservador relativamente ao ano 2023, com impactos negativos no nível tarifário resultante, devendo por isso ser reavaliado, até à luz das novidades regulatórias entretanto ocorridas ao nível ibérico.

A.1.2. PREVISÕES DO CONSUMO DE GÁS DOS GRANDES CLIENTES AP

a) Em resultado do acréscimo substancial dos preços do gás nos mercados internacionais, a ERSE prevê que os consumos dos grandes clientes de gás natural ligados em alta pressão terão um decréscimo relevante nos anos 2023 e 2024, superior a 22%, para se situarem nos 11,8 TWh no ano gás 2023-2024, o que compara com o valor de 10,9 TWh relativos a 2022, 15,2 TWh no ano 2021, e 15 TWh considerados em tarifas 2022/23.

b) Tendo em conta a elevada volatilidade dos preços do gás natural nos mercados internacionais assim como toda a incerteza que envolve atualmente a evolução do enquadramento regulatório do mercado energético europeu, para além dos desafios ao nível macroeconómico, o CT entende a dificuldade associada à previsão de ajustes na atividade produtiva dos grandes clientes industriais, com os consequentes impactos nos seus consumos de gás natural.

c) Ainda assim, o CT regista, que o cenário de consumo apresentado pela ERSE para este segmento de consumo parece ser conservador, já que aponta para níveis de consumo reduzidos não parecendo considerar todo o enquadramento económico e legislativo atualmente em desenvolvimento.

A.1.3. PREVISÕES DO CONSUMO DE GÁS ABASTECIDO PELAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

a) A previsão da ERSE para os consumos de gás abastecidos em média e baixa pressão considera os valores previsionais dos fornecimentos e o número de pontos de abastecimento previstos pelos ORD para 2023 e 2024, para o agregado de MP e BP, exceto no particular da Sonorgás, onde são refletidas as previsões para as licenças em novas zonas geográficas. Daqui resulta um acréscimo de 10% do volume de gás de 2022 para 2024, sendo o valor adotado pela ERSE para o ano gás 2023-2024 de 23,5TWh, correspondente a uma diminuição de 4,2% face ao atual ano gás, com consumo previsto de 23,9TWh.

b) O CT regista como aceitável o cenário assumido pela ERSE.

B. TARIFAS E PROVEITOS PERMITIDOS NO ANO GÁS 2023-2024 POR ATIVIDADE

B.1. Proveitos permitidos e desvios tarifários de 2021 e de 2022

1. As tarifas do ano gás 2023-2024 são aplicadas no período compreendido entre 1 de outubro de 2023 e 30 de setembro de 2024. Por esta razão a determinação dos proveitos para efeito de cálculo de tarifas em ano gás é também calculada na proporção de 0,25 dos proveitos permitidos de 2023 e de 0,75 dos proveitos permitidos de 2024.

2. O ano gás 2023-2024, é no que se refere ao ano de 2023, o quarto ano e último de aplicação dos parâmetros definidos para o período de regulação 2020-2023, e ao ano de 2024 o primeiro ano do novo período de regulação 2024-2027.

3. Os pressupostos, as metodologias e os cálculos que sustentam os parâmetros regulatórios definidos para o corrente período regulatório, 2020-2023, encontram-se no documento "Parâmetros de regulação para o período 2020 a 2023", de maio de 2019 e os que sustentam os parâmetros regulatórios definidos para o próximo período regulatório, 2024-2027, encontram-se no documento "Proposta de Parâmetros de regulação para o período 2024 a 2027".

4. Assim, as componentes fixas e variáveis associadas aos custos operacionais por atividade e empresa, para 2023, foram atualizadas com os fatores de eficiência definidos para o período regulatório de 2020-2023 e com o índice de preços implícito no PIB de 2022 de 4,49%.

5. Para 2024, os proveitos permitidos foram calculados considerando as novas bases de custos e taxas de remuneração propostas pela ERSE para o novo período de regulação 2024 a 2027 cuja apreciação em detalhe será objeto na parte III deste Parecer.

6. O quadro abaixo apresenta as taxas de remuneração consideradas no cálculo dos proveitos permitidos.

Quadro 2-7 – Taxas de remuneração dos ativos regulados

	Taxa 2021	Taxa 2022	Taxa estimada 2023	Taxa prevista 2024
Alta Pressão	4,52%	5,29%	5,68%	5,20%
Média e Baixa Pressão	4,72%	5,49%	5,88%	5,60%
Taxa de remuneração implícita no cálculo da parcela de TOTEX da atividade de OLMC	4,40%	4,40%	4,40%	1,85%

Fonte: "PROPOSTA DE PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA O ANO GÁS 2023-2024

7. Da análise do quadro verifica-se que as taxas de remuneração apresentaram uma trajetória ascendente até 2023, acompanhando a evolução das obrigações do tesouro. O ano 2024 reflete as taxas propostas para o novo período de regulação, inferiores às de 2023, em contraciclo com o atual contexto financeiro.

8. Aos proveitos permitidos que resultam do modelo regulatório de cada atividade há que adicionar os ajustamentos definitivos do ano s-2 e, eventualmente, o provisório de s-1.

9. Os ajustamentos a repercutir no ano gás 2022-2023 dos operadores das infraestruturas são determinados essencialmente a partir dos desvios entre a procura de gás do ano 2021 versus os valores estimados, bem como na melhor estimativa do ano 2022 baseada nos dados disponíveis à data de emissão da Proposta.

10. No caso dos comercializadores de último recurso os desvios resultam da diferença entre o consumo e número de consumidores no mercado regulado relativamente ao estimado e ao desvio decorrente dos fluxos associados à aditividade tarifária.

11. O quadro seguinte permite comparar os proveitos a recuperar por atividade subjacentes ao cálculo das tarifas de 2022-2023 com os da proposta de tarifas 2023-2024, segmentados por atividade com os respetivos ajustamentos e mecanismos de atenuação de desvios atualmente em vigor.

Unid. M€	tarifas 2022-2023	Proposta tarifas 2023-2024	Variação	
Terminal	43,9	49,6		
Armazenagem	18,1	17,7		
Transporte (exclui transporte rodovia)	66,9	67,2		
Gestão Global do Sistema (exclui ERSE)	8,2	8,5		
OLMC	0,4	0,2		
Distribuição	214,2	225,0		
Acesso às redes	*351,5*	*368,3*	*16,7*	*4,8%*
CUR G (energia)	15,4	41,6	*26,2*	*169,8%*
Curr (comercialização	9,3	19,7	*10,4*	*111,8%*
Proveitos permitidos atividades reguladas	376,2	429,5	53,3	14,2%
GLUAG	0,3	0,3		
ERSE	5,2	5,3		
Transporte de GNL por rodovia	6,2	7,3		
PPEC	0,3	2,4		
Custos pass through	12,0	15,3	3,4	27,9%
Diferimento intertemporal	-10,6	-3,4		
Proveitos da atribuição de capacidade				
Terminal	-34,7	-5,8		
Transporte	-32,9	0,0		
Ajust s-1 (exclui proveitos de atribuição de capacidade)	3,5	0,0		
Ajust s-2 (exclui proveitos de atribuição de capacidade)	-9,0	-5,5		
Outros	-83,6	-14,7	68,9	-82,4%
Total proveitos a recuperar com as tarifas	304,6	430,1	125,5	41,2%
Mecanismo atenuação dos desvios tarifários				
Terminal	12,4	-7,6		
Armazenagem	10,0	7,6		
Transferências para a UGS I	22,4	0,0	-22,4	-100,0%

Fonte: "PROPOSTA DE PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA O ANO GÁS 2023-2024, pp 63 a 66, 85, 93, 101, 115, 123, 148-150, 263, 270, 271

12. Da análise do quadro o CT constata que relativamente aos valores considerados para o ano gás 2022/2023, o total de proveitos permitidos a recuperar com as tarifas apresentam um acréscimo de 125,5 M€ (+41,2%):

a) Os proveitos permitidos das atividades reguladas das infraestruturas de Alta Pressão e Distribuição apresentam um acréscimo de cerca de 16,7 M€ (4,8%), como consequência da inflação, da aplicação dos parâmetros regulatórios em vigor, designadamente do custo com o consumo de eletricidade no terminal e da evolução das taxas de remuneração, esta evolução foi atenuada pela decisão provisória da ERSE de considerar apenas 50% das transferências propostas pelos operadores, desde que as mesmas não estejam cobertas por aprovação do Concedente através do PDIRG, aprovações *ad-hoc* ou outro diploma legislativo a qual deverá ser avaliada com prudência caso estes projetos venham a ser aprovados.

b) Os proveitos permitidos dos comercializadores de último recurso mais do que duplicaram devido não só ao preço de energia mas também pela quantidade (consumo e número de clientes) pelo regresso ao CUR dos clientes ao abrigo do Decreto-Lei n.º 57-B/2022, de 6 de setembro, que estabeleceu um regime excecional e temporário que tem permitido aos clientes finais de gás com consumos anuais inferiores ou iguais a 10.000 m^3 regressarem ao mercado regulado no contexto das medidas de

mitigação dos impactes dos aumentos dos custos de energia resultantes do conflito militar entre a Ucrânia e a Rússia.

c) Para o acréscimo dos custos *pass through* contribuiu não só o aumento dos custos com o transporte por rodovia, mas também os valores do PPEC atualmente em vigor cujo pagamento aos promotores a ERSE prevê que tenha início em 2023.

d) Os ajustamentos a devolver às tarifas incluindo os proveitos da atribuição de capacidade – leilão que ocorreu no ano gás 2020/21 reduziram cerca de 69 M€, ainda que a ERSE tenha decidido não incluir os ajustamentos provisórios de 2022, num montante estimado por esta entidade em 46,9 M€ a recuperar pelas empresas.

e) O mecanismo intertemporal dos desvios de procura na atividade de transporte no presente exercício tarifário, não foi ativado. O valor 3,4 M€ corresponde as anuidades dos diferimentos referente ao ano gás de 2021-2022.

13. O CT não pode deixar de sublinhar que as decisões da ERSE da não inclusão dos ajustamentos de 2022 de 46,9 milhões de euros a recuperar pelas empresas e da inclusão de apenas 50% das transferências para exploração dos investimentos do período 2022-2024 poderão gerar uma elevada pressão nas tarifas de 2024-2025 como a própria ERSE alerta no documento "*Para a mitigação do impacte de variação dos ajustamentos, não foram considerados no cálculo dos proveitos permitidos do ano gás 2023-2024 os ajustamentos provisórios de 2022, que ascendem a 47 milhões de euros a favor das empresas. Refira-se que estes ajustamentos, embora provisórios, foram calculados já com vários meses ocorridos, pelo que existe uma probabilidade elevada que se concretizem como ajustamentos definitivos da mesma ordem de grandeza, que deverão ser considerados nas tarifas do ano gás 2024-2025, podendo gerar uma elevada pressão nas tarifas desse ano*".

14. Por isto mesmo, o CT insta a ERSE a reavaliar a sua proposta, de forma a reconhecer no ano custos/ganhos expectáveis de forma a não onerar/desonerar os anos futuros, o que se aplica, quer aos ajustamentos provisórios, que na altura em que são enviados já incluem 10 meses reais, quer das estimativas de transferências para exploração. Eventuais correções a posteriori com base no real terão sempre um impacte inferior relativamente à não consideração de qualquer valor.

B.2. Proveitos permitidos e tarifas do Acesso às Redes

B.2.1. Atividade de Receção, Armazenagem e Regaseificação

1. O quadro seguinte sintetiza os proveitos a recuperar com as tarifas de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL:

Unid. M€	Ano gás 2022-2023	Ano gás 2023-2024	Δ 2023-24 / 2022-23	
Proveitos do Operador do terminal de GNL	**43,9**	**49,6**	**5,8**	**13,1%**
Custos com capital	27,2	28,6	1,4	5,3%
Custos operacionais	16,7	21,0	4,3	26,0%
Receitas provenientes da atribuição da capacidade das infraestruturas	0,0	-0,4	-0,4	
Reversão para o sistema do Diferimento intertemporal das Receitas com o prémio de leilão	0,0	-5,4	-5,4	
Desvio s-1	-19,8		19,8	
Desvio s-2	-13,8	-0,6	13,2	
Proveitos permitidos da atividade	10,2	43,1	32,9	322,5%
Mecanismo de atenuação dos desvios tarifários	12,4	-7,6	-20,0	-161,2%
Proveitos a recuperar com as tarifas	22,6	35,6	12,9	57,3%

Fonte: "Proposta de proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2023-2024 das empresas reguladas do setor do gás", p 93

2. A variação dos proveitos permitidos desta atividade em cerca de 322,3% traduz, essencialmente, a redução dos desvios a devolver de anos anteriores resultantes das receitas extraordinárias obtidas com o prémio de leilão da atribuição da capacidade das infraestruturas em situação de congestionamento do ano gás 2020-2021.

3. Nas tarifas do ano gás 2022-2023 foram considerados os 13,8 M€ recebidos em 2020 (incluídos no ajustamento do ano s-2) e 50% dos 41,4 M€ recebidos em 2021, ao abrigo do mecanismo de diferimento intertemporal das receitas com o prémio de leilões de atribuição de capacidade (incluídos no ajustamento de s-1).

4. Ao abrigo deste mecanismo, o remanescente de 20,7 M€ foi diferido revertendo para a tarifa acrescido de juros, ao longo de um período que no máximo corresponderá a 4 anos. Desta forma, foi considerado em tarifas 2023-2024 um quarto deste valor.

5. Para mitigar este acréscimo e permitindo reduzir para 57,3% a variação dos proveitos a recuperar com as tarifas, a ERSE:

a) Não considerou o desvio provisório de 2022 de 3,4 Milhões de euros, adiando o reconhecimento do mesmo para tarifas 2024-2025

b) Ativou o Mecanismo de Atenuação de ajustamentos tarifários a repercutir na parcela I da UGS que contribuiu para uma redução dos proveitos a recuperar com as tarifas desta atividade em 7,6 M€ (em tarifas 2022-2023 tinham revertido para o sistema 12,4 M€).

6. Os proveitos permitidos sem ajustamentos, ou seja, com origem no ano e decorrentes da atividade, gastos operacionais e custos com capital, resultam da aplicação dos parâmetros propostos para o novo período de regulação cuja apreciação em maior detalhe é feita na parte III deste Parecer e dos montantes de ativos sobre o qual incide a taxa de remuneração.

7. Relativamente aos custos operacionais, o acréscimo resulta essencialmente da variação dos preços de energia que se refletem nos custos com eletricidade consumida no terminal.

8. Relativamente aos valores de ativos considerados quer no desvio definitivo de 2021, quer nas transferências previstas para 2022 a 2024, a ERSE solicitou, ao Operador do terminal, informação adicional que se encontra em análise pelo que o valor que consta da Proposta é condicional, sendo apurado o valor definitivo após analisada a fundamentação do operador aos esclarecimentos solicitados pela ERSE.

9. À exceção do investimento na transfega de GNL, enquadrada pela Resolução do Conselho de Ministros nº 82/2022, de 27 de setembro, os demais montantes previstos, não explicitamente referenciados no PDIR GN 2017 e acima do plafond aprovado para este plano, foram considerados, a título provisório, apenas em 50%. Tratam-se de investimentos destinados a manter os ativos em condições técnicas de funcionamento, no cumprimento das obrigações inerentes ao serviço público desta atividade. Assim, o CT recomenda uma análise cuidada desta opção, por forma a assegurar que esta não se aplica a investimentos que se justifiquem por razões operacionais, de modo a garantir o normal funcionamento da atividade tendo em consideração o papel desta infraestrutura na segurança de abastecimento do país.

B.2.2. ATIVIDADE DE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

1. Os proveitos permitidos da atividade, gastos operacionais e custos com capital, resultam da aplicação dos parâmetros propostos para o novo período de regulação cuja apreciação em maior detalhe é feita na parte III deste Parecer, dos montantes de ativos sobre o qual incide a taxa de remuneração e dos desvios tarifários de anos anteriores.

2. A variação de 41,1% destes proveitos resulta da redução dos desvios a devolver de anos anteriores, uma vez que os proveitos da atividade reduzem cerca de 2,3%, conforme quadro abaixo.

Unid. M€	Ano gás 2022-2023	Ano gás 2023-2024	Δ 2023-24 / 2022-23	
Proveitos da atividade	**18,1**	**17,7**	**-0,4**	**-2,3%**
Custos com capital	14,5	14,9	0,4	
Custos operacionais	3,6	2,8	-0,8	
Desvio s-1	0,0	0,0	0,0	
Desvio s-2	-10,9	-7,6	3,4	
Proveitos permitidos	7,1	10,1	2,9	41,1%
Mecanismo de atenuação dos desvios tarifários	10,0	7,6		
Proveitos a recuperar com as tarifas de Armazenamento Subterrâneo	17,1	17,7	0,5	3,1%

Fonte: "Proposta de proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2023-2024 das empresas reguladas do setor do gás", p. 101.

3. O CT tomou nota da decisão da ERSE da aceitação condicional dos investimentos desta atividade enquanto analisa a fundamentação enviada pelo operador aos esclarecimentos solicitados pela ERSE e de não fazer refletir, o ajustamento provisório referente a 2022, de 0,7 M€ a reverter para as tarifas.

4. A redução do valor relativamente a tarifas 2022-2023 do montante a transferir para a UGS I por aplicação do mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários, permitiu limitar a variação dos proveitos a recuperar com as tarifas de Armazenamento Subterrâneo em 3,1%.

B.2.3. ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE GÁS

1. Os proveitos permitidos do ano gás 2022-2023 beneficiaram da receita obtida com o prémio de leilão da atribuição da capacidade das infraestruturas em situação de congestionamento do ano gás 2020-2021 (32,7 M€) que foi na íntegra revertido às tarifas em sede dos ajustamentos tarifários do ano s-1 e ano s-2 e das anuidades do mecanismo de atenuação dos desvios tarifários do ano gás 2019/20 (7,1 M€) e 2021/22 (3,3 M€).

2. Com esta reversão para as tarifas, os proveitos permitidos a recuperar com as tarifas de uso da rede de transporte no ano gás 2022-2023 reduziram para um terço o proveito permitido da atividade (OPEX + CAPEX), tendo o CT oportunamente alertado para o facto de decorrer de uma receita extraordinária

e um montante singular, pelo que seria expectável que no ano gás 2023-2024 esta tarifa voltasse ao nível dos anos anteriores.

3. O quadro permite comparar os proveitos previstos recuperar no ano gás 2023-2024 com os proveitos subjacentes às tarifas 2022-2023

Unid. M€	Ano gás 2022-2023	Ano gás 2023-2024	Δ 2023-24 / 2022-23	
Proveitos do operdor da rede de transporte	**66,9**	**67,2**	**0,3**	**0,5%**
Custos com capital	54,4	56,2	1,8	3,3%
Custos operacionais	12,6	11,1	-1,5	-11,9%
Receitas provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas	-0,1		0,1	-100,0%
Custos com o transporte por Rodovia	6,2	7,3	1,1	18,1%
Desvio s-1	-28,9	0,0	28,9	
Desvio s-2	-9,7	-1,0	8,7	
Proveitos permitidos da atividade de Transporte de gás	34,5	73,5	39,0	113,2%
Mecanismo de atenuação dos desvios tarifários	-10,6	-3,4	7,2	-67,9%
Proveitos a recuperar com as tarifas de Uso da Rede de Transporte	23,9	70,1	46,2	193,3%

Fonte: "Proposta de proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2023-2024 das empresas reguladas do setor do gás", p. 123

4. Da análise do mesmo verifica-se que o acréscimo de 193,3% dos proveitos a recuperar pela aplicação da tarifa de transporte, resulta exclusivamente do efeito das receitas extraordinárias incorporadas no ano gás 2022-2023 e que, naturalmente, não se voltam a repetir em 2023-2024, uma vez que os proveitos permitidos da atividade que resultam da proposta de parâmetros para o novo período regulatório apresentam uma variação de apenas (+) 0,5%.

Neste contexto, o CT não pode deixar de sublinhar a importância dos mecanismos de estabilização tarifária, para evitar situações de reversão integral para as tarifas de desvios relevantes, suscetíveis de criar este efeito em sincronismo com o preço do gás no mercado.

5. O CT tomou, contudo, nota que a ERSE decidiu não incluir, nos proveitos do ano gás, o desvio provisório de 2022 no montante de 10,1 M€ a recuperar pelo operador da rede de transporte adiando para um ano a sua inclusão nas tarifas.

6. À semelhança do que aconteceu nas restantes atividades a ERSE decidiu aceitar de forma condicional apenas parte das transferências para exploração previstas pelo Operador de Transporte, enquanto analisa os esclarecimentos efetuados por este. O CT recomenda que esta análise seja efetuada de forma célere de modo a que não seja colocado em risco o equilíbrio económico financeiro do Operador na garantia do cumprimento das suas obrigações da concessão. Em especial, há que atender aos investimentos com justificação operacional e de segurança, destinados a não comprometer a continuidade e qualidade do abastecimento e a não colocar em risco o consumo nem a segurança de abastecimento nacional ou de pessoas e bens.

7. O CT alerta que estas decisões da ERSE, resultantes de adiamento de custos ou de proveitos, caso os montantes se tornem efetivos, irão pressionar em alta as tarifas do ano gás 2024-2025.

B.2.4. ATIVIDADE DE USO GLOBAL DO SISTEMA (UGS)

1. Os proveitos permitidos da atividade Uso Global do sistema incluem para além dos gastos de operação sujeitos a metas de eficiência e custos de capital (amortizações e remuneração do ativo), os desvios tarifários de anos anteriores da atividade e ainda:

- Custos com a ERSE;
- Custos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo;
- Custos com o Operador Logístico de Mudança de Comercializador - a partir do ano gás 2023/2024;
- Ajustamentos definidos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos CUR retalhistas;
- Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL;
- Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás;
- Desconto resultante da aplicação da tarifa de acesso às redes opcionais em MP;
- Ajustamentos da atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento aos CUR referentes a anos anteriores definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados;
- Custos associados ao Gestor Logístico UAG's;
- Créditos a devolver aos consumidores pelos CUR;
- Custos e receitas com a gestão de sistema diretamente associados às operações de compensação da RNTG, de acordo com as regras estabelecidas no Regulamento de Operação das Infraestruturas.

2. O quadro seguinte permite comparar pelas diversas componentes de custos os valores incluídos em tarifas 2022-23 com os da proposta para tarifas 2023-24, permitindo justificar o acréscimo de 392,4% dos valores a recuperar com as tarifas UGS I e UGS II.

Unid. M€	Ano gás 2022-2023	Ano gás 2023-2024	Δ 2023-24 / 2022-23	
UGS I	5,1	23,4	18,3	
Custos da atividade UGS	**13,4**	**7,6**	**-5,9**	
OPEX + CAPEX	8,2	8,5	0,4	
Ajust. S-1	5,5		-5,5	
Ajust. S-2	-0,2	-1,0	-0,8	
Outros custos	**-8,3**	**15,9**	**24,2**	
ERSE	5,2	5,3	0,1	
OLMC		0,2	0,2	
PPEC	0,3	2,4	2,1	
Ajust. CURr (equilíbrio económico-financeiro)	2,7	2,0	-0,7	
Mecanismo atenuação desvios tarifários atividade RAR	-12,4	7,6	20,0	
Mecanismo atenuação desvios tarifários atividade Armazenagem	-10,0	-7,6	2,4	
Desconto aplicação TAR em MP	5,9	5,9	0,0	
UGS II	-0,3	0,2	0,5	
Ajust. CURr (sustentabilidade do mercado)	-0,6	-0,1		
Custos GLUAG	0,3	0,3		
Total custos a recuperar pelas tarifas UGS I e UGS II	4,8	23,6	18,8	392,4%

Fonte: "Proposta de proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2023-2024 das empresas reguladas do setor do gás", p.115

3. Os investimentos da atividade de UGS decorrem das imposições legais nacionais e por aplicação das diretivas comunitárias, e materializam-se em desenvolvimento e atualização de sistemas de informação e de ferramentas de cibersegurança com elevados padrões de exigência, com vista ao cumprimento dos níveis de qualidade de serviço exigidos, não estando subjacentes ao âmbito dos

planos de desenvolvimento e investimento nas redes que visam assegurar a oferta de capacidade a longo prazo da RNTG, contribuindo para a segurança do abastecimento.

4. A redução dos custos da atividade de UGS em 5,9% deveu-se essencialmente: (i) aos novos parâmetros propostos para o novo período de regulação, (ii) ao não reconhecimento pela ERSE dos valores de investimento entrados em exploração no ano 2021 que afeta o desvio definitivo de s-2, (iii) ao reconhecimento de apenas 50%, ainda que condicionalmente, das previsões de transferências para exploração 2022-2024, (iv) ao não reconhecimento do desvio provisório de s-1 estimado em 5,3 M€ a recuperar pelo operador.

5. Entende o CT que esta decisão da ERSE deverá ser complementada com uma análise dos impactos na atividade de UGS, garantindo que não é colocado em risco o desenvolvimento desta atividade crítica para o sistema e o cumprimento das suas obrigações.

6. A variação dos proveitos desta atividade em cerca de 390% deve-se, essencialmente, ao sentido simétrico dos valores relativos ao mecanismo de atenuação de ajustamento tarifários associados às atividades de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL e de Armazenamento Subterrâneo de gás enquanto em 2022-2023, ao abrigo deste mecanismo, reverteram para o sistema 22,4 M€.

B.2.5. ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO

1. Face ao ano gás 2022-2023, os proveitos a recuperar da atividade de distribuição de gás apresentam uma variação de +5,8%, sendo que essa variação se deve essencialmente ao aumento da taxa de remuneração da base de ativos das empresas induzido pelo aumento da taxa das obrigações de tesouro, bem como pelos ajustamentos de anos anteriores.

2. Quanto à componente de custos de exploração, verifica-se uma redução de 0,7% face ao período anterior justificada pela definição das bases de custos a aplicar no novo período regulatório.

3. O aumento de 5,7% do nível dos proveitos permitidos da atividade de distribuição para o ano gás 2023-2024 face ao ano anterior, resulta do aumento da parcela de custos com capital motivado pela taxa de remuneração do ativo fixo. Esta taxa de remuneração é indexada às cotações diárias das Obrigações de Tesouro da República Portuguesa com maturidade a 10 anos para empréstimos em euros, que após um período com níveis bastante reduzidos têm tido uma tendência de subida desde 2020.

   Verifica-se que o aumento desta parcela de custos com capital foi atenuado pela decisão da ERSE em não considerar no RAB parte do investimento incluído nos PDIRD-G ainda não aprovados.

4. De acordo com o referido pela ERSE, a parcela de custos com capital afeto à atividade de distribuição foi revista em baixa devido à não consideração de investimentos realizados/propostos pelas empresas para no período 2022-2024. A ERSE justifica que a não consideração dos investimentos se deve, em parte, ao facto de os montantes realizados pelas empresas excederem o PDIRD-G 2018, único até ao momento aprovado, pelo que procede a uma desconsideração de 50% do excedente face a esses planos.

5. O CT entende o argumento da ERSE pela factualidade de não existir aprovação dos planos de investimento quinquenais (PDIRD-G 2020 e PDIRD-G 2022). No entanto não pode deixar de relevar o que já por diversas ocasiões manifestou em anteriores pareceres sobre a necessidade de aprovação atempada, por parte da tutela, dos planos de investimento apresentados pelas empresas, de acordo com o Decreto-Lei nº 62/2020, de 28 de agosto, que passou a definir claramente os prazos e responsáveis por cada fase do processo de aprovação dos PDIRD-G.

6. O CT dá nota de que as empresas que desenvolvem as operações quotidianas de gestão do SNG, que cumpriram com todas as obrigações e prazos no que respeita ao processo dos PDIRD-G, não deveriam ser prejudicadas pela inação de outras entidades cujas responsabilidades passam por se pronunciar em tempo útil sobre as propostas apresentadas e revistas pelas empresas, penalizando assim o cumpridor. Adicionalmente, o CT regista que a opção de "prudência" da ERSE em aceitar parcialmente os investimentos, pode resultar em impactes tarifários relevantes, aquando das decisões sobre os PDIRD-G 2020 (2021-2025) e 2022 (2023-2027), decorrentes do adiamento da remuneração dos investimentos realizados.

Unidade: 10^3 EUR

		Tarifas 2022-2023 (1)	Tarifas 2023-2024 (2)	Variação % [(2)-(1)]/(1)
A=B+(C*D)	Custos com capital afetos a esta atividade, previstos para o ano gás *t*	143 722	155 055	7,9%
B	Amortizações do ativo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados, previstas para os anos s e s+1			
C	Valor médio do ativo fixo afecto à actividade de distribuição do ORD líquido de amortizações e comparticipações, previstos para os anos s e s+1			
D	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição			
E	Custos de exploração aceites pela ERSE	70 468	69 972	-0,7%
F	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás *t-2*, do operador da rede de distribuição *k*, aceites pela ERSE	0	0	
G	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da atividade de Distribuição do ORD para o ano s-1	0	0	
H	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da atividade de Distribuição de gás, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	-4 709	-6 351	
I=A+E+F-G-H	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de gás, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s	218 898	231 378	5,7%
J	Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP do operador da rede de distribuição k previstos para o ano gás t	5 869	5 889	0,3%
K=I-J	Proveitos a recuperar da atividade de Distribuição de gás, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados nos anos s-2 e s-1	213 029	225 489	5,8%
	Proveitos unitários por unidade distribuída (€/MhW)	8,105	9,711	19,8%

Fonte: "Proposta de proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2023-2024 das empresas reguladas do setor do gás", p.148

7. No que respeita à atividade de distribuição de gás para o ano gás 2023-2024, cujo valor é recuperado por via da aplicação da tarifa de URD, os ajustamentos são neste período a devolver às empresas, aumentando assim o valor dos proveitos a recuperar pela tarifa de URD.

8. O CT reconhece a dificuldade de previsão da evolução de todas as variáveis do sistema tarifário, especialmente no que ao consumo diz respeito em períodos atípicos como o que temos vivido, que poderão manter-se nos próximos anos.

9. O CT regista que, mais uma vez, a ERSE optou por não incluir o ajustamento provisório do ano s-1 no cálculo dos proveitos permitidos, tendo-o estimado em 19 milhões de euros, a favor das empresas, justificado pelo aumento significativo das Yields das Obrigações de Tesouro da República Portuguesa a 10 anos, com impacte no custo de capital, ao qual se adiciona a variação do consumo com impacte

na recuperação dos proveitos por aplicação de tarifas. No documento, a ERSE justifica a não inclusão deste montante pela aplicação do n.º 9 do artigo 113º do RT.

Em qualquer caso o CT considera que a ERSE deve assegurar que o atraso na devolução destes montantes às empresas, não condiciona o seu equilíbrio económico-financeiro.

10. Como se pode verificar no quadro anterior, os ajustamentos indicados pela ERSE para o ano de 2021 (s-2) a recuperar pelas empresas são na ordem dos 6,4 milhões de euros. Importa realçar que o ano de 2021 não foi alvo de qualquer ajustamento provisório no ano gás 2022-2023, no que se refere à atividade de distribuição.

Assim, o montante de ajustamento de s-2 inclui um valor de acertos de 1,8 milhões de euros a devolver às empresas referente a períodos anteriores a 2021, resultante de um montante de 0,8 milhões de euros a devolver ao sistema pela Sonorgás e, de um montante de 2,6 milhões de euros a serem devolvidos às empresas Lusitaniagás, Duriensegás, Medigás e Setgás, referente a 1/3 de uma regularização reclamada por essas empresas do grupo Floene, no valor total de 7,715 milhões de euros.

A ERSE confirmou as inconsistências históricas reclamadas pela GGND (agora Floene) nos valores de compensações (1,355 milhões de euros) e de ajustamentos aos proveitos permitidos (7,715 milhões de euros), no montante total de cerca de 9,011 milhões de euros.

A situação das compensações implica somente uma regularização entre os ORD do grupo Floene, Portgás e Sonorgás, sem impacte nas tarifas, sendo 1,296 milhões de euros a favor dos ORD do grupo Floene e 0,058 milhões de euros a favor da Sonorgás, referentes ao montante de 1,354 milhões de euros que a Portgás recebeu em excesso.

Para o montante de ajustamentos em falta, a ERSE propõe regularizar a situação ao longo de três anos, sendo que o acerto não deve ter em consideração o cálculo de juros anterior à data do seu recebimento.

Como é mencionado pela ERSE, no passado, em sede de retificação foram devolvidos valores superiores ao SNG por parte de empresas reguladas.

A ERSE procederá à regularização mencionada, caso os ORD aceitem as condições e mediante parecer favorável do CT.

Após apreciação da situação, o CT concorda com a proposta de regularização apresentada pela ERSE, sugerindo maior atenção na preparação e validação da informação que suporta a definição das tarifas e preços regulados.

B.2.6. ATIVIDADE DO OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

1. A transposição da Diretiva 2003/55/CE, de junho de 2003, veio acelerar a abertura do mercado do gás natural, proporcionando o direito de escolha de fornecedor a todos os clientes.

2. A possibilidade de escolha do fornecedor de gás foi implementada em 2007, abrangendo inicialmente apenas os produtores de eletricidade em regime ordinário, tendo-se alargado o âmbito a todos os consumidores progressivamente até janeiro de 2010.

3. Nesse sentido, foi prevista na legislação de bases do setor, desde 2006, a figura do operador de mudança de comercializador, cuja atividade, por falta de regulamentação autónoma, foi atribuída transitoriamente ao operador da rede de transporte de gás.

4. Através do Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, foi aprovado o regime jurídico aplicável à atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador de eletricidade e gás, como entidade independente, tendo sido atribuída essa função à ADENE – Agência para a Energia.

5. A publicação do novo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, veio alargar o âmbito da atividade do operador logístico de mudança de comercializador (OLMC), introduzindo a função de agregador.

6. Estas alterações estão presentemente a ser apreciadas na "Consulta Pública n.º 114 – Reformulação do Regulamento Tarifário do setor do gás", sobre a qual o CT irá emitir parecer em sede própria.

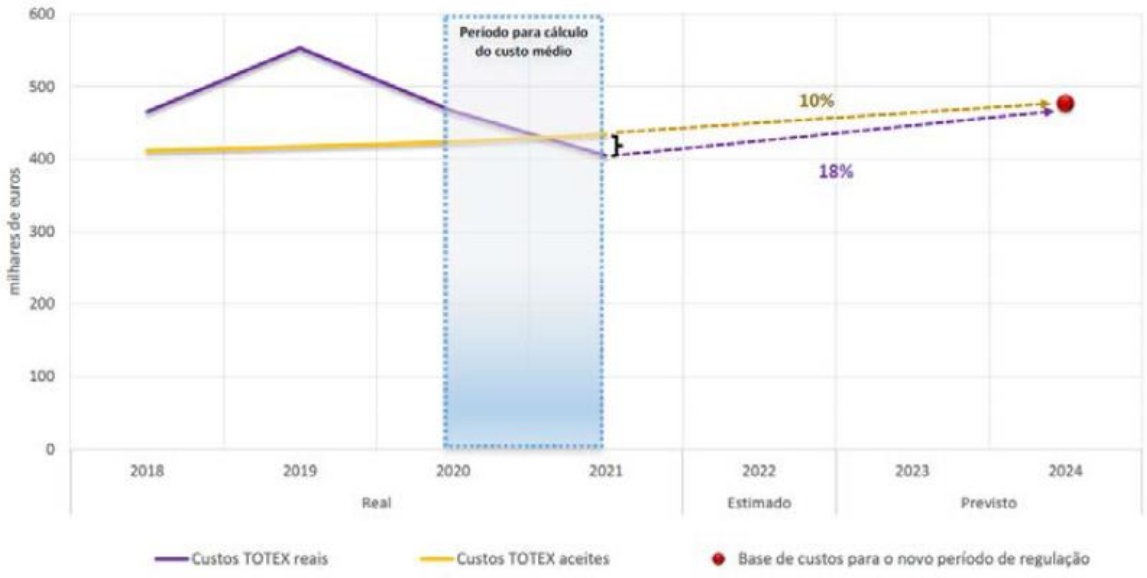
7. A alteração proposta nesta consulta pública nº 114 estabelece que os proveitos permitidos da atividade de OLMCA (operador logístico de mudança de comercializador e de agregador) passam a ser recuperados através de preços regulados e, supletivamente, pela aplicação da tarifa de UGS, estando por isto esta atividade sujeita à regulação pela ERSE.

8. A fórmula de proveitos permitidos associados à atividade do OLMC é calculada de acordo com um "*revenue cap*" ao nível dos gastos totais (exploração e investimento) que evolui em função do IPIB-X (Índice de preços implícito no PIB), sendo que para o ano de 2023, o fator de eficiência (X) estabelecido foi 0%. Para 2024 o valor resulta dos novos parâmetros propostos pela ERSE para vigorarem no período 2024-2027.

9. O CT tomou boa nota da alteração do fator de eficiência de 0% para 1,5%, o qual incentivará o OLMC a estabilizar os custos, numa atividade iniciada em 2018, e que, atualmente, se encontra num estado mais maduro e estável.

10. Face ao ano gás 2022-2023, os custos previstos com a atividade de OLMC apresentam uma variação de +5,6%, de acordo com a proposta de tarifas para o ano gás 2023-2024. O CT nota a evolução prevista dos gastos reais, a preços correntes, da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador de acordo com a figura seguinte.

Figura 2-28 - Evolução dos gastos reais e dos proveitos permitidos associados ao TOTEX (preços correntes)



Fonte: "PROPOSTA DE PARÂMETROS DE REGULAÇÃO PARA O PERÍODO DE 2024 A 2027"

11. Na proposta de proveitos não se verificam quaisquer ajustamentos relativos aos anos s-1 e s-2 da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador da ADENE.

12. O CT não pode deixar de notar o aumento significativo de 31,7% dos proveitos permitidos para o ano gás de 2023-2024 da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e que são apresentados na tabela abaixo:

Quadro 4-11 - Proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador

Unidade: 10^3 EUR

		ano gás t-1 (a)	2023 (ano civil s)	2024 (ano civil s+1)	ano gás t (b)	Δ % (b-a)/(a)
A	Custos afetos à atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador para o setor do gás aceites pela ERSE, previstos para o ano t	447	457	477	472	5,6%
B	Outros proveitos desta atividade afetos ao setor do gás que não resultam da aplicação da tarifa, previstos para o ano t	24	0	0	0	-
C	Ajustamento no ano s, dos proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-1.	64			0	-
D	Ajustamento no ano s, dos proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2.	0			0	-
E=A - B - C - D	Proveitos permitidos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador	359			472	31,7%

Fonte: Proposta de proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2023-2024 das empresas reguladas do setor do gás

13. A alteração proposta na consulta pública nº 114 vem também alterar o modelo de recuperação de gastos, o qual assentará na sua recuperação principalmente por via das receitas geradas pelo estabelecimento de um preço regulado aplicado ao serviço de intermediação prestado pelo OLMCA pago pelos comercializadores e agregadores cessionários, sendo que, os gastos não recuperados por estas receitas deverão ser recuperados pela parcela I da tarifa de UGS.

14. No ano gás 2023-2024, a ERSE considerou que, dos proveitos permitidos para esta atividade, 50% serão recuperados através da tarifa de UGS I.

15. O CT nota com apreensão o facto de a ADENE ainda não ter remetido à ERSE o seu Relatório e Contas de 2021 devidamente auditado e que impacta na elaboração desta proposta de proveitos permitidos.

16. Entendendo que a ERSE se reserve o direito de alterar os proveitos permitidos pelo OLMC em função do novo relatório, o CT não pode deixar de manifestar o seu desconforto com o atraso desta publicação da ADENE e o consequente potencial impacto nas tarifas.

17. O CT não pode deixar de ressalvar, o que expressou no anterior parecer sobre as propostas de tarifas para o ano gás 2021-22, que: "*sendo esta atividade regulada pela ERSE, não podem subsistir dúvidas quanto ao cumprimento das obrigações de informação e respetivos calendários ao Regulador, com a finalidade de elaboração anual das respetivas tarifas.*"

B.2.7. TARIFAS POR ATIVIDADE DO ACESSO ÀS REDES

1. Em jeito de resumo, apresenta-se no quadro abaixo os proveitos permitidos para todas as atividades reguladas:

Quadro 3-2 - Proveitos permitidos para o ano gás 2023-2024 por atividade

Unidade: 10^3 EUR

		Proveitos Permitidos 2023-2024
Proveitos do operador de receção, armazenamento e regaseificação de GNL	[a]	**43 149**
Proveitos dos operadores de armazenamento subterrâneo de gás	[b]	**10 063**
Proveitos do operador da rede de transporte de gás	[c]	**88 815**
Proveitos da atividade de Transporte de gás		73 535
Proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema - UGS I		15 280
Proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema - UGS II		0
Proveitos do operador logístico de mudança de comercializador e agregador	[d]	**472**
Proveitos dos operadores das redes de distribuição de gás	[e]	**231 015**
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS I		-216
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS II>		231
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS II<		-92
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de URT		-285
Proveitos da atividade de Distribuição de gás		231 378
Proveitos do Comercializador de último recurso grossista	[f]	**39 887**
Proveitos da atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento aos CUR		39 887
Proveitos dos Comercializadores de último recurso		
Proveitos dos Comercializadores de último recurso retalhistas - > 10 000m³		**8 019**
Proveitos da função de Compra e Venda de gás		5 177
Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTG e às RNDG		2 740
Proveitos da função de Comercialização	[g]	103
Proveitos dos Comercializadores de último recurso retalhistas - < 10 000m³		**108 639**
Proveitos da função de Compra e Venda de gás		36 177
Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTG e às RNDG		52 970
Proveitos da função de Comercialização	[h]	19 493
Total dos proveitos permitidos [a]+[b]+[c]+[d]+[e]+[f]+[g]+[h]		**432 996**

Nota: Os proveitos permitidos ao OLMCA são recuperados por aplicação de um preço regulado aplicado ao serviço de intermediação prestado pelo OLMCA pago pelos comercializadores e agregadores cessionários e complementarmente, os gastos não recuperados por estas receitas deverão ser recuperados pela parcela I da tarifa de UGS. No ano gás 2023-2024 considera-se que 50% dos proveitos do OLMCA, aqui apresentados, serão recuperados através da tarifa de UGS I.

Fonte: documento "Proposta de proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2023-2024 das empresas reguladas do setor do gás"

2. Segundo a regulamentação em vigor, os proveitos a recuperar por cada atividade são repercutidos pelas respetivas tarifas reguladas de acordo com o quadro seguinte:

Quadro 2-1 - Correspondência entre as atividades reguladas e as tarifas reguladas

Atividade regulada	Tarifa regulada por atividade	*Secção*
Receção, armazenamento e regaseificação de GNL	tarifa de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	3
Armazenamento subterrâneo	tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	4
Gestão técnica global do sistema	tarifa de Uso Global do Sistema	7
Transporte de gás	tarifa de Uso da Rede de Transporte	5
Distribuição de gás	tarifa de Uso da Rede de Distribuição	8
Compra e venda de gás	tarifa de Energia	10
Comercialização de gás	tarifa de Comercialização	11

Fonte: documento "Proposta de estrutura tarifária no ano gás 2023-2024"

3. O quadro seguinte apresenta-se a variação tarifária das tarifas de acesso às infraestruturas de Alta Pressão (Terminal de GNL e Armazenamento Subterrâneo) assim como da variação das tarifas de Uso da Rede de Transporte e de Distribuição de gás e da tarifa de Uso Global do Sistema

Quadro 0-4 - Variação tarifária das tarifas por atividade

Tarifas por atividade	Variação tarifária 2023-2024/2022-2023
Infra-estruturas de Alta Pressão	
Tarifa de Uso do Terminal de GNL	51,2%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	1,7%
Acesso às Redes e Gestão Global do Sistema	
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	231,5%
Tarifa de Uso Global do Sistema	454,0%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	6,8%

Fonte: documento "Proposta de tarifas e preços para o ano gás 2023-2024"

4. A justificação para esta variações por atividade foram apresentadas de forma detalhada nos pontos b.2.1 a b.2.5 e resulta essencialmente de as tarifas do ano gás 2022-2023 terem beneficiado de receitas extraordinárias que não voltaram a ocorrer.

5. De todas estas tarifas reguladas apenas são refletidas nas tarifas de acesso às redes:

a) Tarifa de Uso da Rede de Transporte

b) Tarifa de Uso da Rede de Distribuição

c) Tarifa de Uso Global do Sistema

6. A Tarifa de Uso Global do sistema engloba um conjunto de proveitos a recuperar que se apresentam resumidamente abaixo.

Quadro 3-4 - Parcelas a serem recuperadas pela tarifa de UGS nas tarifas de 2023-2024

Unidade: 10^3 EUR

	Parcela recuperada no ano gás 2023-2024 pela tarifa de UGS	Operador/ Entidade
transferências para UGSI	**8 130**	
Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso retalhistas, a repercutir na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	2 005	CURr
Parcela dos proveitos permitidos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador, previstos recuperar através da UGS	236	OLMCA
Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	7 587	Terminal
Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás	-7 587	AS
Desconto resultante da aplicação da tarifa de acesso às redes opcionais em MP, previstos para o ano gás t	5 889	ORD
transferências para UGSII	**191**	
Ajustamentos positivos ou negativos da atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento aos comercializadores de último recurso referentes a anos anteriores, definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados, a repercutir nos proveitos do ano gás t, recuperados pela tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte.	-134	
Desvio outros custos CSNGN	*1 108*	*CURg*
Ajustamento s-1 CURG	*0*	*CURg*
Ajustamento s-2 CURG	*-2 017*	*CURg*
Ajustamentos s-1 CURr	*0*	*CURr*
Ajustamentos s-2 CURr	*882*	*CURr*
Devolução e repercussão tarifária de créditos devidos aos clientes por parte dos CURr	*-107*	*CURr*
Custos associados ao Gestor Logístico UAG's	325	CURg

Fonte: documento "Proposta de proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2023-2024 das empresas reguladas do setor do gás"

B.3. Proveitos permitidos e tarifas da atividade de Compra e Venda de gás natural

B.3.1. Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de gás natural

A ERSE procedeu ao apuramento da proposta de proveitos permitidos do comercializador do SNG para o AG 2023-24 de acordo com o enquadramento regulamentar e com a informação auditada apresentada pela empresa.

No entanto, a ERSE nota que "*[o] valor dos custos das infraestruturas encontra-se em análise, decorrente de receção de informação recebida após um pedido de esclarecimento solicitado pela ERSE. O valor definitivo a aceitar estará dependente da avaliação da informação recebida*".

Segundo apurado pelo CT, a informação solicitada pela ERSE, relativa ao período 2018 a 2021, foi enviada ao regulador pelo Comercializador do SNG, no prazo solicitado por aquele.

Não obstante o CT considerar que quaisquer questões que surjam no cálculo dos proveitos permitidos e ajustamentos dos agentes regulados não podem deixar de ser alvo de análise e, se necessário, revisão, o CT reafirma a necessidade de quaisquer acertos, em particular sobre períodos já fechados, ser devida e atempadamente justificada junto dos agentes afetados, sendo incluída na proposta de tarifas e preços e não apenas na versão aprovada.

O CT nota que se a ERSE vier a incluir o valor considerado como definitivo apenas no tarifário aprovado, limita a possibilidade do CT se pronunciar sobre os valores a aprovar, e, noutro plano, a capacidade do próprio agente regulado de exercer algum contraditório.

B.3.2. CUSTO DE AQUISIÇÃO DO GÁS NATURAL E TARIFA DE ENERGIA

A ERSE propõe a fixação da tarifa de energia (TE) do CURG para o AG 2023-24, com base num custo de aquisição de gás natural ao comercializador do SNG previsto de 23,45 €/MWh para 2023 e 21,65 €/MWh para 2024, excluindo custos com infraestruturas e de sistema.

Considerando custos com infraestruturas e de sistema (custos com a utilização do terminal de GNL, armazenamento subterrâneo de gás e rede de transporte de gás, custos associados à imobilização de gás em reservas estratégicas e obrigatórias, os encargos de neutralidade e os custos de exploração da atividade do comercializador do SNG), o de custo de aquisição de gás natural ao comercializador do SNG previsto para 2023 é de 25,30 €/MWh e, para 2024, 23,50 €/MWh.

A tarifa de energia do CURG agora proposta pela ERSE, no valor de 23,95 €/MWh, representa uma descida de 3,22% face à tarifa em vigor desde 1 de janeiro de 2023 (24,74 €/MWh), sendo depois recalculada para os CURR tendo em conta os fatores de perdas e autoconsumo e os diferentes escalões de consumo.

A ERSE indica que estas estimativas do custo de aquisição de gás natural ao comercializador do SNG refletem a estimativa para o preço do único contrato de aprovisionamento de longo prazo em regime de take or pay celebrado em data anterior à publicação da Diretiva 2003/55/CE, de 26 de junho, que ainda estará em vigor durante o AG 2023-24, nomeadamente o contrato para fornecimento de GNL com a Nigéria, que terminará em setembro de 2027.

Em paralelo, a ERSE constata que "*nos primeiros três meses de 2023, com dados até 15 de março, os valores médios registados foram de 59,4 USD/MWh no ZEE, de 53,4 USD/MWh no MIBGAS e de 60,4 USD/MWh no TTF*", referindo-se aos principais índices de mercado para o custo do gás natural.

Ora, daqui resulta uma fixação da tarifa de energia do CURG abaixo dos valores dos mercados de referência na Europa, definindo-se para o mercado regulado um custo de aprovisionamento que, de momento, não é possível de replicar pelos comercializadores em regime de mercado.

O CT salienta que a possibilidade de regresso ao mercado regulado por clientes atualmente em mercado livre, conjugada com a impossibilidade dos comercializadores em regime de mercado conseguirem acompanhar o valor da tarifa do CURG, impede a construção de um mercado liberalizado, que é um desígnio europeu e no qual tem sido feito ao longo dos anos um forte investimento por parte dos diferentes *stakeholders*.

B.3.3. MECANISMO DE ADEQUAÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA

Desde 2020, encontra-se em vigor o mecanismo de monitorização da adequação da tarifa de energia que, trimestralmente, verifica a evolução da estimativa do custo de aprovisionamento de gás natural para o ano gás e, caso esta estimativa varie mais ou menos que o valor pré-definido, procede automaticamente à atualização da tarifa de energia, para mais ou para menos, com aplicação de uma metodologia também ela pré-definida.

Para o AG 2022-23 vigoram os parâmetros que definem como limiar para despoletar a atualização da tarifa de energia uma variação face à previsão do custo de aprovisionamento de ±4 €/MWh, que desencadeia um ajuste de 50% do limiar para atualização (ie. ±2€/MWh).

A ERSE propõe manter estes parâmetros para o AG 2023-24.

O CT nota que este mecanismo, ao limitar a revisão da tarifa de energia a ±2 €/MWh, se mostra incapaz de refletir na tarifa de energia eventuais variações muito significativas na estimativa do custo de aprovisionamento, podendo gerar um desfasamento relevante entre o custo de aprovisionamento e a tarifa de energia, promovendo a geração de desvios tarifários não despiciendos, os quais, nos termos do RT, serão recuperados junto de todos os clientes do SNG e não apenas nos clientes dos CURRs que são os destinatários das correções.

Nestes termos, o CT recomenda que venha a ser analisada a adequação desta metodologia e a sua possível evolução, também para atender à evolução dos preços nos mercados grossistas europeus. Como primeira hipótese para discussão, o acerto à tarifa de energia poderia ser expresso não em percentagem do limiar que despoleta a atualização, mas em percentagem do valor da variação observada face à previsão do custo de aprovisionamento.

B.4. Proveitos permitidos e tarifas da atividade de Comercialização

B.4.1. PROVEITOS PERMITIDOS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO GROSSISTA

No que toca à proposta de tarifário para o AG 2023-24, a ERSE apurou um ajustamento relativo ao ano de 2021 no valor de 2,02 M€ a devolver pela empresa ao SNG, e um ajustamento provisório relativo ao ano de 2022 no valor de 6,88 M€, a recuperar pela empresa junto do SNG. No entanto, a ERSE optou por não considerar este último nas tarifas a aplicar no ano gás, invocando o seu impacte tarifário.

O CT alerta que, não obstante a estabilidade tarifária ser um aspeto a valorizar na definição de tarifas, a não consideração dos ajustamentos provisórios quando estes são a favor das empresas desvirtua o mecanismo de ajustamento provisórios, alargando no tempo a existência de desvios tarifários.

Relativamente ao período de regulação 2024-2027, conforme já referido em pareceres anteriores, o CT nota que a ERSE continua a não estabelecer a base de custos aceites para a atividade de compra e venda de gás para fornecimento aos CURR, desempenhada pelo CURG, indo contra o estabelecido regulamentarmente e colocando esta atividade em recorrente desequilíbrio económico-financeiro.

Em particular, no início de um novo período regulatório, o CT considera que a ERSE não pode deixar de dar cumprimento ao previsto no regulamento tarifário e definir uma base de custos para esta atividade. Caso assim não o faça, a ERSE não poderá deixar de fundamentar a sua decisão de forma clara e transparente.

Por fim, o CT destaca a aprovação da Portaria 15/2023, de 4 de janeiro, que estabelece o sistema de compra centralizada de biometano e hidrogénio produzido por eletrólise a partir da água, com recurso a eletricidade com origem em fontes de energia renovável. Este diploma define 30 de junho de 2023 como a data máxima para o anúncio do procedimento concorrencial de compra centralizada, encarregando a DGEG, em articulação com o CURG, da organização dos procedimentos de compra de gases de origem renovável e baixo teor de carbono e a ERSE dos procedimentos de venda relativamente à mesma matéria.

O CT recomenda a articulação da ERSE com a DGEG e com o CURG, desde o primeiro momento, por forma a garantir que as diferentes etapas de operacionalização desta nova atividade regulada são planeadas e articuladas de forma coerente.

Em concordância com o anteriormente expresso, também no que se refere a esta nova atividade, o CT recomenda que a ERSE defina uma base de custos aceite para a sua realização, de forma a manter a operação do CURG equilibrada financeiramente.

B.4.2. PROVEITOS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS

Relativamente à proposta de tarifário para o AG 2023-24 a ERSE apurou um ajustamento relativo ao ano de 2021 no valor de 0,69 M€ a recuperar pelas empresas junto do SNG (ajustamento de 0,88 M€ a receber pelas empresas, relativo à Função de Compra e Venda de Gás, e ajustamento de 0,19 M€ a devolver pelas empresas, relativo à Função de Comercialização), e um ajustamento provisório relativo ao ano de 2022 no valor de 0,71 M€ a recuperar pelas empresas junto do SNG (ajustamento de 0,77 M€ a receber pelas empresas, relativo à Função de Compra e Venda de Gás, e ajustamento de 0,06 M€ a devolver pelas empresas, relativo à Função de Comercialização). No entanto, a ERSE optou por não considerar este último nas tarifas a aplicar no ano gás, invocando o seu impacte tarifário.

O CT reafirma que o tratamento a dar aos ajustamentos deve ser fundamentalmente simétrico, independentemente de serem a receber ou a pagar pelas empresas.

No que toca ao período de regulação 2024-2027, a ERSE propõe manter o peso da componente variável da base de custos em 70%, mantendo o número de clientes como indutor de atividade e reduzindo o fator de eficiência de 2% para 1% As bases de custos dos CURR para 2024 foram calculadas com base nos custos reais e aceites dos anos de 2020 e 2021.

O CT considera adequada a redução do fator de eficiência e, na generalidade, as bases de custos propostas para o ano de 2024. Estas reconhecem o aumento da atividade destas empresas derivado da abertura do mercado regulado em setembro de 2022.

Não obstante, até atendendo à incerteza associada ao comportamento dos consumidores que regressaram ao mercado regulado após a sua abertura, o CT recomenda que a ERSE mantenha um acompanhamento próximo da atividade destas empresas.

Adicionalmente, o CT questiona o motivo para os proveitos permitidos dos CURR, propostos para o novo período regulatório, continuarem a ser definidos por nível de pressão, quando as TVCF para os clientes com consumos >10.000 m3/ano foram extintas a 31 de dezembro de 2022.

O CT recomenda que este aspeto seja revisto na aprovação do tarifário, aproveitando-se para simplificar este cálculo, notando, aliás, que a ERSE, em resposta à 96ª Consulta Pública, de janeiro de 2021, já havia concordado com a realização desta simplificação. O CT nota que o cálculo dos proveitos permitidos não segregado por nível de pressão em nada impede que sejam definidas tarifas diferenciadas para diferentes níveis de pressão ou escalões, como acontece nas restantes atividades reguladas.

B.4.3. TARIFAS DE COMERCIALIZAÇÃO

A Tarifa de comercialização dos CURRs mantém a estrutura de um termo fixo em €/dia e um termo de energia em €/kWh, refletindo ambos um aumento de 2,54% e 2,75% respetivamente, face à tarifa em vigor no ano gás 2022-2023.

Estes aumentos estão alinhados com a evolução dos proveitos permitidos estabelecidos para esta atividade, que sobem substancialmente por via do aumento do número de clientes que se prevê abastecer por estas empresas, consequência da possibilidade de regresso ao mercado regulado, por um lado, e discrepância entre o preço da energia proposto para a TVCF quando comparado com os preços que poderão ser praticados no mercado liberalizado.

Tendo em conta a alteração de contexto de atuação destas empresas que, até à publicação da legislação que possibilitou o regresso ao mercado regulado para clientes com consumos anuais inferiores a 10 mil m^3, tinham uma atividade progressivamente residual, importa salientar que a ERSE deverá monitorizar o impacto desta alteração de paradigma na organização dos CURRs e a adequação da Tarifa de Comercialização a esta nova realidade.

Efetivamente, num curto espaço de tempo os CURRs tiveram de alterar significativamente a sua dinâmica de atividade, reforçando sistemas e equipas que permitam assegurar um ciclo comercial de maior volume e o cumprimento de todas as obrigações previstas no RQS e nas suas sucessivas revisões.

De notar que a estrutura de custos mantida pela ERSE, de 70% de custos variáveis e 30% fixos, pode vir a ter de ser repensada uma vez que há custos incorridos que não são função direta do maior ou menor número de clientes, designadamente os investimentos que tiveram de ser feitos em sistemas de informação.

O CT salienta também que o atual enquadramento económico, marcado por uma elevada taxa de inflação, e também o facto de, no curto prazo, os CURRs virem a perder o montante que lhes estava assegurado por via dos contratos de concessão, que estabeleciam para estes comercializadores um valor mínimo a recuperar de 4 €/cliente/ano durante os cinco primeiros períodos regulatórios, deverão ser fatores a acautelar pela ERSE. No primeiro caso pelo impacto real nos custos incorridos por estas empresas num

contexto de aumento da sua base de clientes e, no segundo, pela necessidade de ser acautelada a sua substituição por receita equivalente uma vez que a definição de cinco períodos regulatórios para a anulação deste proveito foi pensada num contexto de eliminação gradual desta atividade de comercialização regulada.

B.5. Tarifas

B.5.1. ADITIVIDADE TARIFÁRIA

a) O princípio da aplicabilidade da aditividade tarifária ao cálculo de tarifas está consagrado no Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação do Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro, para garantir que sejam alocados aos clientes apenas os custos associados às atividades utilizadas no abastecimento do seu ponto de consumo.

b) A ERSE determina os custos de todas as atividades envolvidas no SNG, de acordo com os serviços que lhe estão associados e respetivos custos que decorrem da sua operação. A soma das tarifas reguladas para a atividade de uso global do sistema, uso da rede de transporte e uso da rede de distribuição, resulta na tarifa de Acesso às Redes, que reflete as atividades necessárias ao abastecimento de cada tipo de cliente. Neste sentido, as tarifas de Acesso às Redes suportadas por cada cliente estão dependentes do nível de pressão a que este se encontra ligado.

c) Para além da tarifa de Acesso às Redes, os clientes em mercado livre suportam os custos de energia negociados livremente com comercializadores em mercado.

d) No caso dos clientes em mercado regulado, à tarifa de Acesso às Redes, somam a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização, resultando na Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais.

e) O CT concorda com o princípio associado à aditividade tarifária na definição das tarifas reguladas e volta a reiterar a necessidade permanente de manutenção do rigor na determinação dos custos eficientes e dos proveitos permitidos e a revisão dos critérios de atribuição destes às respetivas variáveis de faturação a serem suportadas pelos vários consumidores nos diversos níveis de pressão.

B.5.2. LIMIAR DE CONSUMO E DEMAIS CARACTERÍSTICAS PARA APLICAÇÃO DE TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES OPCIONAIS EM MÉDIA PRESSÃO E EM BAIXA PRESSÃO >

a) Todos os consumidores com faturação em Média Pressão (MP), incluindo os consumidores com ligação em Baixa Pressão (BP) e faturação em MP, com consumos anuais superiores ou iguais a 10 000 000 m^3/ano, podem optar por tarifas de acesso às redes opcionais em MP, beneficiando de um desconto que depende do consumo anual efetivo e da sua distância à rede de transporte em Alta Pressão (AP).

b) Esta tarifa tem como objetivo evitar decisões de investimento inadequadas para o sistema, designadamente a construção de ligações diretas à rede AP por grandes clientes, atualmente abastecidos em MP ou BP, em resultado do valor da tarifa de Acesso às Redes de Distribuição ser mais elevado face a AP.

c) Por outro lado, evita um aumento nas tarifas de Acesso às Redes a serem suportadas por todos os consumidores ligados às redes de distribuição em MP e em BP, devido a uma redução do volume distribuído através destas infraestruturas.

d) A metodologia de cálculo para o apuramento do valor de desconto a aplicar por via das tarifas de acesso às redes opcionais em MP, encontra-se regulamentada através de uma fórmula que tem em conta a diferença entre as tarifas de Acesso às Redes em AP e MP e o custo de investimento associado à construção de um ramal de ligação à rede de AP, considerando igualmente o consumo efetivo anual e a distância entre o ponto de consumo e a rede AP. O termo fixo do desconto 'Cw' que integra a fórmula

acima referida, tem sido alterada anualmente, em função do valor das tarifas de Acesso às Redes e da modulação[5] considerada em cada ano gás.

$$C_w = \left[(TW_{MP} - TW_{AP}) + \frac{365}{modulação} \times (TCap_{MP} - TCap_{AP}) \right]$$

e) A atual proposta tarifária, prevê que o diferencial médio entre as tarifas de Acesso às Redes em MP face a AP, varie de 1,98 €/MWh (tarifas para 2022/23) para 1,95 €/MWh (proposta de tarifas e preços para 2023/24), o que significa um decréscimo do diferencial em 0,03 €/MWh. Já o termo fixo do desconto constante da proposta da ERSE é atualizado para 1,855 €/MWh quando nas tarifas para 2022/23 foi fixado em 1,873 €/MWh, o que corresponde a uma diminuição 0,018 €/MWh.

f) Por outro lado, o CT relembra que o objetivo deste mecanismo é evitar investimentos considerados ineficientes na mudança de abastecimento de clientes da rede de MP para AP, motivo pelo qual a ERSE deve ter em conta a tendência de redução do valor do desconto a aplicar, que poderá conduzir a que os clientes ligados a MP possam em determinado momento concluir sobre potenciais vantagens económicas em mudar de nível de pressão, e avançar com pedidos de ligação à rede em AP e investimentos decorrentes.

g) Por último, e tal como salientado em pareceres anteriores, este mecanismo não tem em consideração os custos da TOS suportados pelos clientes abastecidos pelas redes de distribuição e que não são aplicáveis aos clientes em AP, o que aumenta o diferencial de custos gerado entre os clientes abastecidos em AP e os abrangidos por este mecanismo.

B.5.3. Opções tarifárias de acesso às redes de distribuição

1. No ano gás 2023-2024, as opções tarifárias de acesso às redes de distribuição em MP e em BP>5 mantêm-se as seguintes: (i) tarifa de longas utilizações, (ii) tarifa de curtas utilizações; (iii) tarifa flexível anual e (iv) tarifa flexível mensal.

2. Os fatores multiplicativos que relacionam os preços de capacidade das opções tarifárias flexíveis em MP e em BP> com os preços de capacidade da opção tarifária de longas utilizações para o ano gás 2023-2024 são apresentados no quadro seguinte.

Quadro 8-15 - Fatores multiplicativos das tarifas flexíveis em MP e BP>

	Mês	Fatores multiplicativos	
		Tarifa anual	Tarifa mensal
Inverno	jan	-	2,50
	fev	-	2,50
	mar	-	2,50
Verão	abr	1,25	1,25
	mai	1,25	1,25
	jun	1,25	1,25
	jul	1,25	1,25
	ago	1,25	1,25
	set	1,25	1,25
Inverno	out	-	2,50
	nov	-	2,50
	dez	-	2,50

Fonte: ERSE- Proposta de Estrutura Tarifária no Ano Gás 2023-2024.

Fonte: ERSE- Proposta de Estrutura Tarifária no Ano Gás 2023-2024.

[5] Medida em dias e define-se como o quociente entre o consumo anual e o consumo diário máximo, ou seja, a capacidade.

3. Tal como em pareceres anteriores, o CT volta a sublinhar a importância de assegurar opções de contratação flexíveis para os consumidores, em particular para aqueles que, pela sua dimensão, disponham de sistema de telecontagem.

B.5.4. ESCALÕES DE CONSUMO NAS TARIFAS DE USO DAS REDES DE AP, MP E BP>

1. A ERSE introduziu escalões de consumo nos vários níveis de pressão no ano gás 2016-2017, com o propósito de aproximar as Tarifas de Acesso às Redes (TAR) entre os vários níveis de pressão nos intervalos de consumo em que se observam diversos consumidores com características de consumo semelhantes, mas ligados a redes de pressão diferentes.
2. A proposta da ERSE mantém as descontinuidades tarifárias nas fronteiras dos escalões de consumo de acordo com os seguintes escalões de consumo por nível de pressão:
   - Média Pressão:
     - Consumo anual < 2 000 000 m^3
     - Consumo anual >= 2 000 000 m^3
   - Baixa Pressão > 10 000m^3/ano:
     - 10 000 m^3 < Consumo anual < 700 000 m^3
     - Consumo anual >= 700 000 m^3
3. O CT constata que as tarifas propostas aos clientes nos escalões de maiores consumos dentro do mesmo nível de pressão aumentam percentualmente mais do que as tarifas dos clientes com consumos inferiores, como pode ser analisado na figura seguinte:

Figura 9-2 - Variação tarifária na tarifa de Acesso às Redes em longas utilizações, por nível de pressão e por escalão de consumo

Fonte: ERSE- Proposta de Estrutura Tarifária no Ano Gás 2023-2024.

4. A ERSE, no documento da "Proposta de estrutura tarifária no ano gás 2023-2024", apresenta os resultados de um estudo de "Avaliação dos impactes económicos na faturação dos consumidores na fronteira dos escalões de consumo" na qual avalia o impacto na fatura final dos consumidores de um escalão de menor consumo, caso verificassem um incremento no seu consumo anual e lhes fosse aplicável a tarifa de Acesso às Redes do escalão de consumo superior.
5. A amostra utilizada pela ERSE para esta análise foi equivalente à do ano gás anterior (em número por escalão tarifário) e constituída por uma amostra de 1069 consumidores com as seguintes características:

Quadro 9-2 - Características dos consumidores faturados em BP> e MP com consumos anuais superiores a 100 000 m³, com tarifas do ano gás 2023-2024

Tarifas 2023-2024			N.º Consumidores	Consumo Médio (m³/ano)	Modulação Média (dias/ano)	Faturação Média (€/ano)	Preço Médio (€/MWh)
BP>	100 000	< 700 000	627	260 163	161	183 695	60,52
	700 000	< 1 000 000	60	838 356	194	561 018	57,36
MP	100 000	< 2 000 000	197	1 162 137	190	718 956	53,03
	≥ 2 000 000		185	6 682 564	228	4 098 753	52,57

Fonte: ERSE- Proposta de Estrutura Tarifária no Ano Gás 2023-2024.

6. No caso dos consumidores BP na fronteira de 700 000 m3/ano, a ERSE concluiu que cerca de 1.9% dos consumidores da amostra (12 de 687 consumidores) teria um benefício económico estimado de cerca de 3% na fatura, em incrementar o consumo para aceder à tarifa de acesso BP >= 700 000 m³/ano (considerando a tarifa de energia e de acesso às redes)

Quadro 9-4 - Impactes económicos na faturação dos consumidores nas fronteiras dos escalões de consumo para o ano gás 2023-2024

Fronteira		N.º Consumidores afetados	N.º Consumidores afetados (%)	Benefício médio por consumidor (€/ano)	Benefício médio por consumidor (%)	Benefício total do escalão (€/ano)	Peso dos benefícios nas receitas do escalão (%)
BP>	700 000	12	1,12%	-14 735	-3,0%	-176 824	-0,2%
BP> MP	1 000 000	12	1,12%	-25 891	-4,0%	-310 691	-0,9%
MP	2 000 000	3	0,28%	-4 297	-0,3%	-12 890	-0,01%

Quadro 9-5 - Impactes económicos na faturação dos consumidores nas fronteiras dos escalões de consumo com tarifas do ano gás 2022-2023[48]

Fronteira		N.º Consumidores afetados	N.º Consumidores afetados (%)	Benefício médio por consumidor (€/ano)	Benefício médio por consumidor (%)	Benefício total do escalão (€/ano)	Peso dos benefícios nas receitas do escalão (%)
BP>	700 000	16	1,50%	-15 057	-4,4%	-240 914	-0,3%
BP> MP	1 000 000	17	1,59%	-22 221	-5,1%	-377 756	-1,6%
MP	2 000 000	4	0,37%	-5 125	-0,6%	-20 501	-0,03%

Fonte: ERSE- Proposta de Estrutura Tarifária no Ano Gás 2023-2024.

7. No caso dos consumidores BP na fronteira de 1 000 000 m³/ano, a ERSE concluiu que cerca de 20% dos consumidores da amostra (12 de 60 consumidores) teria um benefício económico estimado de cerca de 4% na fatura, em incrementar o consumo para aceder à tarifa de acesso de MP < 2 000 000 m³/ano (considerando a tarifa de energia e de acesso às redes).

8. Por fim, analisando os consumidores MP na fronteira de 2 000 000 m³/ano, pode-se concluir que 1.5% dos consumidores da amostra (3 de 197 consumidores) beneficiariam em média até 0.3% de uma redução na fatura se aumentassem os seus consumos para transitar para a tarifa de acesso MP >=2 000 000 m³/ano.

9. O CT nota que, para todos os escalões de consumo, se verificou uma redução quer da ocorrência quer do benefício estimado face à análise realizada para o ano gás anterior.

10. No caso dos consumidores BP na fronteira de 1 000 000 m^3/ano e face aos níveis elevados de ocorrência na amostra, superior a 20%, o CT sugere à ERSE uma análise mais profunda ao impacto da descontinuidade tarifária nestas condições.

11. O CT alerta de novo a ERSE para a importância de se evitarem eventuais benefícios de consumidores menos eficientes por força da descontinuidade tarifária dos escalões de consumo, pelo que recomenda à ERSE a adoção dos mecanismos necessários que evitem estas descontinuidades.

B.5.5 - EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

1. O CT entende a alteração das condições que originam a fixação dos proveitos permitidos associados às atividades reguladas, em especial o facto de terem deixado de se verificar ajustamentos de anos anteriores a devolver à tarifa. Estes deveram-se não só a opções tarifárias da ERSE de afetação de receitas extraordinárias, mas também à redução acentuada do consumo motivada pelos cenários pandémicos e crise energética verificados.

Figura 6-6 - Receitas, quantidades e preços médios associados às tarifas de Acesso às Redes, por tipo de cliente [72]

Tarifa de Acesso às Redes	Preço médio 2022-2023	Preço médio 2023-2024	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Centros eletroprodutores	**0,44 €/MWh** Receitas: 10 314 k€ Quantidades: 23 180 GWh	**1,45 €/MWh** Receitas: 30 186 k€ Quantidades: 20 821 GWh	225,8%	**286,1%**	-15,6%
Clientes em Alta Pressão	**0,28 €/MWh** Receitas: 4 177 k€ Quantidades: 15 036 GWh	**1,23 €/MWh** Receitas: 14 414 k€ Quantidades: 11 759 GWh	341,3%	**305,5%**	8,8%
Clientes em Média Pressão	**2,30 €/MWh** Receitas: 41 254 k€ Quantidades: 17 900 GWh	**3,18 €/MWh** Receitas: 51 678 k€ Quantidades: 16 232 GWh	38,1%	**39,9%**	-1,2%
Clientes em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m^3	**11,39 €/MWh** Receitas: 46 382 k€ Quantidades: 4 071 GWh	**13,07 €/MWh** Receitas: 54 098 k€ Quantidades: 4 138 GWh	14,7%	**15,6%**	-0,8%
Clientes em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m^3	**32,52 €/MWh** Receitas: 140 034 k€ Quantidades: 4 306 GWh	**34,52 €/MWh** Receitas: 150 044 k€ Quantidades: 4 347 GWh	6,1%	**6,3%**	-0,2%

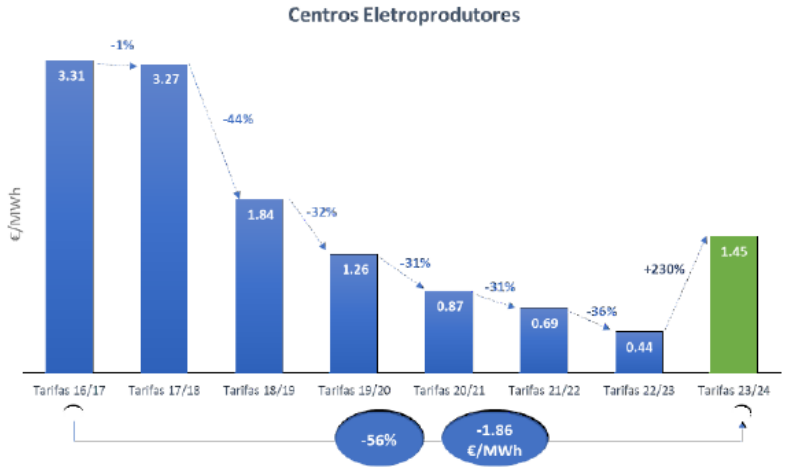
Nota: a relação entre as três variações é a seguinte: *(1 + Variação do preço médio) = (1 + Variação tarifária) x (1 + Efeito consumo).*

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde.

Fonte: ERSE- Proposta de Tarifas e Preços de Gás para o Ano Gás 2023-2024.

2. No entanto, analisando a proposta de tarifas de acesso às redes e comparando-a com a evolução verificada nos últimos anos gás, o CT constata o aumento generalizado e acentuado das tarifas em todos os níveis de pressão e o impacto que estes aumentos terão nas faturas dos consumidores domésticos e de toda a atividade comercial e industrial.

Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos Centros Eletroprodutores

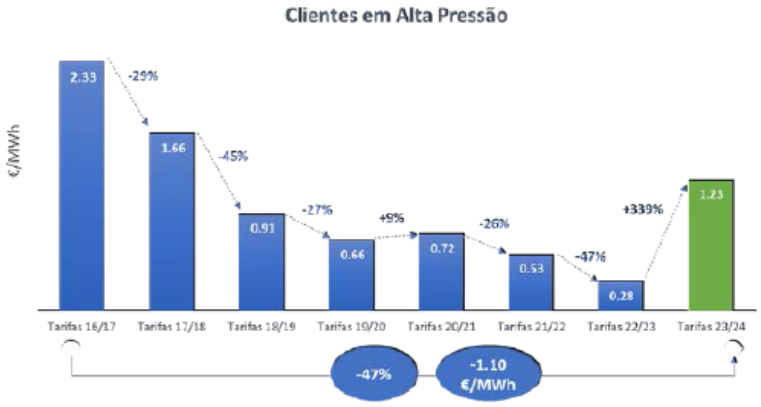


Fonte: Elaboração Própria do CT com base nas várias Proposta de Tarifas e Preços de Gás publicadas pela ERSE para os últimos anos Gás

3. Analisando a evolução do preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos Centros Eletroprodutores podemos notar a proposta de aumento global na fatura de 230% motivada pelo aumento dos custos a repercutir nas tarifas (286.1%) e pelo efeito do consumo previsto (-15.6%).
4. Uma análise evolutiva destas tarifas nos últimos anos mostra uma subida da tarifa que a aproxima do verificado no ano gás 2018/19 e uma redução de 56% face ao preço médio verificado no ano gás 2016/17.
5. Em face do atual contexto económico, e do impacto que estas tarifas têm no custo de produção de energia elétrica, o CT não pode deixar de manifestar a sua preocupação com o aumento superior a 1€/MWh no custo do gás, com potencial impacto nas tarifas elétricas.

Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Alta Pressão

Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Alta Pressão



Fonte: Elaboração Própria do CT com base nas várias Proposta de Tarifas e Preços de Gás publicadas pela ERSE para os últimos anos Gás.

6. No caso do preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Alta Pressão, a proposta da ERSE aponta para um aumento global na fatura de 339% motivada pelo aumento dos custos a repercutir nas tarifas (305%) como pela redução do consumo prevista (8.8%).

7. Uma análise evolutiva destas tarifas nos últimos anos mostra uma subida da tarifa que a aproxima do verificado no ano gás 2017/18 e uma redução de 47% face ao preço médio verificado no ano gás 2016/17.

8. O CT não pode deixar de expressar a sua preocupação quanto ao impacto deste aumento de cerca de 1€/MWh nas tarifas a serem suportadas pelos clientes em AP. Este aumento, que acresce ao aumento já verificado nos mercados de gás, terá um forte impacto na competitividade destes consumidores em relação aos seus competidores internacionais, dado o seu grande volume de consumo e o facto de o gás ser, em muitos casos, "matéria-prima" do seu processo produtivo.

Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Média Pressão

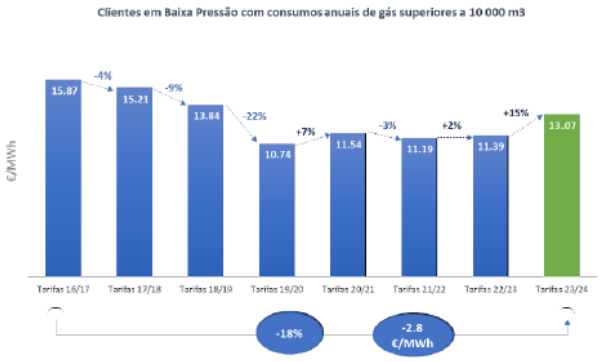
Fonte: Elaboração Própria do CT com base nas várias Proposta de Tarifas e Preços de Gás publicadas pela ERSE para os últimos anos Gás.

9. A proposta de tarifas para os clientes de média pressão apresenta um aumento de 38% face à tarifa do ano gás 2022/23, devido essencialmente a um aumento de 40% dos custos a suportar pela tarifa, sendo o impacto do consumo praticamente residual.

10. Analisando a evolução desde o ano gás 2016/2017 podemos notar uma redução de 26% (1.1€/MWh), no entanto em tendência oposta à redução que se tem vindo a verificar nos últimos três anos.

11. Estando muito do consumo nesta tarifa associado às principais atividades económicas nacionais, o CT alerta para o impacto que o aumento de 1.1€/MWh terá na atividade económica nacional e no consumo doméstico em geral, num momento especialmente critico de crise inflacionista.

Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em baixa pressão com consumos de gás superiores a 10 000m³

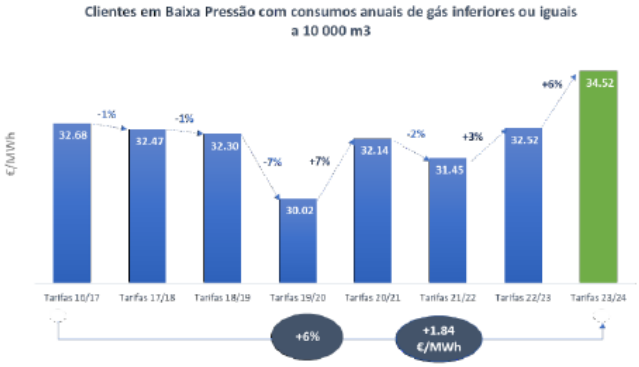


Fonte: Elaboração Própria do CT com base nas várias Proposta de Tarifas e Preços de Gás publicadas pela ERSE para os últimos anos Gás.

12. A proposta de tarifas para os clientes de baixa pressão com consumos de gás superiores a 10 000m³, apresenta um aumento de 15% face à tarifa do ano gás 2022/23, devido essencialmente ao aumento dos custos a suportar pela tarifa.

13. Tal como já referido nos casos anteriores, o aumento de quase 2€/MWh face ao ano gás anterior nas tarifas propostas irá afetar essencialmente a pequena indústria e atividade de comércio, que repercutirão este aumento nos produtos e serviços prestados aos seus clientes.

Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em baixa pressão com consumos de gás inferiores ou iguais a 10 000m³



Fonte: Elaboração Própria do CT com base nas várias Proposta de Tarifas e Preços de Gás publicadas pela ERSE para os últimos anos Gás.

14. A proposta de tarifas para os clientes de baixa pressão com consumos de gás inferiores ou iguais a 10 000m³, apresenta um aumento de 6% face à tarifa do ano gás 2022/23, devido essencialmente ao aumento dos custos a suportar pela tarifa. Este aumento representa um acréscimo de 2€/MWh na fatura a suportar pelos consumidores domésticos.

15. De notar a evolução destas tarifas ao longo dos últimos anos, em que não se verifica um valor tão alto desta tarifa pelo menos desde o ano gás 2016/2017.

16. O CT toma nota de que a decisão da ERSE em não reconhecer os ajustamentos do ano s-1 nos proveitos das diversas atividades reguladas permitiu limitar o aumento das tarifas apresentadas, mas alerta para o impacto que esta opção poderá ter no próximo AG.

17. No entanto, reitera a sua preocupação quanto ao impacto deste aumento na atividade económica em geral, na viabilidade das atividades industriais e no consumo doméstico neste momento de grande instabilidade.

18. Nesse sentido, o CT recomenda à ERSE adequar a repercussão dos ajustamentos e receitas/custos extraordinários ao longo dos anos de forma a prevenir oscilações tarifárias significativas.

B.5.6. TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS

O CT regista que a ERSE, em conformidade com o quadro legal em vigor, deixou de publicar a TTVCF aplicável a clientes com consumos anuais superiores a 10 mil m^3, uma vez que as mesmas se extinguiram em 31 de dezembro de 2022.

Relativamente à TTVCF aplicável a clientes com consumos anuais inferiores a 10 mil m^3, não só a sua aplicação se extingue apenas em 31 de dezembro de 2025 como atualmente poderá ser aplicada a um número mais elevado de clientes, uma vez possibilitado o regresso de clientes ao mercado regulado.

Tendo em conta este facto, a volatilidade verificada pelo contexto energético europeu e a elevada diferença entre o preço de energia aplicável no mercado regulado face ao que será possível aplicar pelos comercializadores em regime livre, o CT considera adequada a decisão da ERSE de estabelecer a possibilidade de revisão trimestral desta tarifa.

C. PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS A VIGORAREM EM 2023-2024 E CUSTO MÁXIMO PARA O TRANSPORTE DE GNL POR CAMIÃO-CISTERNA

C.1. PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS A VIGORAREM EM 2023-2024

a) Nos termos previstos no RRC, cabe à ERSE a fixação anual dos preços dos serviços regulados que são prestados pelos ORD e CURR, tendo por base a proposta apresentada pelas entidades reguladas.

   Estes preços são fixados para os seguintes serviços:

   - Preço de leitura extraordinária;
   - Quantia mínima a pagar em caso de mora;
   - Preços dos serviços de interrupção e de restabelecimento do fornecimento de gás.
   - Interrupção e restabelecimento do fornecimento;

b) Adicionalmente, o RRC estabelece que a ERSE deverá aprovar:

   - Encargos com a rede a construir;
   - Valores de referência, a considerar para efeitos tarifários, referentes aos custos com a integração nas redes de polos de consumo existentes;
   - Fatores a considerar no cálculo do sobrecusto de veiculação de gás natural relativamente ao custo médio dos ativos considerados nas tarifas de uso das redes, para ligações às redes de instalações com consumo anual superior a 10 000 m^3 (n).

c) No que diz respeito à quantia mínima a pagar em caso de mora, a ERSE recebeu propostas dos CURRs, tendo adotado na presente proposta para o ano gás 2023-2024, a manutenção dos valores em vigor, de acordo com o proposto pelas empresas.

d) Quanto aos preços dos serviços de leitura extraordinária, de interrupção e de restabelecimento do fornecimento de gás e dos custos com a integração dos polos de consumo, a ERSE recebeu propostas dos ORDs de um aumento de 1,9% face aos valores em vigor, abaixo do valor previsto para a inflação.

e) No que se refere aos encargos com a rede a construir e aos valores de referência a considerar no cálculo dos custos de integração de polos de consumo existentes nas redes de gás, a ERSE propõe um aumento de 1,9% face aos valores em vigor, como proposto pelos ORDs.

C.2. CUSTO MÁXIMO PARA O TRANSPORTE DE GNL POR CAMIÃO-CISTERNA

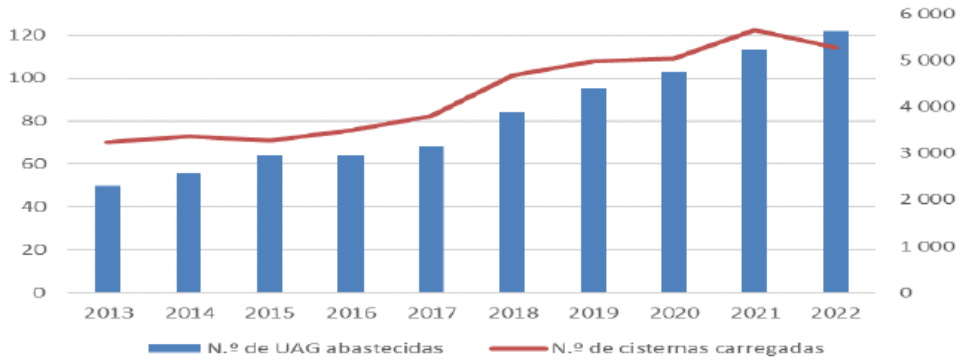
a) Os custos de transporte de GNL, por camião-cisterna, para unidades autónomas de gás natural (UAG), privadas ou públicas, são suportados pelo operador da rede de transporte (ORT), até um custo máximo determinado. Estes custos são recuperados através da aplicação da tarifa de uso da rede de transporte, aos agentes de mercado que transportam gás natural em cisterna, relativamente aos fornecimentos em UAG e em redes interligadas. Este mecanismo, previsto no RT, permite uma perequação de custos evitando a discriminação negativa de zonas do país sem acesso à rede de transporte.

b) Como consequência da elevada volatilidade dos preços dos combustíveis e incerteza sobre a sua evolução, o custo máximo de transporte em cisterna está sujeito a ajustamentos durante o ano. Nesse sentido, no ano gás 2022-2023 foi introduzido um mecanismo de correção trimestral ao parâmetro variável da fórmula de custo máximo, em função da média trimestral, no trimestre anterior, do preço médio diário do gasóleo simples publicado pela DGEG, sem IVA.

O ajustamento aplica-se em qualquer sentido, para subir ou reduzir o valor do parâmetro, sempre que a amplitude da variação de preço do gasóleo simples seja superior a 5% face ao preço de referência definido.

Decorrente da aplicação desta metodologia, foram aplicados ajustamentos trimestrais, no quarto trimestre de 2022 e no primeiro trimestre de 2023.

c) Relativamente à evolução da quantidade de UAG abastecidas, algumas delas para satisfação de serviços públicos essenciais, e das cisternas carregadas, verifica-se, na figura abaixo, um aumento no número de UAG abastecidas (8%) e a redução de 7% no número de cargas de cisternas e também de 5% na respetiva energia transportada, de 2022 relativamente a 2021.

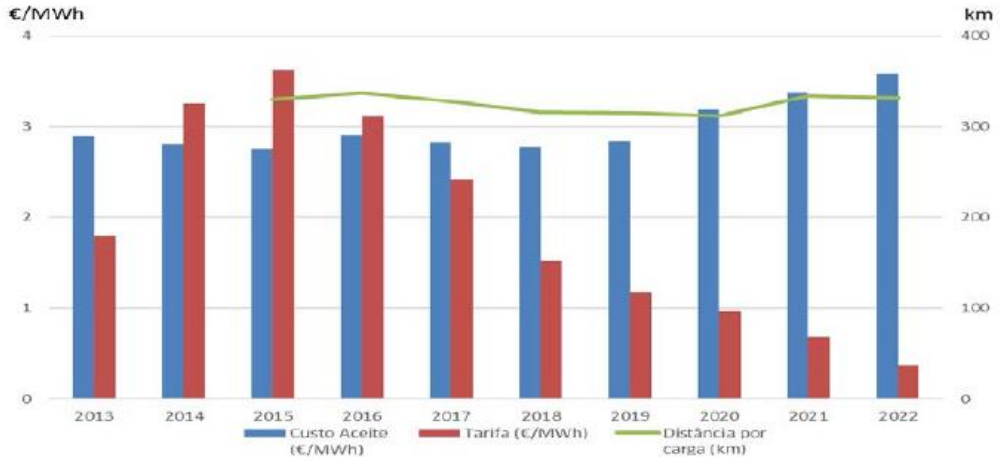


FONTE: Figura 5-2 – Caracterização de quantidade de UAG e cisternas

d) A figura infra permite também concluir que a proporção do custo coberto pelo financiamento do ORT varia consoante o comercializador e situa-se entre 89% e 100% do custo total incorrido pelo comercializador.

e) Quanto à evolução do sobrecusto, a figura abaixo apresenta o custo unitário aceite e a tarifa de acesso paga pelos operadores, nos últimos dez anos, em que se evidencia a redução da tarifa e o aumento do custo aceite relativamente a 2021. É possível verificar ainda que, o aumento do custo aceite em 2022

se deve aos aumentos dos custos do preço do gasóleo e da inflação, entre outros fatores de custo da atividade de transporte.



FONTE: Figura 5-3 – Custo unitário aceite e tarifa a suportar pelos operadores

f) O CT regista que, tal como tinha alertado no seu parecer anterior, o sobrecusto a suportar pelos comercializadores aumentou em 2022, justificado pelo aumento dos combustíveis, que não se encontrava previsto no preço de referência. Este sobrecusto verificou-se até à entrada em vigor dos novos parâmetros para o ano-gás 2022-2023, isto é, durante os primeiros três trimestres de 2022.

Já no último trimestre de 2022, com a entrada em vigor da nova fórmula, o valor do custo máximo aceite foi atualizado refletindo os aumentos trimestrais dos combustíveis, como recomendado pelo CT.

D. TARIFA SOCIAL

1. Por forma a garantir o acesso dos consumidores domésticos em situação de carência socioeconómica a serviços essenciais, como é o caso do fornecimento de gás natural, foi criada, pelo Decreto-lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, a tarifa social de fornecimento de gás natural a aplicar a clientes finais economicamente vulneráveis, independentemente do prestador do serviço.
2. A tarifa social consiste num desconto na tarifa de acesso às redes em baixa pressão, aprovado por Despacho do membro do Governo responsável pela área da energia.
3. Aquele diploma legal foi alterado pelo Decreto-Lei n.º 100/2020, de 26 de novembro, que veio alargar o universo de beneficiários, tendo passado a poder beneficiar da tarifa social todos os consumidores que, cumulativamente, reúnam as seguintes condições:
4. Se encontrem a receber da Segurança Social um dos seguintes apoios:
   - Complemento solidário para idosos;
   - Rendimento social de inserção;
   - Prestações de desemprego;
   - Abono de família (primeiro escalão);
   - Pensão social de invalidez do regime especial de proteção na invalidez ou do complemento da prestação social para a inclusão, e
   - Sejam titulares de um contrato de fornecimento de gás natural, com consumo destinado exclusivamente a uso doméstico em habitação permanente, integrando escalões de consumo anual inferior ou igual a 500 m3.

5. A Lei nº 7-A/2016, de 30 de março, que aprovou o Orçamento do Estado para 2016, redesenhou os descontos sociais existentes determinando que o acesso ao benefício da tarifa social de energia elétrica e de gás natural passaria a ser realizado através de um mecanismo de reconhecimento automático, com efeitos a partir de 1 de julho de 2016, centralizado na Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG).

6. O membro do Governo responsável pela área da energia aprovou o desconto da tarifa social de gás aplicável a partir de 1 de outubro de 2023 até 30 de setembro de 2024, correspondendo a um desconto de 31,2% sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais.

7. Conforme expresso em pareceres anteriores, o CT entende ser desejável harmonizar o acesso à tarifa social de gás natural com o setor elétrico, nomeadamente no que diz respeito aos beneficiários.

8. De acordo com o Quadro 3-61, cerca de 52,3 mil clientes beneficiavam de tarifa social de gás no final do 4.º trimestre de 2022, representando um decréscimo de -3,3% em relação ao trimestre homólogo.

Quadro 3-61 - Evolução clientes beneficiários da tarifa social de gás

	T1 2020	T2 2020	T3 2020	T4 2020	T1 2021	T2 2021	T3 2021	T4 2021	T1 2022	T2 2022	T3 2022	T4 2022	Variação T12022/T12021	Variação T42022/T42021
Mercado Regulado	2 574	2 555	2 330	2 342	4 296	4 198	3 926	3 735	3 515	3 426	4 102	6 538	-18,2%	75,0%
Mercado Livre	32 298	31 371	30 467	30 512	51 893	52 490	51 149	50 343	48 704	48 192	48 043	45 750	-6,1%	-9,1%
Total	34 872	33 926	32 797	32 854	56 189	56 688	55 075	54 078	52 219	51 618	52 145	52 288	-7,1%	-3,3%

Fonte: ERSE (dados obtidos no âmbito de monitorização preços mercado retalhista de gás)

9. Para o ano gás 2023-2024, a ERSE prevê que cerca de 52,3 mil clientes continuarão a beneficiar de tarifa social de gás. O valor total do número de clientes com tarifa social de gás previsto para o ano gás 2023-2024 tem como base os dados enviados pelos comercializadores de gás para a ERSE, no âmbito da monitorização de preços no mercado retalhista de gás, assumindo-se o valor máximo de número de clientes com tarifa social registado durante o ano de 2022 (4.º trimestre de 2022).

10. No que se refere ao financiamento dos custos com a tarifa social, que eram suportados por todos os consumidores na proporção da energia consumida, a Lei n.º 114/2017 de 29 de dezembro (Lei do Orçamento do Estado para 2018) introduziu alteração nesta matéria estipulando no seu artigo 209º, que os custos decorrentes da aplicação da tarifa social aos consumidores de gás natural passam a ser suportados "*…pelas empresas transportadoras e comercializadoras de gás natural na proporção do volume comercializado de gás no ano anterior.*" Esta disposição legal tem sido sucessivamente confirmada pelos Orçamentos de Estado para 2019 (artigo 241º da Lei 71/2018), 2020 (artigo 290º da Lei n.º 2/2020, de 31 de março) e 2021 (artigo 307º da Lei n.º 75-B/2020, de 31 de dezembro).

11. Por seu turno, a Lei n.º 24-D/2022, de 30 de dezembro (Lei do Orçamento do Estado para 2023) estipula no artigo 212º que: "*Os custos decorrentes da aplicação da tarifa social aos clientes de gás, definido como tal na alínea y) do artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, e nos termos do artigo 121.º da Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, do Despacho n.º 3229/2017, publicado no Diário da República, 2.ª série, de 18 de abril de 2017, e do Regulamento n.º 385/2018, de 21 de junho, são suportados pelos operadores das redes de transportes, operadores da rede de distribuição e comercializadores de gás, na proporção do volume comercializado de gás no ano anterior*".

12. A ERSE considera que a situação e a redação do Orçamento do Estado para 2023 mantém incólume o critério de repartição do custo da tarifa social consagrado desde o Orçamento do Estado para 2018 que corresponde à "*proporção do volume comercializado de gás no ano anterior*", tendo a Lei n.º 24-D/2022, de 30 de dezembro, vindo apenas explicitar que no âmbito subjetivo da norma estão incluídos, igualmente, os operadores das redes de distribuição.

13. Com efeito, no que respeita ao conceito de gás comercializado para efeitos de imputação de custos com a tarifa social do gás, de acordo com aquele mesmo Parecer do Conselho Consultivo da Procuradoria-Geral da República de 2018 o que releva, no caso da REN Gasodutos, é a quantidade veiculada. Nas palavras do Parecer: "*(….) deve aqui ser considerado como transporte de gás toda a veiculação de gás quer se faça através de uma rede interligada de alta pressão quer se faça através de redes de distribuição*". O parecer acrescenta ainda que para efeitos de repartição dos custos decorrentes da aplicação da tarifa social, deve considerar-se o respetivo "volume de entregas/fornecimentos de gás no ano anterior".

14. No que se refere à metodologia de repartição da tarifa social, a ERSE menciona que recebeu uma carta da REN Gasodutos invocando que o apuramento a repartição dos encargos com a tarifa social deve divergir do que tem sido efetuado, pois, segundo interpreta e refere estar suportado na lei vigente, o que releva para efeitos de imputação de custos com a tarifa social são as quantidades "comercializadas" pelas redes de cada operador e não os fluxos transportados e distribuídos, ou seja, as quantidades entregues a clientes finais pela rede respetiva.

15. O ORT apresentou ao CT a exposição que fez à ERSE quanto à sua interpretação da Lei atualmente em vigor e a metodologia de repartição destes custos, considerando que apenas se enquadram no critério de "volume de entregas/fornecimentos de gás no ano anterior" e na lógica de consumo subjacente, as entregas feitas aos clientes finais ligados diretamente às redes em causa. Assim, em alta pressão serão de considerar os clientes diretamente ligados que inclui os centros electroprodutores. No entendimento do ORT, apenas estas deveriam ser consideradas na proporção de gás comercializado para repartição de custos decorrentes da aplicação da tarifa social.

16. Neste sentido, o ORT propõe a consideração exclusiva das entregas a clientes finais de cada rede o que implica excluir (i) as entregas feitas aos ORD por serem intermédias; (ii) as quantidades destinadas a exportação (saídas de Campo Maior e Valença), já que não constituem entregas/fornecimentos a mercado nacional e estarão fora do âmbito da aplicação deste normativo; e das iii) quantidades destinadas à armazenagem por não serem para consumo final, além de serem posteriormente fornecidas à rede a partir do armazenamento duplicando o seu efeito (entrada e saída do mesmo gás).

17. Esta metodologia terá impacte na repartição destes custos pelos diversos agentes, conforme se evidencia nos quadros seguintes:

Situação atual:

	MWh	MWh	MWh	%	%	%
Quantidades ERSE	**2018**	**2019**	**2020**	**2018**	**2019**	**2020**
Total	**152 812 616**	**164 539 067**	**158 419 484**	**100%**	**100%**	**100%**
Operador de Rede de Transporte	66 519 714	75 251 230	68 769 166	44%	46%	43%
Operadores de Rede de Distribuição	25 857 236	25 868 115	24 705 969	17%	16%	16%
Comercializadores de Último Recurso	1 188 017	1 065 371	954 508	1%	1%	1%
Comercializadores de mercado	59 247 649	62 354 351	63 989 841	39%	38%	40%

Fonte: Apresentação do ORT ao CT, em 21/04/2023

Proposta do ORT:

Quantidades propostas REN	MWh 2018	MWh 2019	MWh 2020	% 2018	% 2019	% 2020
Total	124 841 559	130 863 248	131 345 202	100%	100%	100%
Operador de Rede de Transporte	37 969 002	40 946 188	40 960 361	30%	31%	31%
Operadores de Rede de Distribuição	25 857 236	25 868 115	24 705 969	21%	20%	19%
Comercializadores de Último Recurso	1 188 017	1 065 371	954 508	1%	1%	1%
Comercializadores de mercado	59 247 649	62 354 351	63 989 841	47%	48%	49%
Cisternas para UAG privativas	579 655	629 222	734 523	0%	0%	1%

Fonte: Apresentação do ORT ao CT, em 21/04/2023

18. A ERSE analisou a proposta do ORT e entende que não ocorreu nenhuma mudança factual ou normativa propondo-se manter a metodologia de repartição considerada nas publicações tarifárias até à presente data.

19. O CT considera que a proposta do ORT em nada contradiz o espírito da lei e recomenda que a ERSE reaprecie a mesma, tornando a repartição deste custo mais equitativa em termos do contributo de cada atividade para o SNG.

20. No último Parecer sobre as Tarifas e Preços de Gás para o ano gás 2022-2023, o CT teve já a oportunidade de afirmar que "*O financiamento da Tarifa Social, que tem uma natureza de apoio público, tem vindo a ser suportado pelas empresas reguladas e pelos comercializadores em regime de mercado, devendo assim a ERSE, enquanto regulador independente, explicitar e discutir os impactos nestes agentes, considerando que estão a ser chamados a cumprir uma responsabilidade que não é diretamente sua.*"

21. Face ao exposto, o CT reforça a recomendação de que a ERSE diligencie junto do Governo a revisão do modelo de financiamento da tarifa social da eletricidade e do gás, com vista à implementação de uma solução que garanta o cumprimento das diretrizes da legislação europeia em matéria de igualdade e não discriminação.

G. QUALIDADE DE SERVIÇO

1. O Regulamento da Qualidade de Serviço dos setores elétrico e gás, que se encontra presentemente em processo de revisão, estabelece o dever das empresas do setor do gás e da ERSE divulgarem anualmente informação sobre a avaliação da qualidade de serviço percecionada pelos clientes.

2. O CT considera a qualidade de serviço como uma das componentes essenciais do processo regulatório do setor energético com impactos no domínio da competitividade das empresas e dos interesses dos consumidores.

3. Neste contexto, o CT valoriza a divulgação por parte das empresas reguladas da informação atinente à avaliação da qualidade de serviço e simultaneamente reconhece o esforço desenvolvido pela ERSE para seguir e supervisionar o desempenho das empresas reguladas neste especial domínio das relações de consumo.

4. O CT assinala e destaca positivamente a publicação pela ERSE do Relatório da Qualidade de Serviço Técnica do Setor do Gás e do Relatório da Qualidade de Serviço Comercial, relativos ao ano de 2021.

5. Como recorrentemente tem dito em anteriores pareceres, o CT entende que a avaliação das Propostas de Tarifas e Preços deve incluir dados referentes ao cumprimento dos padrões dos indicadores da qualidade de serviço estabelecidos no RQS e, por essa razão, julga essencial dispor de informação atualizada sobre a qualidade de serviço nas componentes comercial e técnica.

6. O CT assinala positivamente que, não obstante o ano de 2021 ter ficado marcado pela pandemia gerada pela Covid-19, que teve forte impacto na organização e no funcionamento da generalidade das

empresas com reflexos ao nível da sua atividade, ainda, assim, verificou-se um bom desempenho por parte das empresas reguladas no cumprimento dos indicadores de qualidade de serviço.

7. Com efeito, no que tange à qualidade de serviço técnica, na componente da continuidade de serviço, o CT sinaliza que não foi registada em 2021 qualquer interrupção na rede de transporte de gás e que relativamente aos operadores da rede de distribuição, apenas a Lisboagás não deu cumprimento ao padrão estabelecido para o número médio de interrupções controláveis previstas.

8. Por outro lado, destaca-se o cumprimento de todos os limites estabelecidos no RQS no que respeita ás características do gás natural, tanto no Terminal de GNL, como na rede de transporte de gás.

9. Quanto à avaliação da qualidade de serviço comercial, o CT lembra que a mesma abrange o atendimento aos clientes, a resposta a pedidos de informação e reclamações, os serviços prestados na instalação dos clientes e as questões atinentes a clientes com necessidades especiais.

10. Relativamente à qualidade de serviço prestada na vertente comercial, o CT assinala que, em 2021, a generalidade dos operadores das redes e de infraestruturas e os comercializadores, também cumpriram os padrões de qualidade estabelecidos nas disposições regulamentares.

11. No entanto, embora se verifique elevados níveis de desempenho em matéria de qualidade de serviço comercial - atendimento aos clientes, serviços prestados nas instalações dos clientes e respostas e pedidos de informação e reclamações -, importa assinalar a necessidade de melhoria relativamente ao reporte de informação prestada pelas empresas e de harmonização dos critérios utilizados para registo de dados, bem como, dificuldades no atendimento telefónico por parte de algumas empresas, aspetos a corrigir no futuro.

12. Em suma, o CT considera positivo o nível de desempenho das empresas reguladas em matéria de qualidade de serviço nas suas diversas componentes, reiterando junto da ERSE e dos operadores a recomendação de continuarem a apostar na melhoria contínua da qualidade de serviço enquanto elemento fulcral do sistema regulatório do setor elétrico.

13. Finalmente, encontrando-se em curso um processo de revisão do enquadramento global regulamentar do setor energético, que abrange a reformulação do Regulamento da Qualidade de Serviço, o CT considera que todos os agentes envolvidos no âmbito do sistema de qualidade de serviço deverão concorrer com as suas reflexões e propostas para a sua melhoria efetiva.

III
PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2024-2027

A. PARÂMETROS PARA O NOVO PERÍODO DE REGULAÇÃO

1. A duração do período de regulação é atualmente de 4 anos, sendo que o período vigente teve início em 2020 e terminará em 2023. O novo período regulatório irá iniciar-se em 2024 e terminará em 2027.

2. Para a definição do modelo regulatório a aplicar por atividade e dos respetivos parâmetros, a ERSE analisa o desempenho das empresas ao longo dos anos e recorre a estudos de benchmarking promovidos pelo Conselho de Reguladores (CEER)[6] com vista a analisar as melhores práticas europeias de outros reguladores, e elabora os seus próprios *benchmarkings* ao nível da distribuição e da comercialização.

3. De modo a não pôr em causa a necessária estabilidade do quadro regulatório, a revisão das metodologias deve ser previamente ponderada, visto constituir um instrumento potencialmente

[6] "*Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks*", relatório anual e o "*Transmission costs benchmarking, eletricity and gas*" bianual, estando em curso a 2.ª edição.

disruptivo, que se justifica quando é patente a ineficácia das metodologias existentes ou quando alterações do quadro técnico, legal ou económico assim o impõem. Em contrapartida, a revisão periódica dos parâmetros regulatórios constitui um instrumento flexível, que permite tornar as metodologias existentes mais eficazes e adaptadas ao adequado desempenho das empresas.

4. A ERSE, para o novo período regulatório do gás, decidiu manter os atuais modelos regulatórios de cada atividade, revendo apenas os seus parâmetros, e propõe introduzir o Incentivo à Otimização das Previsões de Procura nos Planos de Investimento na Rede de Distribuição de Gás (IOPP) sendo relevante que se trata de previsões em sede de PDIRDG definidos bienalmente.

5. Os principais parâmetros definidos são as bases de custos para o ano de 2024, os indutores de custos, as metas de eficiência a aplicar nos anos 2025 a 2027, o custo de capital e os parâmetros para o novo incentivo proposto para a distribuição, o IOPP.

6. O CT expressa preocupação que a proposta de fixação de parâmetros tenha por base dois anos atípicos com elevada volatilidade, concretamente os anos de 2020 e 2021. Adicionalmente, sendo a fixação realizada praticamente um ano antes do início da sua aplicação e, tendo em conta que os valores iniciais obtidos e as trajetórias impostas serão aplicáveis até 2027, quando atingido o fim do referido período regulatório, os mesmos terão, então, sete anos de antiguidade sem ajustamento, pelo que o CT recomenda uma monitorização continuada dos valores agora fixados e da sua adequação à evolução do contexto global.

7. O CT considera que, tendo em conta, nomeadamente:

   - Os choques económico-financeiros e de segurança de abastecimento provocados pela guerra na Ucrânia;
   - As elevadas taxas de juro enfrentadas pelas famílias e pelas empresas;
   - As fortes variações positivas, quer do Índice de Preços no Consumidor (IPC), quer do Índice de Preços na Produção Industrial (IPPI);
   - A volatilidade dos preços de gás, da eletricidade e dos combustíveis;
   - O contexto de descarbonização da economia e de transição energética;

   existe um nível de incerteza muito significativo que dificulta a realização das melhores previsões.

   Neste quadro, o CT insta a ERSE a que, aquando do estabelecimento de parâmetros, procure alcançar um justo equilíbrio entre:

   - Custos para os consumidores, quer sejam famílias, quer sejam empresas;
   - Sustentabilidade económico-financeira das empresas abrangidas pelos parâmetros em causa;
   - Segurança de abastecimento;
   - Qualidade de serviço.

A.1. Parâmetros associados ao OPEX

A.1.1. Definição da base de custos para 2024

1. A definição dos parâmetros apoiou-se, tal como nos anteriores períodos regulatórios, numa análise pela ERSE do desempenho das atividades reguladas[7]. Assim, foram avaliados os efeitos das diferenças entre os proveitos permitidos e os gastos reais das empresas, a aderência entre os indutores de custos

[7] documento «Análise de desempenho das empresas reguladas do setor do gás»

utilizados e a evolução dos custos reais e efetuada uma reavaliação das componentes fixas e variáveis dos custos, assim como do peso de cada uma delas no total dos custos de cada empresa.

2. A ERSE fixou as novas bases de custos incidindo a análise exclusivamente nos anos 2020-2021 e partilhando entre empresas e consumidores o diferencial entre o custo aceite e o real, considerando agora e, para o efeito, 25% dos custos aceites e 75% do custo real, enquanto, no período atual, foi usada uma base de partilha equitativa 50/50.

3. O CT considera positiva a aplicação do princípio de partilha entre empresas e consumidores de eventuais ganhos/perdas ocorridos em anos anteriores, mas ressalva que o apuramento dos mesmos deve decorrer de uma análise cuidada que distinga entre ganhos/perdas efetivos de ganhos/perdas que ocorreram por situações conjunturais, expurgando assim contributos de ganhos/perdas não controláveis.

4. Importa realçar o contexto económico atípico dos 4 anos do atual período regulatório 2020-2023. Os anos 2020 e 2021 foram marcados pelo efeito da pandemia COVID-19, que condicionaram a atividade das empresas e o ano 2022 foi marcado pelo conflito na Ucrânia que teve como consequências o agravamento dos custos das matérias-primas e dos bens e serviços, levando ao adiamento da renovação e/ou contratação de novos contratos de prestações de serviços, e consequentemente agravaram os custos das empresas em 2022 e particularmente os seguintes como resultado dos efeitos da inflação. Adicionalmente, é importante ter presente a especificidade da operação desempenhada por estas empresas, cujos principais materiais utilizados, o cobre, o aço e o polietileno tiveram variações superiores ao fator de atualização utilizado pela ERSE.

5. Para definição do ponto de partida dos custos em 2024, numa lógica inerente ao modelo atual de IPIB-X (Índice de preços implícito no PIB deduzido de um fator de eficiência X), o valor apurado que resultou da metodologia descrita no ponto 2 foi atualizado com os índices de preços previstos para 2022 a 2024 e, em cada um dos anos, foi aplicado o fator de eficiência atualmente em curso por atividade/empresa.

6. Sobre esta metodologia, o CT alerta para o facto de a mesma penalizar os operadores com custos inferiores aos permitidos pelo Regulador, uma vez que sobre os custos de 2020/21 a ERSE está a aplicar o mesmo fator de eficiência que definiu para atingir um determinado custo eficiente no final do período regulatório (2023), o qual já alcançado e por vezes ultrapassado por algumas das empresas, perpetuando a ideia não sustentada de que a trajetória de eficiência não se altera, qualquer que seja o nível de custos.

7. Assim, o CT recomenda, não descurando o princípio de partilha de ganhos/perdas, seja realizada uma reanálise da metodologia utilizada para a definição do ponto de partida de 2024, que tenha em consideração o contexto económico atípico dos anos 2020-2023 e que não penalize as empresas que nos anos 2020-2021 apresentaram custos abaixo dos definidos pelo regulador.

A.1.2. DEFINIÇÃO DO FATOR DE EFICIÊNCIA

1. Para o novo período de regulação, a ERSE manteve a metodologia de cálculo dos proveitos permitidos associados ao OPEX, fixando as componentes fixas e variáveis por atividade para o primeiro ano do período regulatório e fazendo evoluí-las com o IPIB-X.

2. A ERSE reconhece a dificuldade de estabelecer a comparação do desempenho com empresas similares de outros países a operar nas mesmas atividades, devido à inexistência de estudos públicos.

3. Na determinação do fator de eficiência no Terminal, a ERSE teve em conta o desempenho da empresa nos últimos anos e um benchmarking ibérico que inclui a REN Atlântico e 4 operadores espanhóis com informação financeira e física do período 2017-2021. Embora a REN Atlântico surja como o mais eficiente, a ERSE propõe aplicar, anualmente, o fator de eficiência de 1,5% associado ao progresso tecnológico, apurado para a distribuição nas componentes que não dependem dos custos de

eletricidade, e um fator de eficiência de 1%, fator do progresso tecnológico apurado pela ERSE para a atividade de comercialização para a componente associada aos gastos de eletricidade.

4. Para a atividade de Armazenamento subterrâneo, não sendo possível realizar qualquer estudo de benchmarking devido ao reduzido número de operadores em Espanha e das soluções técnicas de armazenamento serem substancialmente diferentes, a ERSE decidiu reduzir o fator de eficiência de 3% para 1,5%, valor que reflete os incrementos de eficiência decorrentes do progresso tecnológico estipulados em 1,5% para a distribuição.

5. O CT não pode deixar de sublinhar a necessidade de valorizar a trajetória do nível de custos que os incentivos à eficiência traduzem durante o período regulatório, em particular quando não existam dados objetivos para permitir, de forma sustentada, extrapolar a fixação de metas que podem ser por essa via desadequadas.

6. Na determinação do fator de eficiência a aplicar à atividade de transporte, a ERSE teve em conta os resultados do benchmarking ibérico, utilizando na amostra a REN e 4 ORTs espanhóis. A análise considerou a evolução do diferencial positivo entre custos aceites e incorridos, os fatores de eficiência aplicados em outras congéneres que variam entre 0% e 2% e o fator tecnológico de 1,5% associado à distribuição. Conjugando todos estes fatores, a ERSE propõe manter o fator de eficiência de 3% ao ano, o mais elevado da Europa, conforme se pode constatar pela análise do quadro seguinte.

Quadro 2-18 - Formas de regulação e fatores de eficiência da atividade de Transporte aplicados pelos reguladores europeus

País	Sistema Regulatório - Cost of Service / Rate of Return, regulação por incentivos (Price-Cap / Revenue-Cap, híbrido)	Fator de eficiência aplicado ao OPEX	Fator de eficiência aplicado ao CAPEX
Áustria	Price Cap	Fator de eficiência de 1,5%	Não tem
Bélgica	Revenue Cap com incentivos ao controlo de custos e à qualidade	Não tem	Não tem
República Checa	Revenue Cap para o transporte no mercado interno e Price Cap para o transporte internacional de gás	Fator de eficiência de 0,511%. Para empresas com redução de custos superior a 15% o fator de eficiência é de 0,2%	Não tem
Alemanha	Revenue Cap	É aplicado um fator de eficiência aos custos variáveis (definido a partir de um benchmark nacional)	Fator de eficiência dependendo de cada TSO
Dinamarca	Cost-Plus	n.a.	n.a.
Estónia	Rate-of-return	Não tem	Não tem
Espanha	Revenue Cap baseado numa taxa de remuneração e mecanismos de incentivos	Não existe um fator de eficiência explícito mas os proveitos são fixados tendo em conta os custos de uma empresa eficiente	Não existe um fator de eficiência explícito mas são aplicados custos eficientes
Finlândia	Revenue Cap	Fator de eficiência de 0%.	Não tem
França	Revenue Cap (OPEX) com mecanismos de incentivos e alguns custos pass-through	Fator de eficiência aplicado ao OPEX líquido total	Não tem
Reino Unido	Revenue Cap baseado em rate-of-return com aplicação de incentivos	Fator de eficiência implícito, com base em benchmarking	Fator de eficiência implícito, com base em benchmarking
Grécia	Cost Plus	Não tem	Não tem
Hungria	Revenue Cap com aplicação de incentivos	Fator de eficiência de 1,5%, ou o valor de inflação caso este seja menor	Não tem
Irlanda	Revenue cap baseado em rate-of-return com aplicação de incentivos	O fator de eficiência de 0%. Os custos não controláveis são um pass-through. São aplicado alguns incentivos para minimizar os custos pass-through	Não tem
Itália	Modelo híbrido: Price Cap (OPEX) e cost-plus (CAPEX)	Fator X de 0,8% anual (médio para o setor, uma vez que são definidos fatores específicos por empresa)	Não tem
Lituânia	Revenue Cap	A empresa é incentivada a diminuir os seus custos operacionais obtendo assim um aumento da taxa de remuneração dos ativos	Não tem
Luxemburgo	Revenue cap com regulação por incentivos	Não tem	Não tem, mas há uma análise criteriosa dos investimentos a aceitar, com regras de acordo com o tipo de investimento
Letónia	Revenue Cap	Fator de eficiência aplicado ao TOTEX. Entre 1 de janeiro de 2020 e 30 de setembro de 2022 o fator de eficiência foi de 0%	Fator de eficiência aplicado ao TOTEX. Entre 1 de janeiro de 2020 e 30 de setembro de 2022 o fator de eficiência foi de 0%
Países Baixos	Revenue cap com regulação por incentivos	Fator de eficiência aplicado ao TOTEX	Fator de eficiência aplicado ao TOTEX
Polónia	Revenue Cap	Não tem	Não tem
Portugal	Modelo híbrido: Price Cap (OPEX) e rate-of-return (CAPEX)	Fator de eficiência de 3%	Não tem
Suécia	Revenue Cap	Fator de eficiência de 1% aplicado ao OPEX controlável	Não tem
Eslovénia	Revenue cap com regulação por incentivos	Fator de eficiência	Não tem
Roménia	Revenue cap com regulação por incentivos	Fator de eficiência varia por empresa com um valor máximo de 2,0%	Não tem

Fonte: CEER, "Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2022", January 2023

Fonte: "Proposta de parâmetros de regulação para o período de 2024 a 2027

7. Na atividade de Gestão Técnica Global do SNG, a ERSE mantém a metodologia de aceitação de gastos de OPEX, com uma parcela fixa a evoluir com IPIB e um fator de eficiência de 3% (2% no período anterior). Os gastos com obrigações legais, não sendo controláveis pela empresa, não se encontram sujeitos a metas de eficiência.

8. Ao nível da atividade de distribuição, a ERSE elaborou o habitual estudo com os 11 ORDs nacionais utilizando informação dos anos 2016 a 2021, tendo alargado a amostra a empresas espanholas, em parceria com a CNMC. O estudo ibérico incluiu 2 empresas espanholas e 10 portuguesas (excluiu a Sonorgás devido à sua dimensão quando comparada com as restantes) utilizando dados dos anos 2018 a 2020 e agregando os mesmos por grupos empresariais.

9. O CT expressa reservas quanto à opção da ERSE em excluir a Sonorgás do referido estudo pelo motivo identificado, na medida em que existem outras quatro empresas com níveis de distribuição de energia e clientes similares que não foram excluídas, sendo elas a Dianagás, Duriensegás, Medigás e Paxgás.

10. Como resultado da análise, a ERSE interioriza na determinação dos fatores de eficiência o progresso tecnológico obtido através do índice de Malmequist (MPI). Este Índice é um indicador da variação da Produtividade Total dos Fatores (PTF) de uma entidade entre dois períodos diferentes. Nesta metodologia, estas alterações da eficiência são decompostas no *catch-up effect* e no efeito *frontier shift effect* que permitem analisar os fatores que determinaram as alterações de eficiência das entidades, nomeadamente, se essas alterações resultam da (in)eficiência tecnológica, (in)eficiência de escala e (in)eficiência técnica.

11. O Quadro seguinte apresenta os resultados obtidos para a decomposição do índice.

Quadro 3-17 – Índice *Malmquist*

(Pure Efficiency change effect; Scale effect e Technological change effect)

	Total Factor Productivity Change	Efficiency Change Effect	**Technical Efficiency Effect**	Pure Technical Efficiency	Scale Efficiency Effect
2018-2020 (Valor Médios)	1,008	0,992	**1,016**	0,999	0,993

Fonte: "Proposta de parâmetros de regulação para o período de 2024 a 2027

12. Considerando a informação do quadro anterior, verifica-se que o impacto do progresso tecnológico (*technical efficiency effect*) da atividade de Distribuição de gás é de 1,016. Contudo, e segundo a ERSE, "precavendo algum desvio residual das metodologias estatísticas", decidiu aplicar uma eficiência associada ao progresso tecnológico de 1,5%.

13. Tendo por base este fator tecnológico de 1,5% definiu as seguintes metas de eficiência para o próximo período regulatório:

Quadro 3-19 - Metas de eficiência aplicáveis aos gastos de exploração

Empresa	Grupo de Eficiência	Meta de Eficiência Período 2024 -2027
REN Portgás Lisboagás Medigás Lusitaniagás	Grupo 1 (Percentil 0-20)	1,50%
Tagusgás Setgás Paxgás Duriensegás	Grupo 2 (Percentil 20-50)	2,00%
Beiragás	Grupo 3 (Percentil 50-80)	2,50%
Dianagás Sonorgás	Grupo 4* (Percentil 80-100)	3,50% 4,50%

Fonte: "Proposta de parâmetros de regulação para o período de 2024 a 2027

14. O CT considera que a definição de grupos de eficiência de empresas por escalões, sendo correta, deve ser acompanhada por uma análise da sustentabilidade aplicada caso a caso às empresas, considerando nomeadamente a sua dimensão relativa e a área geográfica de atuação.

15. A ERSE apresenta uma análise de evolução do OPEX líquido das empresas concessionadas e licenciadas (desde 2010), em que a dispersão e localização geográfica tem especial relevância, através da comparação entre os custos reais e os custos aceites pela ERSE. O CT regista positivamente a metodologia que a ERSE tem vindo a implementar, bem como o esforço das empresas em acompanhar os níveis de eficiência que lhes têm sido exigidos.

Figura 3-13 - Evolução do OPEX líquido – Concessionadas

(preços constantes 2022)

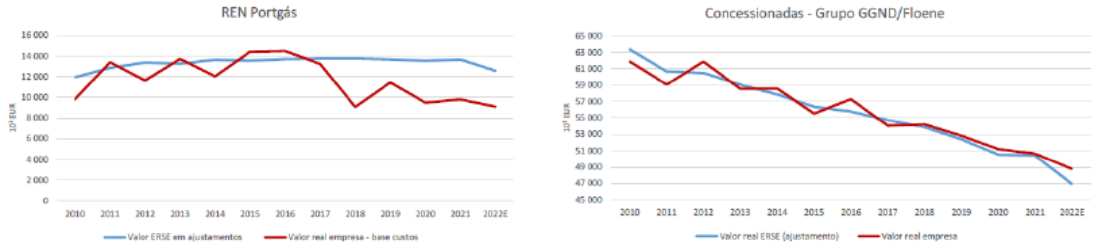
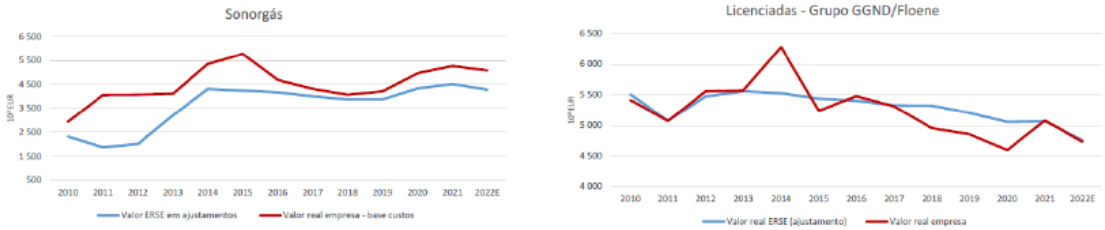


Figura 3-14 - Evolução do OPEX líquido – Licenciadas

(preços constantes 2022)



16. No que concerne à atividade de comercialização, o phasing-out da atividade, o pequeno universo de empresas e a sua heterogeneidade constituem um conjunto de particularidades da atividade de Comercialização dos CURr que dificulta exercícios de benchmarkings desta atividade com vista à definição de metas de eficiência.

17. Ainda assim, a ERSE considerou a informação financeira dos anos 2018-2020 dos 11 CURRs e para efeitos do cálculo do Índice de Malmquist adotou como input o valor dos gastos de exploração e como outputs o número de clientes. Os resultados obtidos encontram-se no quadro seguinte:

Quadro 4-7 - Decomposição do Índice de *Malmquist*

	Total Factor Productivity Change	Efficiency Change Effect	Technical Efficiency Effect	Pure Technical Efficiency Effect	Scale Efficiency Effect
2018-2020 (Valor Médios)	1,007	0,997	1,010	1,002	0,995

Fonte: "Proposta de parâmetros de regulação para o período de 2024 a 2027

18. Com base nestes resultados, a ERSE considerou adequada a aplicação de uma meta de eficiência de 1% correspondente aos ganhos de eficiência resultante do progresso tecnológico na atividade de comercialização (1,010 cf. tabela acima). Pese embora os CURr apresentarem diferentes especificidades e dimensões entre si, a análise aos custos de referência faz o regulador concluir que a generalidade destas empresas se situa num nível médio de eficiência.

19. O CT não pode deixar de referenciar que as metas de eficiência a fixar devem estar alinhadas com a evolução de custos do setor. Um requisito de eficiência demasiado exigente pode levar a que as empresas não disponham dos meios suficientes para assegurar as ações de manutenção, reparação ou de investimento que evitem a deterioração da qualidade de serviço, ou a expansão ineficiente da rede.

20. Quanto mais tempo uma empresa estiver sob uma regulação por incentivos, mais difícil será obter ganhos adicionais de eficiência. Em complemento, à medida que os ativos envelhecem, a sua manutenção é, naturalmente, mais cara e difícil.

21. Nessa medida, considerando que as infraestruturas necessitarão progressivamente de mais intervenção num mercado energético também cada vez mais exigente, onde se privilegia a manutenção\remodelação dos ativos existentes em detrimento do investimento de expansão\modernização, o CT recomenda que a ERSE pondere a revisão dos níveis de eficiência exigidos a redes que se aproximam da maturidade, quer quanto ao horizonte temporal de aplicação, quer ao nível quantitativo aplicado.

A.1.3. DEFINIÇÃO DAS PARCELAS FIXA E VARIÁVEL E DOS RESPETIVOS INDUTORES

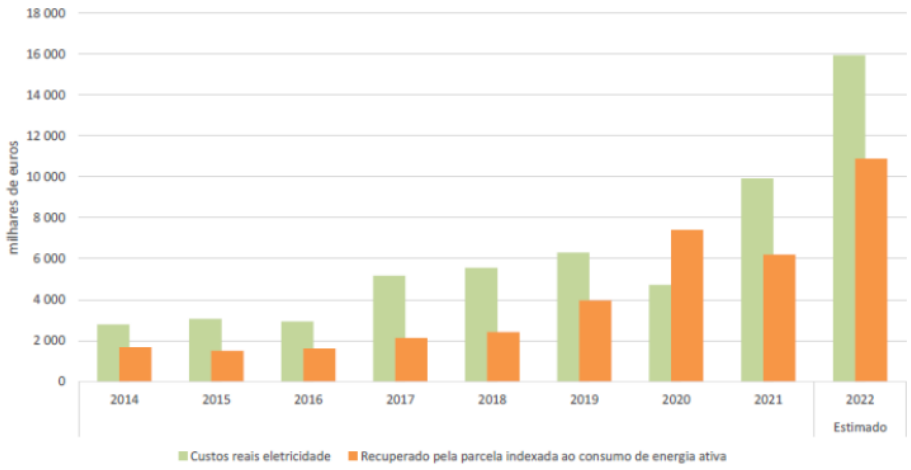
1. Após as análises efetuadas à seleção dos indutores que apresentam uma correlação estatisticamente significativa com os gastos, a ERSE decidiu manter em todas as atividades os indutores utilizados no período regulatório 2020-23 e aumentar o peso da componente fixa em detrimento da componente variável nas atividades de Alta Pressão e reduzir esta componente na atividade de distribuição aumentando a exposição dos ORDs ao risco da procura.

2. No caso específico dos ORD, em que a estrutura de custos assenta essencialmente na gestão da infraestrutura e nos pontos de abastecimento, o CT questiona o motivo pelo qual a ERSE decidiu rever a componente fixa do OPEX da distribuição de 40 para 35%. Esta proposta não está alinhada com a natureza de atuação dos ORD, podendo, no limite, resultar numa destruição de valor do SNG por via da redução de capacidade operacional caso se concretize a previsão de redução de consumos que a ERSE apresenta. Deste modo, o CT considera, em sentido divergente ao da proposta da ERSE, que a revisão deste parâmetro deve ser de aumento da componente fixa, de modo a ser coerente com a natureza de operação destas empresas, em que os ativos tendem a exigir mais manutenção com o decurso do tempo.

3. Todas as componentes fixas e variáveis evoluem anualmente com o IPIB-X, à exceção da componente associada ao consumo de eletricidade do Terminal. Para esta componente de custos a ERSE manteve a indexação à evolução do preço médio da eletricidade no mercado de futuros publicado pelo OMIP considerando a média das cotações diárias entre 1 de janeiro do ano s-1 e o último dia útil de fevereiro do ano s, de todos os contratos de futuros do mercado português e espanhol, com o último dia de entrega para 31 de dezembro do ano s.

4. Analisando a figura seguinte, o CT constata que o indexante utilizado no período 2014 a 2022 não permitiu cobrir os, à exceção do ano de 2020.

Figura 2-11 – Evolução dos gastos com eletricidade da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL



Fonte: "Proposta de parâmetros de regulação para o período de 2024 a 2027

5. A própria ERSE reconhece que "*no período de regulação 2016-2017 a 2018-2019, apenas cerca de 50% dos gastos com a eletricidade foram recuperados através da parcela indexada à variação média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros publicado pelo OMIP. Para o período de regulação 2020-2023, prevê-se que 94% dos gastos totais com a eletricidade possam ser recuperados com base no consumo de energia ativa*".

6. Considerando os valores da figura acima ainda que 2022 seja estimado, verifica-se que a perda de 2021 foi parcialmente compensada pelo ganho obtido em 2020, mas em 2022 está prevista novamente uma perda na ordem dos 30% dos custos.

7. O CT constata que o mecanismo de fixação do preço em vigor não acompanha grandes oscilações de preços que ocorram durante o ano e/ou eventuais mecanismos que sejam implementados de forma transitória, como é exemplo o mecanismo de acerto do MIBEL em vigor desde maio de 2022.

8. O CT recomenda a reanálise da opção da ERSE em manter um indexante que em 2 períodos consecutivos demonstra não ser o mais adequado para acompanhar a evolução do mercado e que provoca perdas/ganhos não controláveis sendo as mesmas agravadas em caso de volatilidade elevada dos preços.

9. Ainda no que diz respeito aos custos de eletricidade no Terminal, a ERSE propõe considerar como *pass through* os custos com a tarifas de acesso e outros impostos, proposta com a qual o CT concorda, uma vez que estes custos não são controláveis pela empresa e, como tal, não devem ser sujeitos a metas de eficiência.

Considerações finais:

- O estabelecimento de parâmetros que, no caso presente, irão vigorar durante um longo, e muito incerto, período de 4 anos, é da maior importância para a economia nacional, pelo que a sua fixação deve ser cautelosa de modo a não colocar em causa a sustentabilidade económico financeira das empresas e a continuidade do SNG.
- Tendo em conta o clima de volatilidade atual (que fragiliza metodologias e previsões que podem impactar significativamente na economia nacional), o CT entende que o contínuo estabelecimento de metas de eficiência, especialmente em áreas não controláveis pelas empresas, deverá ser alvo de reflexão por parte do Regulador.

A.2. Parâmetros associados ao custo de capital

1. Uma remuneração adequada dos ativos regulados promove não apenas a confiança dos agentes económicos, como protege tanto consumidores como empresas reguladas de custos de financiamento mais elevados, ao evitar que o risco percebido pelos investidores aumente. Pelo que a taxa de remuneração (RoR) deve ser definida de forma a cobrir integralmente o custo de capital eficiente da empresa regulada e, consequentemente, contribuir para o seu equilíbrio económico-financeiro.

2. A estabilidade da metodologia de cálculo do custo de capital das atividades reguladas tem vindo a ser utilizada pela ERSE ao longo de vários períodos regulatórios com o objetivo de serem assegurados dois princípios: o princípio da estabilidade regulatória que permite aos agentes poderem antecipar o quadro regulatório e, bem assim, diminuir a perceção do risco; e o da coerência metodológica, desde que esteja assegurado o mesmo contexto económico e financeiro em que as atividades se desenvolvem.

3. A redução dos estímulos monetários por parte do BCE levou à subida generalizada das taxas de rendibilidade das dívidas soberanas em todos os prazos e, apesar das taxas de inflação darem mostras de algum abrandamento, não é expectável que as medidas restritivas de política monetária sejam aliviadas no curto e no médio prazo. Neste sentido, considera-se que esta envolvente de incerteza deve ser considerada na definição dos parâmetros externos à empresa.

4. Para o período regulatório 2024-2027, a ERSE propõe fixar em 5,60% o valor base para a remuneração dos ativos das empresas reguladas com atividade de distribuição de gás, 5,20% para as atividades de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, de transporte e de armazenamento subterrâneo de gás, e 1,85% para a atividade de OLMC, para um valor médio de obrigações do tesouro a 10 anos (OT) de 3,177%.

5. O quadro seguinte permite comparar a proposta da ERSE para o valor de referência da taxa de remuneração para 2024[8] com as taxas anuais do período de regulação em curso[9] e ainda o spread entre as taxas de remuneração e as yields das OT, assim como o spread entre a ROR para MP\BP e a RoR para AP.

Taxa de remuneração e Yields OT a 10 anos

Unid. %	V. médio OT	RoR AP	RoR MP\BP	RoR OLMC	spread RoR Vs OT AP	spread RoR Vs OT MP\BP	Spread AP vs MP\BP
2020	0,41	4,56	4,76	4,40	4,14	4,34	-0,20
2021	0,30	4,52	4,72	4,40	4,22	4,42	-0,20
2022	2,18	5,29	5,49	4,40	3,11	3,31	-0,20
2023 [e]	3,20	5,68	5,88	4,40	2,48	2,68	-0,20
2024[P]	**3,18**	**5,20**	**5,60**	**1,85**	**2,02**	**2,42**	**-0,40**

Fonte: ERSE "Proveitos e ajustamentos", ano gás 2019/20, 2021/22 e 23/24, Quadro 2.1 e Banco de Portugal (https://bpstat.bportugal.pt/)

6. Da análise do quadro verifica-se que as taxas de remuneração apresentaram uma trajetória ascendente até 2023, acompanhando a evolução das obrigações do tesouro. O ano 2024 reflete as

[8] O valor final de 2024 só será conhecido no início de 2025 após divulgação pelo Banco de Portugal de todas as observações diárias das OT a 10 anos, referentes ao ano de 2024.
[9] O valor de 2023 é uma estimativa da ERSE para o ano 2023 que tem implícito um valor médio de OT de 3,2%, o valor final só será conhecido no início de 2024 após divulgação pelo Banco de Portugal de todas as observações diárias das OT a 10 anos, referentes ao ano 2023.

taxas propostas para o novo período de regulação, inferiores às de 2023, em contraciclo com o atual contexto financeiro.

7. A redução da taxa é maior para as infraestruturas em AP que para as infraestruturas em MP/BP. O alinhamento de remuneração entre a atividade de AP do setor de gás e o setor elétrico não relevam o nível distinto de risco dos dois setores.

8. Para este diferencial contribuiu a ERSE ter decidido alterar o critério relativamente à alavancagem gearing (dívida / (dívida + capital próprio) em AP.

9. A ERSE tem aplicado, conforme prática comum entre reguladores dos setores das *utilities*, e em particular do setor energia, estruturas de capital de referência para a definição do custo de capital, de modo a incentivar as empresas a otimizarem as respetivas estruturas de capital. Este ano a ERSE decidiu alterar o critério para o parâmetro *gearing* no caso específico da AP, e utilizar um valor mais elevado, justificando esta decisão "[…]*tendo em conta que o grupo que desenvolve essas atividades apresenta um nível de endividamento claramente acima do principal grupo que desenvolve a atividade de distribuição*".

10. Para este novo período regulatório a ERSE mantém o mecanismo de indexação da taxa de remuneração à variação das OT, propondo uma revisão dos parâmetros de indexação de forma equivalente ao definido para as taxas de remuneração dos ativos regulados do setor elétrico, para o período de regulação em vigor.

11. Assim, reduziu o declive de 0,4 para 0,3, e reviu em baixa os limites superiores - para 7,3% para a MP/BP e 6,9% para AP, e os limites inferiores - para 4,00% para MP/BP e 3,60% para AP.

12. Embora a ERSE considere este mecanismo como elemento mitigador das diferenças entre a taxa de remuneração de Portugal e de outros países europeus, na verdade em cada novo período regulatório os mesmos valores das OT conduzem a taxas de remuneração mais baixas, ou seja, a um spread entre a OT e a remuneração decrescente. Em 2023, a um valor médio de OT de 3,2% correspondem taxas de remuneração de 5,68% para AP e 5,88% para MP/BP, enquanto, em 2024 para o mesmo valor médio das OT as taxas de remuneração são de 5,21% AP e 5,61% para MP/BP, isto é (-) 47 b.p. em AP e (-) 27 b.p. em MP/BP.

13. A subida das taxas de rendibilidade das OT para níveis muito elevados acarreta uma enorme pressão no custo de capital das empresas devido à maior perceção de risco por parte dos investidores. Neste contexto, a inevitável subida do custo de capital da empresa não é acompanhada pela taxa de remuneração dos ativos, pois o mecanismo de indexação não reflete essas condições dos mercados financeiros nem protege a empresa dessas circunstâncias mais gravosas.

14. À semelhança da recomendação feita pelo CT em 2021 na análise dos parâmetros para o novo período de regulação no Setor Elétrico, o CT considera que o mecanismo de indexação deve ser revisitado, no sentido de garantir que, ao longo da banda de variação da taxa de rendibilidade das OT, as taxas de remuneração mantenham um spread positivo e aproximadamente constante face às OT, impossibilitando ter taxas de remuneração inferiores às OT.

15. Com o mecanismo de indexação proposto para uma taxa de 6,1% das OT a taxa de remuneração em AP será igual à taxa de rendibilidade das OT. O CT não pode deixar de sublinhar a necessidade de revisões extraordinárias deste parâmetro caso o spread entre a rendibilidade das OT e a taxa de remuneração previsível para o ano, caia abaixo dos 200 b.p.

A.3. Incentivo à Otimização das Previsões de Procura (IOPP)

1. Na presente proposta a ERSE introduz a aplicação de um mecanismo de Incentivo à Otimização das Previsões de Procura (IOPP) para avaliação das propostas de PDIRD-G, mas afetando os proveitos das empresas de distribuição.

2. O mecanismo tem como objetivo sinalizar às empresas a tomada de decisões economicamente racionais de investimento, numa perspetiva sistémica de longo prazo, procurando a responsabilização das empresas pelos pressupostos de evolução da procura de gás (energia e número de clientes), que sustentam os investimentos considerados nos PDIRDG aprovados, não pondo em causa o equilíbrio económico e financeiro das empresas.

3. O incentivo premiará ou penalizará as empresas (de forma simétrica) pelos desvios de energia existentes entre as previsões que efetuaram no âmbito dos PDIRD-G e os valores reais posteriormente verificados.

4. Os parâmetros do modelo são os seguintes:

Quadro 3-22 - Resumo parâmetros IOPP

Parâmetros IOPP		
	Mínimo	Máximo
Banda neutra de variação de energia	-10,00%	10,00%
Limites da banda de variação de energia	-20,00%	20,00%
Limites de penalização/bonificação WACC	-0,50%	0,50%

Fonte: "Proposta de parâmetros de regulação para o período de 2024 a 2027"

5. Este incentivo encontra-se previsto na revisão do RT que se encontra em Consulta Pública ("CP 114 – Revisão do RT gás") em paralelo com esta proposta de tarifas pelo que se remete para o Parecer do CT uma análise mais detalhada, resumindo-se aqui a apreciação do CT sobre o mesmo.

6. O CT, em linha com o que têm sido as suas recomendações, concorda com a introdução de um mecanismo de incentivo que permita a responsabilização dos ORD sobre as suas previsões de consumo e ligação de clientes em PDIRD-G, sempre e quando a sua aplicação não coloque em causa o equilíbrio económico e financeiro das empresas e que não resulte de eventos externos às empresas.

7. O CT igualmente concorda com a necessidade de promover previsões de procura mais rigorosas, contudo também reconhece que este exercício se tem tornado mais difícil atendendo à volatilidade do consumo e aos fatores exógenos que podem influenciar materialmente a evolução da procura, nomeadamente do setor industrial (preços, atividade industrial, descarbonização, legislação, …) e ao próprio contexto de indefinição decorrente da transição energética.

8. Adicionalmente, o CT considera que devem ficar refletidos nas regras dois limites adicionais da taxa de remuneração efetiva a aplicar por cada ORD, nomeadamente o *cap* e *floor* da metodologia em vigor para a definição da taxa de remuneração da atividade de distribuição, que a ERSE propõe para o período regulatório 2024-2027 de 7,3% e 4,0%, respetivamente.

9. O CT considera ainda que, o bónus\penalização apenas deve incidir sobre os novos ativos que resultaram das decisões de investimento e não afetar a totalidade da base de ativos, a qual resultou de decisões do passado.

10. Para além disso, entende o CT que deve ficar claro qual o período de aplicação da penalização / bonificação na base de ativos remunerada.

11. O CT entende que a ERSE deve aplicar o mecanismo de forma razoável e proporcional, especialmente no que se refere à identificação de oscilações de consumo no sentido da diminuição, aferindo de forma inequívoca se a volatilidade do consumo se deve a uma tendência ou a um fator conjuntural da empresa ou do setor, excluindo os efeitos destes últimos do cálculo.

12. Deve igualmente ter-se em conta que as previsões de consumo em PDIRDG são realizadas com periodicidade bienal e o ciclo de aprovação dos PDIRDG é longo quando ocorre. Neste contexto, entende-se que as previsões deveriam ter uma revisão.

IV
RECOMENDAÇÕES

O CT entende serem de salientar as seguintes recomendações:

a) Tendo em conta o contexto energético na Península Ibérica e no conjunto do Mercado Europeu, que se continua a caraterizar por elevada incerteza e pela volatilidade nos preços de gás natural e de outras formas de energia, o CT recomenda à ERSE que seja evitada a criação de expetativas na "evolução das ofertas em regime de mercado". Não se conhecendo as condições de aprovisionamento dos diferentes comercializadores que possam sustentar previsões otimistas, considera o CT que a ERSE deve colocar a tónica na supervisão do regime de mercado, evitando fazer previsões que podem ser pouco sustentadas.

b) O CT tem vindo a experienciar a necessidade de dar resposta a Consultas Públicas simultâneas dos diferentes setores supervisionados pela ERSE, em sobreposição com o período de análise da Proposta de Tarifas. Se esta sobreposição prejudica desde logo os trabalhos dos conselhos que têm meios e recursos limitados, considera-se que, em especial a revisão simultânea do RT do SNG prejudica a transparência do processo, potenciando a necessidade de revisões extraordinárias de tarifas que poderiam ser evitadas com um planeamento mais alargado.

c) O CT regista que a proposta de tarifário prevê aumentos significativos das Tarifas de Acesso às Infraestruturas, justificados por uma menor utilização destas, mas também pela esperada inexistência de receitas provenientes de leilões de capacidade que sustentaram reduções importantes do tarifário nos anos precedentes. O CT retoma uma sua recomendação anterior de que em momentos de excesso de recuperação de proveitos, os mesmos deverão ser utilizados com algum diferimento e não de forma intensiva, de modo que, não prejudicando a efetividade de redução das tarifas, seja também possível criar alguma estabilidade e previsibilidade na evolução destas, com benefícios de mais longo prazo para os utilizadores.

d) Ainda sobre a evolução menos favorável das tarifas de acesso, o CT recomenda que sejam sopesados os efeitos do novo regime de reservas, que reduziu a capacidade comercial disponível no armazenamento subterrâneo, limitando a flexibilidade das operações de aprovisionamento em Sines, com potencial efeito na negociação de contratos com fornecedores.

e) Considerando a evolução histórica apresentada pela ERSE para os custos de aprovisionamento do mercado de último recurso, o CT recomenda que a ERSE mantenha a monitorização especial desta, considerando que, apesar de algum alívio nos últimos meses, se mantém a situação de incerteza nos mercados internacionais. Assim, deve ser evitada a criação de situações de desequilíbrio concorrencial face ao mercado liberalizado, com danos em termos da sustentabilidade do processo de liberalização e das expetativas criadas aos consumidores.

f) Concomitantemente com o ponto anterior, o CT recomenda que o mecanismo de verificação da adequação da tarifa de energia seja revisitado, por forma a permitir uma melhor aderência aos preços dos mercados grossistas, nomeadamente pela redefinição dos limiares de verificação das variações dos custos e dos valores máximos de atualização. Em qualquer caso, neste particular, o CT recomenda ainda que os efeitos de desvios tarifários eventualmente verificados sejam alocados ao segmento de clientes que os induzem.

g) Atendendo a que foi novamente concedida aos consumidores a possibilidade de contratação de fornecimento no mercado de último recurso, o CT retoma o expresso anteriormente quanto à necessidade de ser realizada uma avaliação aprofundada do modelo de organização da atividade de comercialização de último recurso retalhista, por forma a garantir uma adequada performance dos CURR, quer em termos de cumprimento das exigências regulamentares, quer em termos da garantia do equilíbrio económico-financeiro, que não deve ser prejudicado pela próxima extinção do proveito suplementar de 4 €/cliente/ano.

h) Ainda considerando a reabertura da contratação em mercado regulado, e considerando que a data última de extinção das tarifas transitórias de BP< está prevista para 31 de dezembro de 2025, o CT recomenda a monitorização atenta e cuidada da transição dos clientes em mercado regulado para o mercado liberalizado, considerando os interesses dos consumidores, o enquadramento legislativo e a defesa do regime de mercado concorrencial e equilibrado.

i) O CT reconhece a relevância do regime de Tarifa Social, sem prejuízo de notar que se mantém dúvidas quanto ao modelo de financiamento mais adequado, considerando a evolução do universo de consumidores elegíveis e o impacte nas empresas sobre as quais esta responsabilidade impende (ORT, ORD, Comercializadores e CUR). Deste modo, a ERSE deverá analisar e sinalizar junto das entidades responsáveis pela Tarifa Social os efeitos que a adoção deste regime poderá ter no equilíbrio do SNG.

j) O CT nota a aprovação de mecanismos de apoio a clientes, em particular a clientes industriais (Decreto-Lei 84-D/2022). Considerando a importância decisiva deste segmento no SNG, a ERSE deve monitorizar a adequada aplicação do mecanismo, evitando que setores de especial relevância como a cogeração sejam discriminados quanto à sua elegibilidade para apoios.

k) No respeitante aos parâmetros relativos ao OPEX, e não descurando o princípio de partilha de ganhos/perdas, o CT recomenda uma reanálise da metodologia utilizada para a definição do ponto de partida de 2024, que tenha em consideração o contexto económico atípico dos anos 2020-2023 e que não penalize as empresas que nos anos 2020-2021 apresentaram custos abaixo dos definidos pelo regulador

l) O CT considera que a definição de grupos de eficiência de empresas por escalões, sendo correta, deve ser acompanhada por uma análise da sustentabilidade aplicada caso a caso às empresas, considerando nomeadamente a sua dimensão relativa e a área geográfica de atuação.

m) À semelhança da recomendação feita pelo CT em 2021 na análise dos parâmetros para o novo período de regulação no Setor Elétrico, o CT considera que o mecanismo de indexação deve ser revisitado, no sentido de garantir que, ao longo da banda de variação da taxa de rendibilidade das OT, as taxas de remuneração mantenham um spread positivo e aproximadamente constante face às OT, impossibilitando ter taxas de remuneração inferiores às OT.

n) O CT tem expressado reiteradamente a sua preocupação pela indefinição quanto ao regime aplicável às Taxas de Ocupação do Subsolo (TOS). Com as recentemente anunciadas decisões judiciais, esta questão torna-se premente, pelo potencial efeito disruptivo que poderá ter no equilíbrio económico-financeiro dos ORD, como aliás a própria ERSE teve oportunidade de sinalizar em audições públicas. Assim, o CT permite-se voltar a insistir na necessidade de estabilização de um quadro legal estável e previsível para o regime de TOS. Este deverá ter em conta, nomeadamente, o estabelecimento de tetos

máximos para as taxas a aplicar e de mecanismos que permitam uma uniformidade nacional na sua aplicação, evitando assimetrias regionais não justificáveis, e que garantam segurança jurídica aos contratos de concessão da distribuição.

o) Ainda quanto ao quadro legal aplicável ao setor de energia, o CT regista as recentes decisões anunciadas sobre a CESE. Ainda que as mesmas não devam necessariamente impactar diretamente nas tarifas de acesso do SNG, ou nos proveitos permitidos das empresas reguladas envolvidas, os financiamentos cruzados entre o SNG e o SEN que se têm verificado – em relação aos quais o CT tem expressado reservas – são agora postos em causa. Assim, o CT recomenda que a ERSE avalie potenciais impactes em termos de suficiência de recuperação de proveitos do sistema energético sob a sua regulação, de modo a prevenir efeitos indesejados, quer ao nível do tarifário, quer ao nível do equilíbrio financeiro das empresas reguladas.

p) Por último, e ainda em linha com Pareceres anteriores, o CT recomenda que a ERSE dedique especial atenção às informações recebidas das empresas reguladas tendo em vista: garantir a qualidade e fiabilidade dos dados utilizados na preparação das propostas; prevenir acertos a posteriori como o agora observado com a Floene; permitir uma maior previsibilidade no processo.

V
CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que a proposta apresentada pela ERSE deverá ser reformulada em conformidade com as recomendações constantes deste Parecer.

Aprovado em 28 de abril de 2023.

[Parecer integral digitalizado]

◆ Resposta da ERSE ◆

I – GENERALIDADE

A. RECOMENDAÇÕES ANTERIORES DO CT

B. PONTO PRÉVIO – CONTEXTO ATUAL SNG

B.1. Processos judiciais interpostos contra decisões do regulador

Por sentença do Tribunal Administrativo de Círculo de Lisboa, de 6 de janeiro de 2023, foram julgados totalmente improcedentes todos os pedidos dos operadores da rede de distribuição (ORD) de gás natural relativamente à impugnação de tarifas do gás natural para os anos gás de 2010-2011 a 2013-2014, que pretendiam que a ERSE lhes reconhecesse o direito a rendimentos adicionais pelo exercício da sua atividade, invocando, para o efeito, o direito a compensações que teriam sido negociadas com o Estado e refletidas na modificação dos contratos de concessão outorgados em 2008.

Na sentença proferida, o Tribunal confirmou plenamente a atuação administrativa da ERSE, valorizando, de forma acentuada, o estatuto de independência da ERSE, reconhecendo que a ERSE não está vinculada ao cumprimento de normas compensatórias e/ou indemnizatórias de natureza diversa das tarifárias, nem ao equilíbrio económico-financeiro que não seja o da própria atividade regulada. Pelo que, segundo o Tribunal, a ERSE não pode ser obrigada a garantir perante terceiros o cumprimento de obrigações de outras pessoas jurídicas, públicas ou privadas. O Tribunal não deixou, além disso, de abonar a decisão de fundo da ERSE afirmando que "nada nos autos evidencia que os atos sindicados [as decisões tarifárias da ERSE] tivessem que ter sido proferidos noutros termos", reconhecendo que a atuação da ERSE permitiu "obstar à utilização de remuneração excessiva (por dupla consideração de inflação, ultrapassando assim o limite da remuneração/custo de oportunidade permitido)".

Nos termos salientados pelo CT, a decisão judicial é favorável ao sistema tarifário, porquanto o deferimento das pretensões dos ORD representaria um aumento agregado dos seus rendimentos de mais de 1 000 milhões de euros ao longo do período das respetivas concessões, a serem pagos por todos os consumidores de média e baixa pressão, independentemente do seu comercializador.

A sentença transitou em julgado, sem que as empresas tivessem apresentado recurso.

A ERSE diligenciou junto do Tribunal no sentido de juntar esta certidão aos processos interpostos pelas empresas relativos aos anos-gás posteriores ao de 2013-2014, considerando que os argumentos impugnatórios apresentados pelas distribuidoras são em tudo semelhantes àqueles que foram utilizados nos processos objeto da sentença transitada em julgado.

B.2. Contribuição Extraordinária do Setor Energético (CESE)

Nos termos registados no Parecer do CT, o Tribunal Constitucional, por Acórdão de 16 de março de 2023 (Acórdão n.º 101/2023), julgou inconstitucional, por violação do princípio da igualdade (art. 13.º da Constituição da República Portuguesa), "o artigo 2.º, alínea d), do regime jurídico da CESE (aprovado pelo artigo 228.º da Lei n.º 83- C/2013, de 31 de dezembro, cuja vigência foi prorrogada para o ano de 2018 pela Lei n.º 114/2017, de 29 de dezembro), na parte em que determina que o tributo incide sobre o valor dos elementos do ativo a que se refere o n.º 1 do artigo 3.º do mesmo regime, da titularidade das pessoas coletivas que integram o setor energético nacional, com domicílio fiscal ou com sede, direção efetiva ou estabelecimento estável em território português, que, em 1 de janeiro de 2018, sejam concessionárias das atividades de transporte, de distribuição ou de armazenamento subterrâneo de gás natural (nos termos definidos no Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na sua redação atual)".

O Acórdão do Tribunal Constitucional considerou que com a alteração legislativa de 2018, "o legislador reduziu os objetivos a que a CESE se dirige em termos tais, que deixou de ser possível afirmar que as concessionárias das atividades de transporte, de distribuição ou de armazenamento subterrâneo de gás natural podem ser consideradas responsáveis pela sua concretização, e muito menos presumíveis causadoras ou beneficiárias das prestações públicas que ao FSSSE incumbe providenciar.".

A decisão do Tribunal Constitucional incide, assim, apenas sobre estes operadores do SNG e não sobre os demais sujeitos passivos da CESE do SNG ou qualquer operador do SEN, respeitando ao ato de liquidação de 2018. A norma em causa (art. 2.º do regime jurídico da CESE) continua em vigor, uma vez que a decisão não tem força obrigatória geral. Este Acórdão pode, contudo, consistir em jurisprudência relevante para a decisão de casos futuros.

B.3. Taxa de Ocupação de Subsolo (TOS)

Sobre este tema, e conforme salientado no Parecer do CT, há um vasto histórico legislativo, de que se destaca:

A Lei do Orçamento do Estado para 2017, aprovada pela Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, determinou no seu artigo 85.º, n.º 3 que a "… taxa municipal de direitos de passagem e a taxa de ocupação do subsolo são pagas pelas empresas operadoras de infraestruturas, não podendo ser refletidas nas faturas dos consumidores". Na sua sequência, o artigo 70.º, n.º 5 do Decreto-Lei n.º 25/2017, de 3 de março, que estabelece as normas de execução do Orçamento do Estado para 2017 determinou que "… o Governo procede à alteração do quadro legal em vigor, nomeadamente em matéria de repercussão das taxas na fatura dos consumidores".

Por sua vez, a Lei do Orçamento do Estado para 2019, aprovada pela Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro, determinou, no artigo 246.º, que o Governo revê o "quadro legal enquadrador da taxa de ocupação do subsolo", dispondo que "1 - O Governo procede, até final do 1.º semestre de 2019, à revisão do quadro legal enquadrador da taxa de ocupação do subsolo em vigor, nomeadamente em matéria de repercussão das taxas na fatura dos consumidores." Ademais, determinando que "2 - A alteração legislativa prevista no número anterior deve assentar a incidência na efetiva ocupação do subsolo e assegurar a fixação de um limite mínimo e máximo indicativo do valor das taxas de ocupação do subsolo para os fornecimentos em BP (menor que) e para os fornecimentos em BP (maior que) e MP por parte dos municípios, atendendo aos princípios da objetividade, proporcionalidade e não discriminação".

Noutro sentido, pela Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro, determinou-se, quanto à fatura periódica de gás natural que os comercializadores devem apresentar faturas desagregando e discriminando taxas, "incluindo a taxa de ocupação do subsolo repercutida nos clientes de gás natural, bem como o município a que se destina e o ano a que a mesma diz respeito" (artigo 9.º, n.º 1, al. h)).

Mais tarde, a Lei do Orçamento do Estado para 2021, aprovada pela Lei n.º 75-B/2020, de 31 de dezembro, voltou a prever que a TOS é paga "pelas empresas operadoras de infraestruturas, não podendo ser cobradas aos consumidores" (artigo 133.º, n.º 1).

Entretanto, o Despacho n.º 315/2021, de 11 de janeiro, determinou a constituição de um grupo de trabalho com o objetivo de alterar o quadro legal da TOS atualmente em vigor, tendo o mandato deste grupo sido sucessivamente prorrogado pelo Despacho n.º 5983/2021, de 18 de junho, pelo Despacho n.º 8352/2022, de 8 de julho e pelo Despacho n.º 13102/2022, de 11 de novembro.

Em suma, resulta do quadro legal que (i) a TOS não pode ser refletida na fatura dos consumidores e que (ii) deve existir uma alteração do regime jurídico existente. Foi sempre discutido se aquela determinação era auto-executiva, tanto mais que era programada uma alteração do regime jurídico.

A recente jurisprudência do Supremo Tribunal Administrativo (STA) tem, em várias situações concretas, proibido a repercussão da TOS sobre os consumidores, atendendo ao artigo 85.º, n.º 3 da Lei do Orçamento

do Estado para 2017, mais impondo a devolução dos montantes pagos e, quando pedido, condenando ao pagamento de juros. Assim se decidiu que "A norma constante do artº.85, nº.3, da Lei do OE/2017 para 2017 (Lei 42/2016, de 28/12), ostenta validade ou conformidade constitucional e plena eficácia, assim produzindo efeitos desde 1/01/2017, passando a ser ilegal a repercussão da TOS nos consumidores".

Neste quadro, a ERSE tem reforçado a necessidade de, face às questões que subsistem no ordenamento jurídico, ser definido, com clareza, se (i) os ORD não podem repercutir (direta ou indiretamente, através dos comercializadores) os valores das TOS que pagam aos municípios ou (ii) se os ORD podem repercutir os valores das TOS, em cascata, devendo tal ser feito primeiro sobre os comercializadores e, por sua vez, por estes nos seus clientes, com total transparência (cf. artigo 9.º, n.º 1, al. h) da Lei n.º 5/2019). Ambas as soluções pressupõem necessariamente que os valores das TOS cobradas sejam sujeitas a um valor máximo, que seja módico, para garantir a sustentabilidade económica do SNG.

Neste âmbito importa ter presente a cláusula 7.ª da Resolução do Conselho de Ministros n.º 98/2008, que atribui à concessionária o direito de repercutir sobre comercializadores ou consumidores o valor de taxas que lhe sejam cobradas. Assim, a não repercussão pelos ORD (direta ou indiretamente) levanta o tema do equilíbrio contratual junto do Estado concedente.

Por outro lado, uma eventual via intermédia – a repercussão dos ORD nos comercializadores, com proibição destes refletirem as TOS na fatura dos clientes – é problemática e coloca em causa, igualmente, a sustentabilidade do SNG. Neste cenário é antecipável o risco de os comercializadores, a prazo, repercutirem o valor das TOS sobre os consumidores através da sua margem (dado que o preço final do gás por estes praticado é livre). A falta de transparência gerada por tal solução cria, além do mais, incentivos para aumentos dos valores cobrados a título de TOS e redução da aderência territorial entre a tomada de decisão de natureza municipal e a sua afetação nacional, pondo em causa, neste cenário, a sustentabilidade económica do SNG.

As situações referidas reforçam a necessidade da criação de regras universais de aplicação da TOS que definam um valor máximo módico de TOS e garantam a coerência da aplicação desta taxa entre municípios e a limitação dos custos associados, sendo que qualquer repercussão, que seja permitida, deve ser operada com total transparência e conexão territorial.

Por fim, não se pode olvidar que existe um avultado stock de valores de TOS por repercutir, designadamente em funções de acordos pretéritos celebrados entre os ORD e os municípios, com vista a uma repercussão faseada de valores, que deve ser salvaguardado e regulado na legislação.

C. MERCADO GROSSISTA E PREÇOS DE ENERGIA

A ERSE compreende a preocupação do CT, admitindo que na situação atual em que se assiste a uma elevada volatilidade do preço da componente de energia, a sua evolução possa apresentar diferenças relevantes entre o mercado regulado e o mercado livre, em função dos contratos de aprovisionamento de cada comercializador.

Na documentação de tarifas não são apresentadas estimativas para a evolução de preços do mercado livre. Apresenta-se a evolução do preço médio de referência de venda a clientes finais, calculado com as tarifas aditivas de Venda a Clientes Finais, que resultam da soma das tarifas por atividade regulada fixadas pela ERSE, visando dar cumprimento à obrigação de publicação de preços recomendados para o fornecimento de gás em baixa pressão, estabelecida no artigo 55.º do Decreto Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que aprova as bases e organização do Sistema Nacional de Gás.

D. DESENVOLVIMENTOS LEGISLATIVOS E REGULATÓRIOS

A ERSE compreende o desconforto do CT pelo facto da presente Proposta de Tarifas de gás 2023-2024 ter sido acompanhada por uma proposta de revisão do Regulamento Tarifário (RT), concordando que a sobreposição de consultas públicas exige aos órgãos consultivos um esforço acrescido, podendo contribuir para a diminuição da capacidade de análise, ponderação e discussão das diferentes matérias que, na perspetiva da ERSE, não é desejável. De notar, todavia, que a referida sobreposição não resulta de uma decisão voluntária da ERSE, mas das exigências inerentes aos processos de discussão e aprovação regulatória, neste caso, diretamente relacionado com os impactos das alterações do Decreto-Lei n.º 15/2022, no conjunto das matérias regulamentares. De salientar, ainda, que em apenas cinco meses, desde janeiro de 2023, a ERSE lançou 4 consultas públicas (n.º 112 a 115), realizou 2 processos de atualização tarifária (setor elétrico e gás), lançou uma proposta de revisão excecional de tarifas para o setor elétrico e apresentou a presente proposta tarifária de gás para 2023-2024, tornando muito difícil a gestão do tempo e comprometendo a antecipação desejada.

A presente proposta de revisão do RT não implica uma alteração significativa da metodologia de cálculo dos proveitos, à exceção da forma de recuperação dos proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC), cuja implementação resulta de uma imposição legal em consequência da publicação do Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, que aprovou o regime jurídico aplicável à atividade de OLMC de eletricidade e gás natural, e que já tinha sido implementada para o setor Elétrico. A alteração proposta no RT implicou uma ligeira redução dos proveitos permitidos para 2023-2024, uma vez que parte dos proveitos do Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador (OLMCA) passam a ser recuperados por aplicação de um preço e a outra parte através da tarifa.

Outras alterações mais relevantes, são a introdução do mecanismo de Incentivo à Otimização das Previsões de Procura nos Planos de Investimento na Rede de Distribuição de Gás (PDIRDG) e dos princípios de sustentabilidade da estrutura financeira das entidades reguladas do setor do gás e de racionalização dos custos financeiros, de estrutura e gestão, associados aos custos de investimento. Contudo, estas alterações no RT não têm qualquer impacto nos proveitos permitidos das tarifas para o ano gás 2023-2024. Assim, a presente proposta de revisão do RT, enviado para parecer do CT, tem apenas um impacto residual associado à recuperação dos proveitos dos OLMCA e, consequentemente, não prejudica a previsibilidade do processo e estabilidade tarifária desejáveis.

II – ESPECIALIDADE

A. CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE GÁS NO ANO GÁS 2023-2024

A.1. Cenários adotados para o consumo de gás por tipo de consumidores

Resposta a este ponto é dada nos dois pontos seguintes, A.1.1. e A.1.2.

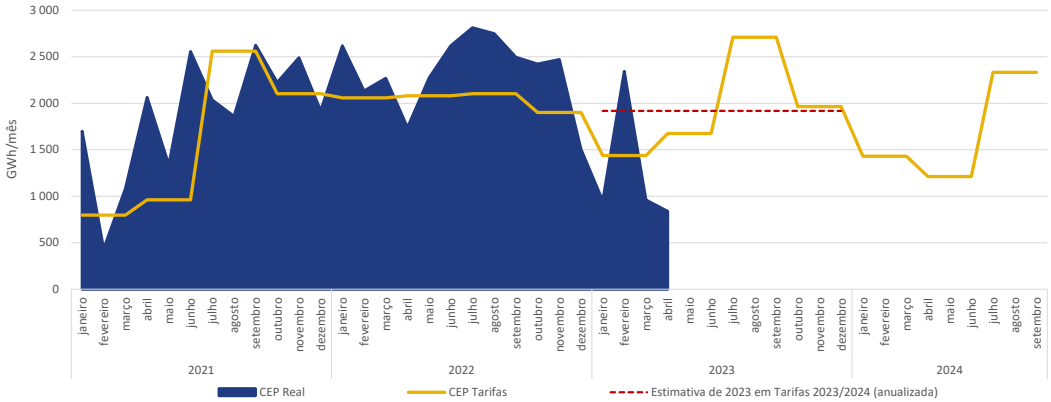
A.1.1. PREVISÕES DO CONSUMO DE GÁS DOS CENTROS ELECTROPRODUTORES

A ERSE toma boa nota da preocupação do CT sobre o nível de consumo de gás estimado dos centros eletroprodutores (CEP) poder ser excessivamente conservador para 2023.

Os dados reais mais recentes relativos ao consumo de gás dos CEP mostram que, no primeiro quadrimestre de 2023 este consumo (5,1 TWh) foi significativamente inferior ao consumo do período homólogo de 2022 (8,8 TWh) e ficou praticamente em linha com o consumo do período homólogo de 2021 (5.3 TWh).

Todavia, na Figura 1 constata-se que o consumo deste segmento de clientes, estimado pela ERSE para o período homólogo de 2023 e implícito nas tarifas de gás de 2023-2024, está acima do verificado nos primeiros quatro meses do ano.

Figura 1 – Evolução do consumo dos centros eletroprodutores



Fonte: ERSE, REN

Salienta-se, também, que tal sucede apesar dos preços de gás verificados no MIBGÁS se encontrarem, desde final de fevereiro de 2023, consecutivamente abaixo do preço de referência do gás definido no mecanismo excecional e temporário de ajuste dos custos de produção de energia elétrica no âmbito do Mercado Ibérico de Eletricidade[10], incluindo quando considerado o preço dos futuros até ao final do ano de 2023.

Assim, e por prudência, a ERSE optou por não alterar as suas estimativas do consumo dos centros eletroprodutores para o ano de 2023, mantendo-se o nível de consumos no ano gás 2023-2024.

A.1.2. PREVISÕES DO CONSUMO DE GÁS DOS GRANDES CLIENTES AP

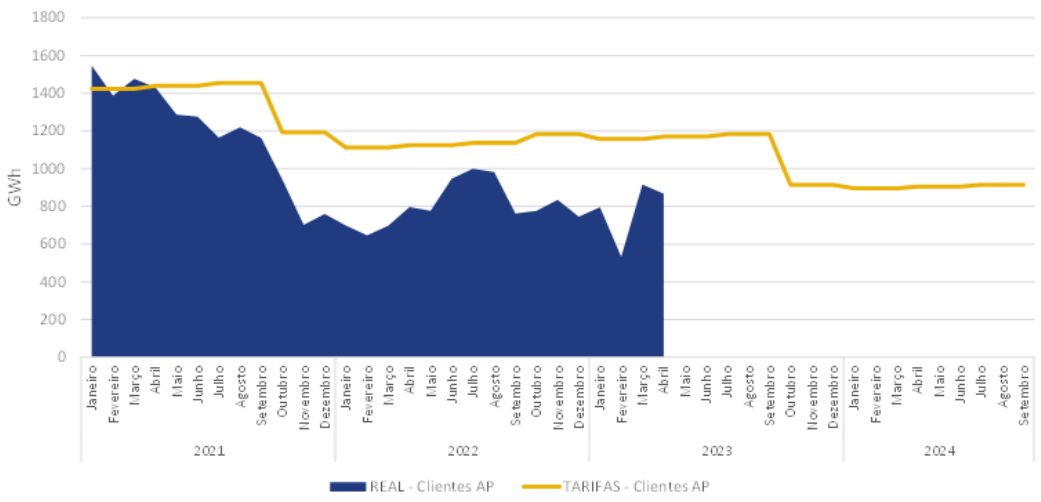
Face ao contexto atual de elevada volatilidade dos preços de gás, a ERSE compreende a preocupação do CT sobre o nível de consumo de gás dos grandes clientes em alta pressão, estimado para o ano gás 2023 2024, poder ser conservador.

De acordo com os mais recentes dados reais de consumo de gás no segmento de grandes clientes em AP, o consumo de gás no primeiro quadrimestre de 2023 (3,1 TWh) ficou ligeiramente acima dos valores observados no mesmo período de 2022 (2,8 TWh) e foi significativamente inferior ao verificado nos meses homólogos de 2021 (5,8 TWh).

Adicionalmente, verifica-se, através da análise da Figura 2, que o consumo deste segmento de clientes estimado pela ERSE para o período homólogo dos anos de 2023 e 2024, implícito nas tarifas de gás de 2023-2024, está acima do verificado nos primeiros quatro meses do ano.

[10] Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio, na redação conferida pelo Decreto-Lei n.º 21-B/2023, de 30 de março.

Figura 2 - Evolução do consumo dos clientes em alta pressão



Fonte: ERSE, REN

Neste sentido, tal como para os centros electroprodutores e por prudência, a ERSE optou por não alterar as suas previsões do consumo dos grandes clientes em Alta Pressão para o ano gás 2023-2024.

B. TARIFAS E PROVEITOS PERMITIDOS NO ANO GÁS 2023-2024 POR ATIVIDADE

B.1. Proveitos permitidos e desvios tarifários de 2021 e de 2022

A ERSE acolhe as preocupações do CT face à pressão tarifária que as decisões da ERSE possam ter em tarifas 2024-2025.

A ERSE na definição anual das tarifas pondera as suas decisões tendo em conta não só o momento atual, como também o futuro. No entanto, e uma vez que as tarifas, com exceção da componente dos ajustamentos s-2, resultam de estimativas e previsões, as quais no atual contexto económico são difíceis de efetuar, a ERSE optou por privilegiar a estabilidade tarifária, procurando que as tarifas de Acesso às Redes não apresentassem um crescimento maior, que decorreria da consideração de estimativas ainda não concretizadas.

B.2. Proveitos permitidos e tarifas do acesso às redes

B.2.1. A B.2.4. ATIVIDADES DAS INFRAESTRUTURAS EM ALTA PRESSÃO

Nas atividades das infraestruturas em alta pressão (Receção, Armazenagem e Regaseificação, Armazenamento Subterrâneo, Transporte e Uso Global do Sistema), como nas restantes atividades, a aceitação dos investimentos para efeitos tarifários deve ter em atenção, por um lado, o quadro legal, e por outro, as mudanças estruturais esperadas no setor do gás resultantes do processo de transição energética em curso. Neste contexto, importa assegurar que os investimentos realizados não ponham em causa a sustentabilidade económica das infraestruturas do SNG, nem a estabilidade tarifária.

Deste modo, apesar da ERSE entender as preocupações do CT sobre o não reconhecimento, parcial ou total, de valores de investimentos entrados em exploração ou previstos entrarem em exploração, a sua consideração para efeitos tarifários deve ter em conta se estes foram aprovados pelo Concedente, em sede de PDIR-G ou através de procedimentos autónomos, ou, caso não tenham sido aprovados, se estes investimentos são urgentes e relevantes para assegurar a segurança de abastecimento e as demais obrigações dos operadores. Foi neste sentido que a ERSE considerou condicionalmente à recolha e análise de mais informação, nos proveitos permitidos destas atividades, 50% dos investimentos entrados em

exploração em 2021, que não tendo sido aprovados, possam ser relevantes para assegurar a segurança de abastecimento e as demais obrigações inerentes ao serviço público destas atividades.

Adicionalmente, são igualmente considerados, por prudência e sujeitos à obtenção de mais informação, 50% dos investimentos previstos e estimados após 2022, que excedem os montantes inscritos no PDIR-GN 2017 ou que não tenham sido aprovados de todo.

B.2.5. ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO

No que se refere à preocupação do CT sobre o não reconhecimento de investimentos, refira-se que na atividade de distribuição, aplica-se o mesmo racional das atividades das infraestruturas em alta pressão, ou seja, a aceitação dos investimentos para efeitos tarifários deve ter em atenção as mudanças estruturais esperadas no setor do gás resultantes do processo de transição energética em curso.

Os investimentos a considerar pela ERSE para efeitos tarifários devem ter em conta os montantes aprovados pelo Concedente, em sede de PDIRD-G ou através de procedimentos autónomos, mas também aqueles investimentos que, não obstante poderem não estar aprovados, se considerem comprovadamente urgentes e relevantes para garantir a segurança de abastecimento e as demais obrigações de serviço público dos operadores das redes de distribuição. Foi neste sentido que a ERSE aplicou a esta atividade procedimentos semelhantes aos aplicadas nas atividades em alta pressão, considerando condicionalmente à recolha e análise de mais informação, nos proveitos permitidos da atividade de distribuição, 50% dos investimentos entrados em exploração em 2021, que se encontravam fora dos montantes aprovados, e 50% dos investimentos previstos e estimados após 2022, que excedem os montantes inscritos no PDIRD-G 2018 ou que não tenham sido aprovados de todo.

No que se refere à preocupação do CT sobre a não consideração dos ajustamentos provisórios, situação que já ocorreu em anos anteriores, refira-se que esta resulta da necessidade de garantir uma maior estabilidade tarifária, tendo em conta que esses ajustamentos representam montantes elevados a devolver às empresas. Acresce ainda o facto de os valores em que assentam os ajustamentos de s-1 serem baseados em estimativas não auditadas, e a possibilidade de não os considerar, contemplada no Regulamento Tarifário, tem como objetivo mitigar a variação das tarifas associadas a cada atividade regulada.

A ERSE toma boa nota da preocupação do CT no que respeita à preparação e validação da informação que suporta a definição de tarifas.

A publicação dos documentos decorrentes do processo tarifário tem como objetivo partilhar, entre outros temas, os valores que justificam os proveitos permitidos das empresas reguladas. Assim, é possível às empresas validarem a informação utilizada e inclusive em sede de consulta da proposta tarifária apresentar as suas dúvidas e questões nos comentários a essa proposta, antes da publicação dos valores finais.

Neste contexto, importa salientar que o processo tarifário foi desenvolvido no compromisso de total transparência, por forma a assegurar que todos os agentes possam ter atempadamente conhecimento dos fatores que suportam as tarifas.

Desta forma, as situações identificadas e que resultaram na regularização mencionada teriam sido dirimidas aquando da publicação das tarifas a que dizem respeito, caso a ERSE tivesse sido atempadamente alertada pelas empresas em causa. Não obstante, a ERSE procurará reforçar os cuidados no desenvolvimento das diferentes fases do processo tarifário, solicitando o mesmo empenho a todos os agentes envolvidos.

B.2.6. ATIVIDADE DO OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

A ERSE compreende e partilha algumas das preocupações manifestadas pelo CT relativamente ao facto de até à elaboração da proposta de tarifas de gás para 2023-2024 a ADENE não ter apresentado o Relatório e Contas Estatutárias de 2021.

A ERSE em vários momentos contactou a ADENE sobre este tema, através de carta, por correio eletrónico, e através da realização de reuniões, tendo a ADENE fundamentado o atraso na entrega do Relatório e Contas de 2021 com a ocorrência de algumas circunstâncias extraordinárias que obrigaram, inclusive, a entidade a solicitar ao Tribunal de Contas o adiamento para apresentação das contas estatutárias referentes ao ano civil de 2021.

Entretanto a ADENE remeteu à ERSE, em 17 de maio de 2023, o documento "Relatório de Atividades e Contas U-OLMC 2021", do qual constam as contas estatutárias e contas reguladas, assinado pelos contabilistas certificados e pela Direção Executiva do OLMC. A ADENE esclareceu, também, que o relatório de auditoria das contas reguladas se encontra em preparação final pelo Revisor Oficial de Contas do OLMC.

Apesar das circunstâncias anómalas, a metodologia de regulação aplicada pela ERSE ao OLMC do setor do gás, um *revenue cap* aplicado ao TOTEX, deve garantir que não ocorram grandes variações ao nível dos ajustamentos do ano de 2021 no caso de haver necessidade de correção aos proveitos, uma vez que estas correções dependem apenas do nível de faturação do OLMC, ocorrido em 2021.

B.3. Proveitos permitidos e tarifas da atividade de Compra e Venda de Gás Natural

B.3.1. Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Gás Natural

A ERSE, após ter analisado a informação complementar recebida sobre os custos das infraestruturas, que se encontravam em avaliação aquando da publicação da proposta tarifária, considerou o valor reportado pelo Comercializador do SNG.

B.3.2. Custo de aquisição do gás natural e tarifa de Energia

Os custos de aquisição de gás natural têm subjacente, como refere o CT, a estimativa para o preço do único contrato de aprovisionamento de longo prazo celebrado em regime de *take-or-pay*, que ainda estará em vigor durante o ano gás 2023-2024. O custo do gás natural neste contrato está indexado à cotação ao preço do petróleo ou aos seus derivados, com um desfasamento até seis meses. Assim, nas previsões do custo de gás natural são consideradas as cotações do petróleo ocorridas nos últimos seis meses e as cotações dos futuros desta *commodity* para os próximos meses.

Adicionalmente, não sendo previstas aquisições por parte do CURg em mercados organizados ou através de contratos bilaterais, possibilidade que decorre da legislação[11] e da regulamentação em vigor, as cotações verificadas e previstas em outros mercados de referência não são tidas em consideração no custo previsto de aquisição de gás natural. Assim, admite-se que na situação atual, em que se assiste, ainda, a uma elevada volatilidade do preço da componente de energia, a evolução do preço de energia possa apresentar diferenças entre o mercado regulado e o mercado livre. Refira-se, ainda, que a ERSE irá continuar a acompanhar a evolução dos preços do gás, nomeadamente através do mecanismo trimestral de monitorização da adequação da tarifa de energia, e a aplicá-lo nos termos definidos regulamentarmente.

A ERSE sublinha ainda a importância de se continuar a construir um mercado liberalizado de gás, que proporcione aos clientes as vantagens de um mercado concorrencial em termos de preços e de qualidade. Não obstante a possibilidade temporária de regresso ao mercado regulado e a estabilidade de preço que a tarifa transitória tem proporcionado, continua-se a verificar que a maioria dos consumos e dos clientes

[11] Em especial o Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que estabelece no seu Artigo 63.º que o comercializador de último recurso grossista adquire gás para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas, proveniente do comercializador do SNG, de mercados organizados ou de leilões e que, para este fim, assegure, em qualquer caso, que o preço seja o mais baixo de entre os praticados na data da aquisição.

estão no mercado liberalizado. Com base nos dados de março de 2023[12], 72,8% dos clientes e 96,1% do consumo em Portugal Continental ocorre no mercado liberalizado.

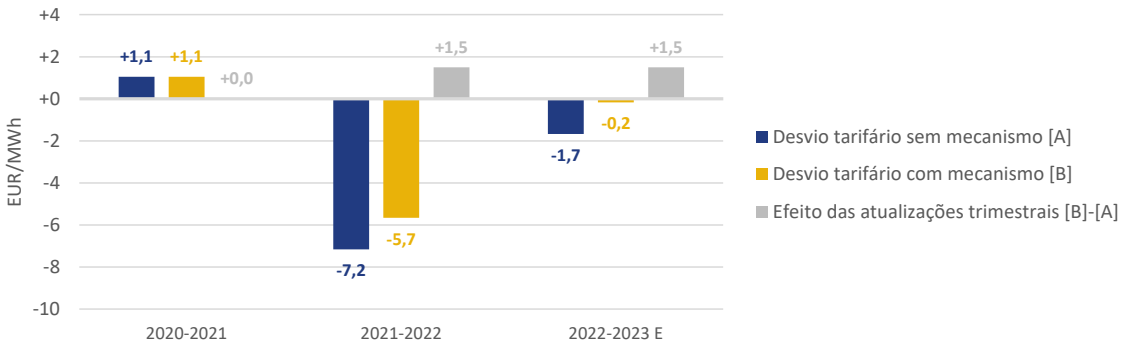
Em particular, a possibilidade temporária de regresso ao CUR, em vigor desde setembro de 2022, e aplicável aos clientes em BP<, teve um efeito moderado na redução de clientes no mercado livre.. Comparativamente com o mês anterior à alteração legislativa, o número de clientes em BP< no mercado livre passou de 1 331 mil clientes em agosto de 2022 para 1 133 mil clientes em março de 2023. Esta alteração tem pouca expressão em termos de consumo (e de faturação), uma vez que o total de consumo em BP< representa aproximadamente 12% do consumo nacional[13].

B.3.3. MECANISMO DE ADEQUAÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA

O mecanismo de adequação da tarifa de Energia no setor do gás, aprovado através do Regulamento Tarifário n.º 455/2020, de 8 de maio, tem sido aplicado nos termos regulamentares, considerando os parâmetros publicados anualmente na decisão tarifária. Desde 2020 que a ERSE tem mantido os parâmetros deste mecanismo constantes[14].

Considerando a informação dos três anos gás completos em que vigorou o mecanismo de adequação da tarifa de Energia, apresentam-se os desvios tarifários da tarifa de Energia na figura seguinte. Para cada ano é apresentado o desvio tarifário[15] caso não tivesse ocorrido qualquer atualização (sem mecanismo), bem como o desvio tarifário resultante das atualizações trimestrais (com mecanismo) que ocorreram nesse período[16].

Figura 3 – Desvios tarifários da tarifa de Energia e efeito das atualizações trimestrais



Nota: O desvio tarifário sem mecanismo determina o diferencial entre o custo de aprovisionamento do CURG previsto na decisão de tarifas e o custo real de aprovisionamento do CURG. O desvio tarifário com mecanismo reflete o contributo que as eventuais atualizações trimestrais tiveram para o desvio tarifário. Os desvios tarifários em 2022-2023 são uma estimativa.

Fonte: ERSE

Constata-se assim que, sem mecanismo teriam resultado desvios tarifários de maior magnitude, pelo que o mecanismo de adequação da tarifa de Energia contribuiu para uma redução do desvio tarifário. Verifica se, também, que o maior desvio tarifário ocorreu no ano gás 2021-2022, coincidindo com o início da

[12] Ver edição de março de 2023 do Boletim do Mercado Liberalizado de Gás Natural, da ERSE.
[13] Excluindo o consumo dos centros eletroprodutores.
[14] A atualização da tarifa de Energia deve ocorrer sempre que o desvio em valor absoluto seja igual ou superior a 4 EUR/MWh, caso em que a tarifa de Energia deve ser revista num valor de 2 EUR/MWh, no mesmo sentido do desvio.
[15] Um desvio tarifário positivo (negativo) significa que o custo de aprovisionamento do CURG previsto na decisão de tarifas foi superior (inferior) ao custo real de aprovisionamento do CURG.
[16] No ano gás 2020-2021, não ocorreu qualquer atualização trimestral. No ano gás 2021-2022, ocorreram duas atualizações trimestrais, com aumentos a vigorar a partir de 1 de abril e 1 de julho de 2022. No ano gás 2022-2023, ocorreu uma atualização trimestral, com um aumento a vigorar a partir de 1 de janeiro 2023.

invasão da Ucrânia pela Rússia, o que resultou em aumentos significativos do preço do gás nos mercados internacionais.

Conclui-se daqui que o mecanismo de adequação tem atuado nas situações de maior desvio tarifário, mas que naturalmente não foi desenhado para mitigar desvios tarifários num contexto de preços extremos. Para isso ser possível, o próprio mecanismo teria que admitir variações tarifárias extremas, o que se considera desadequado para um processo que não envolve a emissão de um parecer por parte do CT. Considera-se que estas situações extremas devem ser corrigidas mediante a adoção de processos de revisão extraordinária de tarifas de forma complementar ao mecanismo de adequação da tarifa de Energia.

B.4. Proveitos permitidos e tarifas da atividade de Comercialização

B.4.1. Proveitos permitidos do Comercializador de último recurso grossista

Tal como referido no documento com a proposta de proveitos para 2023-2024, de acordo com o artigo 121º do Regulamento Tarifário em vigor, os proveitos da atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento aos Comercializadores de último recurso do comercializador de último recurso grossista (CURG), para o ano s, resultam da soma das seguintes funções:

- Função de compra e venda de gás natural, decorrentes da aquisição de gás natural, diretamente ou através de leilões, no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo.
- Função de Compra e Venda de gás natural em mercados organizados ou através de contratos bilaterais.
- Função de Compra e Venda de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono.

Adicionalmente, nesse documento é explicitamente referido que no ano gás 2023-2024 apenas são calculados os proveitos para a função de Compra e Venda de gás natural, resultantes da aquisição de gás natural, diretamente ou através de leilões, no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo, pois não existem previsões nem informações para as outras funções. Saliente-se ainda que o CURG não informou a ERSE de qualquer circunstância que apontasse para o início dessas funções no próximo ano gás.

Finalmente, a ERSE irá procurar obter toda a informação junto do CURG que lhe permita, no futuro, caraterizar essas novas funções e os custos associados, com vista a assegurar o equilíbrio económico-financeiro desta empresa, num quadro de gestão eficiente.

Não obstante, a ERSE reconhece a pertinência do comentário formulado quanto à necessidade de articulação entre todas as entidades no quadro da implementação do mecanismo de compra centralizada de biometano e hidrogénio. Neste sentido, a ERSE não deixará de proceder à articulação que seja requerida, de modo a assegurar a sua eficácia para os fins pretendidos, incluindo no que aos impactes no SNG diz respeito. A este propósito, cabe mencionar que, no recente processo de aprovação do Manual de Procedimentos da Entidade Emissora de Garantias de Origem, tal já foi incorporado por via da mecânica que prevê o resgate de garantias de origem relativas aos gases adquiridos em tal mecanismo.

Relativamente aos ajustamentos de s-1, tal como referido anteriormente, a decisão da ERSE de não considerar estes ajustamentos nas várias atividades deveu-se essencialmente à necessidade de garantir uma maior estabilidade tarifária. Os valores em que assentam os ajustamentos de s-1 são baseados em estimativas não auditadas, e a possibilidade de não os considerar, contemplada no Regulamento Tarifário, tem como objetivo mitigar a variação das tarifas associadas a cada atividade regulada.

B.4.2. Proveitos dos Comercializadores de último recurso retalhistas

A ERSE partilha a preocupação do CT relativa à incerteza quanto à evolução do contexto da atividade de comercializador de último recurso retalhista (CURR). Esta incerteza decorre em grande parte do quadro legal que não expressa uma evolução clara para a atividade, como é patente quando se considera, por um lado, a Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, que estabelece a extinção das tarifas transitórias para

fornecimentos de gás a clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10.000 m^3, a 31 de dezembro de 2025, e, por outro lado, o Decreto-Lei n.º 57-B/2022, de 6 de setembro, que estabelece um regime excecional e temporário que permite aos clientes finais de gás com consumos anuais inferiores ou iguais a 10.000 m^3 regressar ao mercado. Neste contexto, a monitorização da atividade dos CURR é, tal como para o CT, de grande importância para a ERSE, com vista a assegurar o equilíbrio económico financeiro dessa atividade, num contexto de gestão eficiente.

A ERSE não pode deixar de assegurar que o seu quadro regulamentar também contribua para esse desiderato. Este objetivo será tido em conta na aplicação da proposta de reformulação do regulamento tarifário do setor do gás que foi levada a consulta pública (CP n.º 114), que dispõe que uma parte dos custos da atividade de operação logística de mudança de comercializador seja recuperada através de um preço regulado aplicado aos comercializadores cessionários e que a restante parte seja recuperada através da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema. Neste sentido, a ERSE reconhecerá em sede de ajustamento os gastos associados à parcela de custos que resultam da aplicação de um preço pelo OLMCA, como montantes a repercutir nas tarifas não sujeitos a metas de eficiência.

No que respeita ao comentário do CT relativo à simplificação do cálculo dos proveitos permitidos dos CURR, a ERSE acolhe o comentário, designadamente, através da eliminação da diferenciação dos proveitos permitidos do CURR por nível de pressão. Esta simplificação ao nível dos proveitos permitidos é também efetuada ao nível das tarifas, dado o caráter supletivo dos fornecimentos do CUR nos fornecimentos acima de 10 000 m3, passando a ser publicada uma tarifa de comercialização única, aplicável também nas situações de fornecimento supletivo.

Esta alteração ao nível dos proveitos permitidos do CURR e da tarifa de comercialização está também plasmada na reformulação do Regulamento Tarifário.

B.4.3. Tarifas de Comercialização

Tal como referido no ponto anterior, a ERSE partilha a preocupação do CT de monitorizar a situação económica e financeira da atividade dos CURR, pelo que irá manter e reforçar os procedimentos de supervisão da mesma.

Adicionalmente, no que se refere às preocupações do CT com as bases dos custos sujeitos a metas de eficiência definidas para o próximo período de regulação, a ERSE enfatiza que na definição desses parâmetros já teve em conta os diversos fatores referidos pelo CT, tal como pode ser constatado no capítulo 4 do documento "Proposta de Parâmetros de Regulação para o período de 2024 a 2027". Salienta-se que a definição desses parâmetros se apoiou:

- nos resultados de uma análise econométrica, suportada numa amostra com um número relevante de comercializadores e em dados económicos relativos a um intervalo temporal extenso;
- na análise dos dados reportados pelos comercializadores no questionário à atividade de comercialização para a definição dos custos de referência desta atividade;
- na constatação de que os CURR estão integrados em grupos económicos que lhes permite recorrer aos recursos intragrupos, adotando uma estrutura funcional com alguma flexibilidade de resposta ao contexto da atividade.

B.5. Tarifas

B.5.2. Limiar de consumo e demais características para aplicação de tarifas de Acesso às Redes opcionais em Média Pressão e em Baixa Pressão

A ERSE partilha da preocupação do CT, no que se refere à necessidade de evitar decisões de investimento inadequadas numa perspetiva social, como a construção de ligações diretas à rede de AP por grandes clientes, atualmente abastecidos em média ou baixa pressão.

O facto de em anos gás anteriores o valor da modulação considerada no cálculo deste desconto ser inferior aos valores reais, originava um desconto superior ao obtido caso fosse considerada a modulação real. A proposta tarifária e a decisão final de tarifas consideram os valores de modulação média real dos últimos três anos dos clientes que beneficiam deste desconto, 249 dias, finalizando a progressiva atualização dos valores considerados para a modulação iniciada nas tarifas de gás de 2021-2022, com 195 dias de modulação.

Face à proposta submetida ao CT o desconto sofreu alterações, devido a alteração das tarifas de Acesso às Redes, passando os clientes a beneficiar de um desconto de 0,001950 EUR/kWh no ano gás 2023-2024, superior ao desconto do ano gás 2022-2023, 0,001873 EUR/kWh.

B.5.4. Escalões de consumo nas tarifas de uso das redes de AP, MP e BP>

Conforme referido pelo CT, a introdução dos escalões de consumo nos vários níveis de pressão teve como objetivo aproximar as tarifas de Acesso às Redes entre os vários níveis de pressão, nos intervalos de consumo em que se observavam diversos consumidores com características de consumo semelhantes, mas ligados fisicamente em níveis de pressão diferentes.

Tal como em pareceres anteriores, o CT reafirma que se devem evitar benefícios de consumidores menos eficientes por força da descontinuidade tarifária dos escalões de consumo, recomendando a adoção de mecanismos que evitem as descontinuidades. Em linha com a recomendação do CT, o objetivo da ERSE continuará a ser o de reduzir as descontinuidades entre escalões de consumo e as diferenças entre consumidores com consumos semelhantes, mas ligados em níveis de pressão diferentes.

Com base no estudo apresentado no documento "Estrutura tarifária no ano gás 2023-2024" conclui-se que as tarifas de Acesso às Redes aprovadas para o ano gás 2023-2024, permitem reduzir o número total de consumidores que beneficiariam de uma redução da tarifa de Acesso às Redes caso estivessem ligados em nível de pressão diferente ou se estivessem no escalão superior de consumo, de 37 para 27 consumidores.

De salientar que o número de consumidores de BP na fronteira de 1 000 000 m^3/ano com benefício económico estimado, representava cerca de 28% da amostra no ano gás anterior (17 em 60). No ano gás 2023-2024 o número de consumidores de BP na fronteira de 1 000 000 m^3/ano com benefício económico estimado, representa cerca de 20% da amostra (12 em 60). Verifica-se, assim, um decréscimo do número de consumidores com benefício económico, assim como um decréscimo no benefício médio por consumidor.

B.5.5 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes

A ERSE partilha das preocupações do CT relativamente ao nível das tarifas de Acesso às Redes. No entanto, importa relembrar que nos anos gás anteriores, os mais recentes, o nível das tarifas era excecionalmente baixo, em virtude, entre outros, dos prémios dos leilões de atribuição de capacidade ocorridos, que originaram receitas que permitiram reduzir o nível de proveitos a recuperar pelas tarifas de Acesso às Redes. Importa reconhecer que esta redução das tarifas de acesso às redes foi particularmente importante num contexto de preços de gás natural elevados.

Assim, o acréscimo das tarifas de Acesso às Redes no ano gás 2023-2024 visa uma reposição do nível tarifário, decorrendo de um nível tarifário anormalmente baixo das tarifas de Acesso às Redes no ano gás 2022-2023, após uma tendência de redução desde o ano gás 2017-2018 (no caso dos clientes de AP, MP e BP>), não chegando a atingir o nível tarifário observado nesse ano gás.

Adicionalmente, importa referir que este acréscimo de cerca de 1 EUR/MWh, para os clientes de AP e MP, e de 2 EUR/MWh, para os clientes de BP, será mais que compensado pela redução da componente de energia, cuja redução significativa que se está a observar no mercado grossista se espera ver refletida nos consumidores.

D. TARIFA SOCIAL

A REN propõe uma interpretação divergente da ERSE, relativamente à legislação que enquadra a metodologia de repartição de quantidades para cálculo dos custos com tarifa social a suportar por cada uma das entidades, na medida em que alega que «deveriam apenas ser consideradas no cálculo de apuramento dos custos da tarifa social as quantidades comercializadas por cada rede (entregues para fornecimento e por isso para consumos finais), ou seja, no caso do transporte em AP os volumes relativos a clientes ligados em AP e a centros electroprodutores». Nesta interpretação, com a qual o CT concorda, os operadores de rede e comercializadores do setor do gás deveriam contribuir na proporção das quantidades entregues a clientes finais. A título exemplificativo, aplicando a interpretação da REN, no Quadro 1 são apresentadas as quantidades de gás discriminadas entre o ORT, o ORD e o conjunto dos comercializadores (Mercado Regulado e Mercado Livre), assim como as respetivas percentagens no consumo total, para os anos de 2018 a 2020.

Resulta então que, com base nesta interpretação, a repartição de quantidades para cálculo dos custos com tarifa social a suportar por cada uma das entidades, em termos médios para os três anos, seria: (i) REN contribuiria com 31%, (ii) conjunto dos ORD contribuiria com 19% e (iii) conjunto dos comercializadores contribuiria com 50%.

Quadro 1 – Proposta da REN de alocação de quantidades para apuramento dos custos da tarifa social

	MWh	MWh	MWh	%	%	%
Proposta REN	**2018**	**2019**	**2020**	**2018**	**2019**	**2020**
ORT	37 969 002	40 946 188	40 960 359	30%	31%	31%
ORD	25 857 236	25 868 116	24 705 969	20%	19%	19%
COM	63 826 237	66 814 304	65 666 329	50%	50%	50%
Total	**127 652 475**	**133 628 608**	**131 332 657**	**100%**	**100%**	**100%**

Fonte: ERSE

Como justificado pela ERSE no "Documento de Proveitos e ajustamentos para o ano gás 2023-2024 das empresas reguladas do setor do gás" a sua interpretação, assim como a clarificação no Parecer n.º 6/2018 do Conselho Consultivo da Procuradoria-Geral da República de 2018, sobre o critério de repartição, tem assento no volume de gás veiculado e entregue pelos operadores de rede. Neste âmbito, a ERSE sempre incluiu nos volumes imputáveis ao ORT para efeitos do financiamento da tarifa social, quer as entregas a clientes finais, quer as entregas aos ORD, quer as entregas no armazenamento subterrâneo, quer as entregas no VIP, na medida em que estas entregas fazem parte integrante da sua atividade. Adicionalmente, tal critério, nunca foi questionado anteriormente pela REN, aquando da publicação da legislação e da sua clarificação, uma vez que tal gás é veiculado e entregue. A interpretação da ERSE, reforçada pelo Parecer n.º 6/2018, não só afasta a aceção de comercialização no sentido estrito de compra e a venda de gás para comercialização a clientes finais ou outros agentes, por forma a abranger toda a veiculação, como na prática faz equivaler os conceitos de "volume das entregas/fornecimento".

Novamente, a título exemplificativo, no Quadro 2 são apresentadas as quantidades de gás discriminadas entre o ORT, ORD e conjunto dos comercializadores (Mercado Regulado e Mercado Livre), assim como as respetivas percentagens no consumo total, para os anos de 2018 a 2020, aplicando a interpretação que a ERSE sempre seguiu no apuramento de quantidades para o cálculo dos custos com a tarifa social. Com base nesta interpretação, e em termos médios para os três anos, a REN contribuiria com 44%, o conjunto dos ORD contribuiria com 16% e o conjunto dos comercializadores contribuiria com 40%.

Quadro 2 – Alocação de quantidades da ERSE para apuramento dos custos da tarifa social

	MWh	MWh	MWh	%	%	%
ERSE	2018	2019	2020	2018	2019	2020
ORT	66 519 714	75 251 230	68 769 166	44%	46%	43%
ORD	25 857 236	25 868 116	24 705 969	17%	16%	16%
COM	60 435 666	63 419 722	64 944 349	40%	39%	41%
Total	**152 812 616**	**164 539 068**	**158 419 484**	**100%**	**100%**	**100%**

Fonte: ERSE

Como se verifica no Quadro 3, a proposta da REN de reinterpretação da legislação que enquadra as regras de repartição de quantidades para cálculo dos custos com tarifa social a suportar por cada uma das entidades, tem consequências substanciais em benefício da REN (redução média do financiamento de 14 p.p.) e em prejuízo, maioritariamente, dos comercializadores (aumento médio de 10 p.p.).

Quadro 3 – Diferenças entre REN e ERSE na alocação de quantidades para apuramento dos custos da tarifa social

	%	%	%
REN/ERSE	2018	2019	2020
ORT	-14%	-15%	-12%
ORD	3%	4%	3%
COM	10%	11%	9%
Total	**0%**	**0%**	**0%**

Fonte: ERSE

A ERSE concorda com a perspetiva do CT de que, para que haja uma alteração das regras atuais de financiamento da tarifa social, é necessária uma "*revisão do modelo de financiamento da tarifa social da eletricidade e do gás*" por parte do Governo.

Assim sendo, e até que haja uma alteração factual ou normativa sobre esta matéria, a ERSE não vê qualquer base legal que sustente a proposta da REN de alteração da atual interpretação da metodologia de financiamento da tarifa social aplicada pela ERSE, que, como foi apresentado, tem impactes significativos nos restantes agentes do setor do gás.

Refira-se, ainda, que a ERSE, no âmbito das suas competências e atribuições, vem acompanhando a revisão legislativa do modelo de financiamento da tarifa social, pugnando por uma solução conforme com o quadro legal europeu e nacional. De todo o modo, sendo uma matéria em que a ERSE cumpre com o quadro legal definido, até se efetivar a alteração legal, a ERSE cumpre com o regime estabelecido.

III – PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2024-2027

A. PARÂMETROS PARA O NOVO PERÍODO DE REGULAÇÃO

A ERSE toma boa nota dos comentários 6 e 7 do CT sobre a consideração de dois anos atípicos, 2020 e 2021, com elevada volatilidade na proposta de fixação de parâmetros para o próximo período de regulação, correspondendo estes, na prática aos parâmetros necessários para a definição das bases de custos dos proveitos permitidos que recuperam o OPEX[17], sujeitas a metas de eficiência. No entanto, apesar de entender as preocupações do CT, a ERSE não acolhe os argumentos apresentados relativamente à caraterização da especificidade dos anos de 2020 e 2021 e da trajetória económica até 2027, por vários motivos que de seguida aduz.

[17] Gastos de exploração, do inglês *Operational Expenditure*

No caso particular do processo da fixação da base de custos do OPEX para o período de regulação 2024-2027, a ERSE manteve o procedimento seguido em períodos de regulação anteriores de recorrer aos dados económicos e financeiros efetivos (reais) e auditados. Desta forma, os anos de 2020 e de 2021 correspondem aos dois últimos anos com informação económica e financeira auditada que foi reportada à ERSE pelas empresas reguladas. Tal como referido, é prática da ERSE considerar como referência para a definição da base de custos do OPEX sujeita a metas de eficiência, os últimos anos com contas auditadas reais, tanto por refletir a realidade económica e financeira recente das empresas, como pela dificuldade em recorrer, em alternativa, às previsões das empresas que tendem a sobrestimar os custos previstos para as atividades reguladas.

Seguindo os comentários do CT, os custos das empresas reguladas terão sido mais baixos em 2020 e em 2021 porque Portugal se encontrava numa fase atípica da economia. A ser verdade, tal implicaria, igualmente, que as empresas beneficiaram nesses anos dessa situação, porque os proveitos foram definidos no pressuposto de anos normais. Refira-se que na maior parte das atividades verificou-se uma diferença significativa e positiva entre os proveitos permitidos e os custos reais das empresas, o que justificou uma partilha de ganhos que considera 75% dos custos reais e 25% dos subjacentes aos proveitos permitidos, de modo a permitir a devolução de parte desses ganhos aos consumidores do SNG.

No entanto, estas diferenças não terão decorrido da evolução da atividade, nem do contexto macroeconómico, mas sim do desempenho económico das empresas, visto que nas atividades reguladas do SNG, com a exceção das associadas à comercialização, os custos fixos têm um peso importante, como de resto refere o próprio CT por diversas vezes no seu parecer, ao defender um aumento do peso da componente fixa da base de custos das atividades sujeitas a metas de eficiência.

Também não é por demais recordar que as metodologias de regulação aplicadas aos custos de exploração permitem que os proveitos permitidos evoluam diretamente durante o período de regulação com a inflação e, indiretamente, com o nível de atividade.

A.1. Parâmetros associados ao OPEX

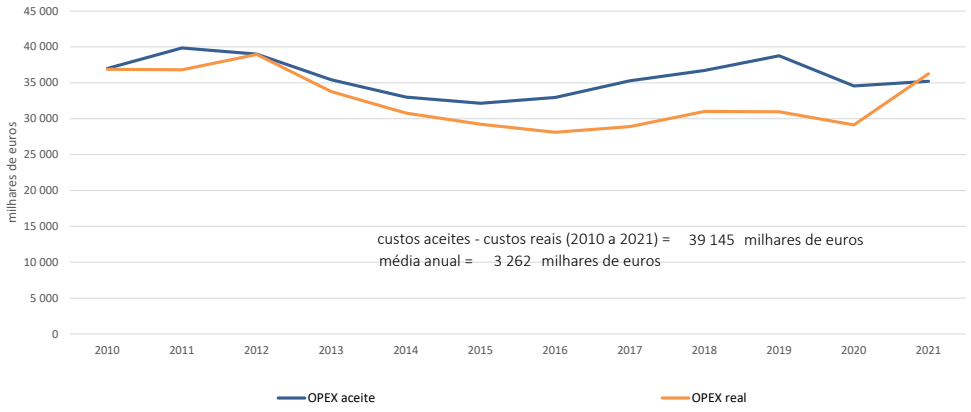
A.1.1. Definição da base de custos para 2024

O CT considera que a metodologia seguida pela ERSE para definição da base de custos para 2024 penaliza os operadores que tenham apresentado um nível de custos inferiores aos permitidos. Em particular, o CT critica a aplicação de metas de eficiência até 2024 aos valores dos anos de 2020 e 2021 que servirão de referência para a base de custos do novo de período de regulação. Para a fixação das bases de custo para 2024 das atividades reguladas, a ERSE aplicou uma metodologia de cálculo semelhante à utilizada em períodos de regulação anteriores, fazendo evoluir para 2024, a média dos custos reais e aceites, dos últimos dois anos com contas fechadas e auditadas (2020 e 2021), com uma partilha de ganhos de desempenho com os consumidores, através de uma ponderação de 75% dos custos aceite e 25% dos custos reais, em função do IPIB, deduzido do fator de eficiência aplicado no período de regulação em curso a cada atividade. Esta metodologia que visa transpor a evolução teórica pretendida do nível eficiente de custos para o novo período de regulação está implícita no RT, uma vez que não se aplica aos custos do primeiro ano do novo período de regulação a meta de eficiência fixada para esse período. A diferença de procedimento relativamente ao período de regulação anterior esteve apenas na ponderação aplicada para a partilha de ganhos entre empresas e consumidores, correspondente a 75% para os custos reais e de 25% para os custos aceites, na generalidade das atividades[18]. No caso das atividades de alta pressão (AP) esta ponderação pretendeu aproximar os custos reais e os proveitos permitidos face ao elevado diferencial

[18] Com a exclusão da atividade de comercialização, na qual se manteve a partilha de ganhos em 50% para empresas e 50% para os consumidores, à exceção da Sonorgás onde se aplicou a partilha de 75% dos gastos reais e 25% dos gastos aceites dado se ter verificado uma necessidade de calibração da base de custos do período de regulação atualmente a decorrer face ao grande desnível entre os proveitos permitidos e os custos reais da empresa.

registado no passado, em que se verificou que os proveitos permitidos têm sido sistematicamente superiores aos custos das empresas, gerando ganhos substanciais para estas, com exceção do ocorrido nos últimos dois anos (2020 e 2021) na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, em que os custos reais foram ligeiramente superiores aos proveitos permitidos. Com a aplicação desta metodologia resultou que a base de custos para 2024 é superior aos custos verificados em 2021 nas atividades de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e de Armazenamento Subterrâneo e ligeiramente inferior na atividade de Transporte de gás. Uma análise à evolução dos custos reais e aceites com OPEX[19] das atividades de AP, evidenciada na figura abaixo, permite verificar que nos últimos anos essas atividades reguladas apresentaram em termos globais ganhos consideráveis.

Figura 4 - OPEX real e aceite (incluindo custos de eletricidade e de transporte de gás por rodovia) nas atividades de alta pressão 2010-2021 (preços constantes 2022)



Nota: não inclui a atividade de GTGS

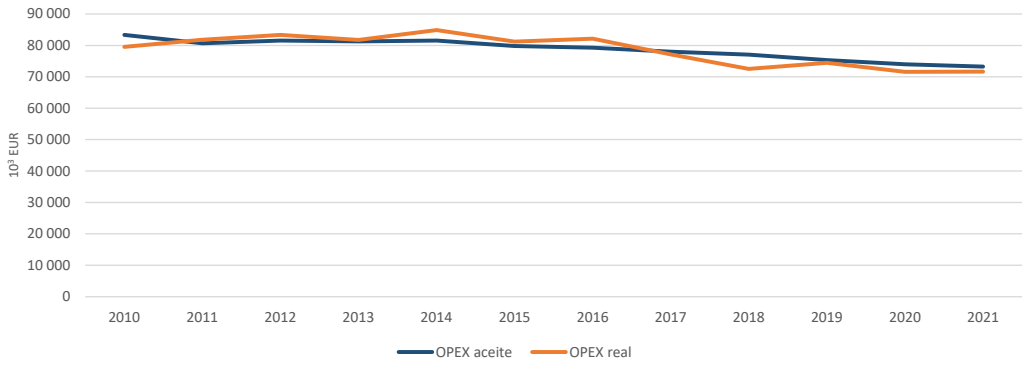
Fonte: ERSE, REN

A aplicação desta metodologia por incentivos resultou em ganhos, quer para as empresas (cerca de 3,3 milhões de euros ao ano entre 2010 e 2021, a preços constantes de 2022, nas atividades de AP), quer para os consumidores, uma vez que a redução dos proveitos permitidos anuais das empresas foi de cerca de 0,5% ao ano, entre 2010 e 2021, associada ao mecanismo de partilha de ganhos que permite que parte dos ganhos obtidos pelas empresas seja partilhado com os consumidores. Esta redução ocorreu ao longo deste período apesar do crescimento da atividade.

No que respeita à atividade de distribuição de gás na figura seguinte é possível observar que as empresas têm conseguido responder positivamente às metas de eficiência definidas pela ERSE, sendo o nível de custos aceites muito em linha com o dos custos reais. A partir de 2016, observa-se inclusive que os custos reais conseguem ser iguais ou inferiores à componente dos proveitos que recupera o OPEX. Neste contexto, a aplicação do rácio 75% de gastos reais e 25% de gastos aceites na definição da base de custos visa, também nesta atividade, uma maior partilha de ganhos obtidos pelas empresas com os consumidores, em prol da sustentabilidade económica do SNG.

[19] Gastos de exploração, do inglês *Operational Expenditure*.

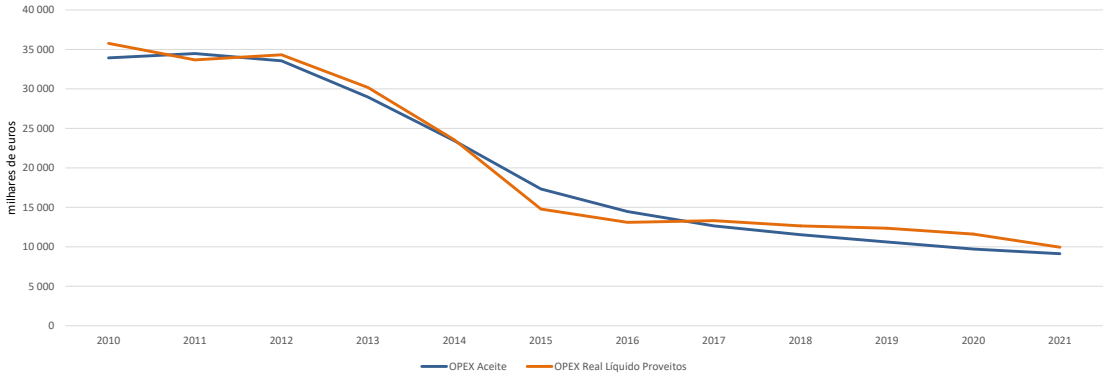
Figura 5 - Custos operacionais reais e aceites na atividade de distribuição 2010-2021 (preços constantes 2022)



Fonte: ERSE, ORD

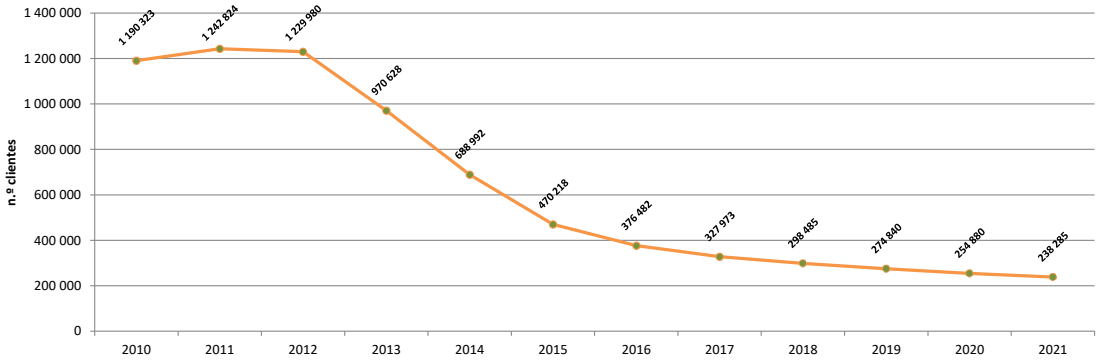
Tal como se poderá constatar nos gráficos seguintes, os custos reais dos CURR têm-se apresentado em linha com o OPEX aceite e ambos os indicadores têm evoluído em linha com a evolução do número de clientes. Neste caso, a partilha entre partes iguais entre empresas e consumidores apresenta-se adequada e equitativa.

Figura 6 - Custos operacionais reais e aceites na atividade de comercialização 2010-2021 (preços constantes 2022)



Fonte: ERSE, CURR

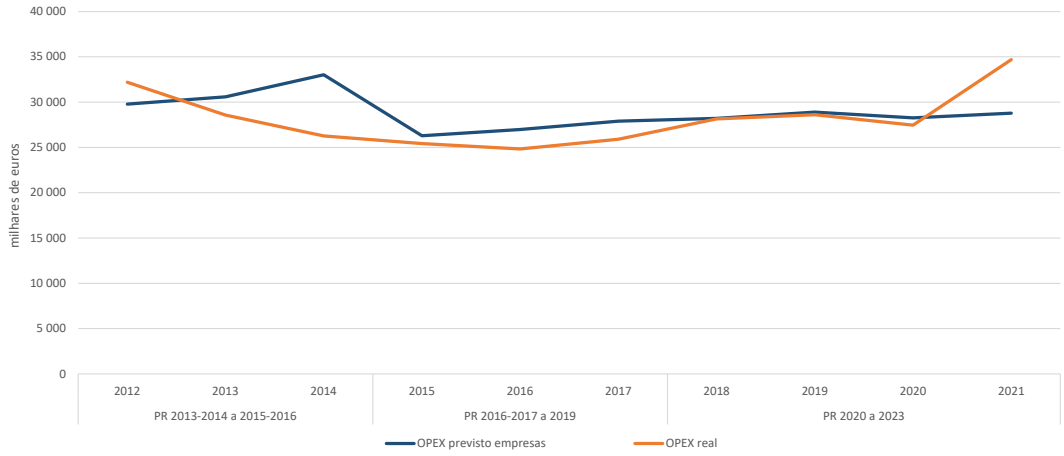
Figura 7 - Evolução do número de clientes na atividade de comercialização 2010-2021



Fonte: ERSE, CURR

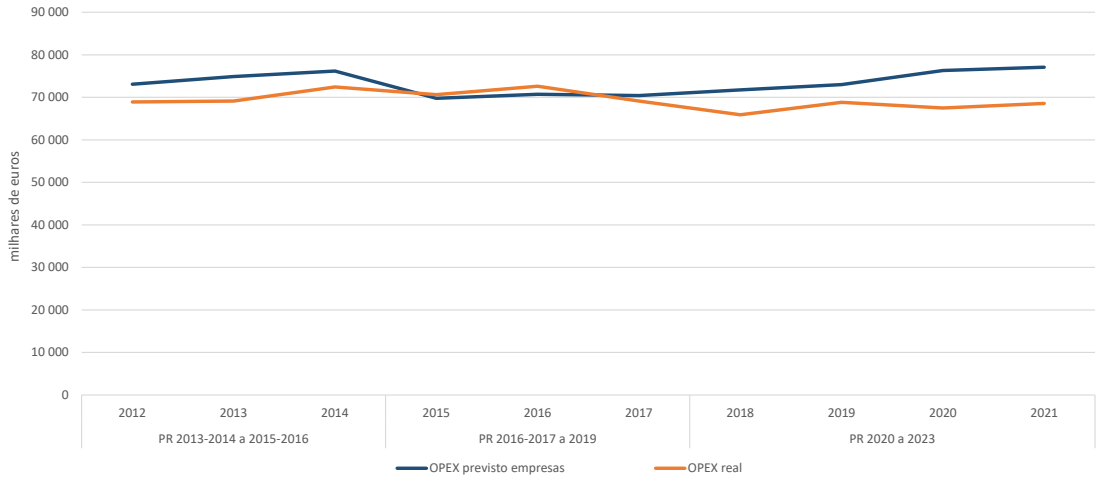
Refira-se, também, que uma análise retrospetiva quer à informação prestada pelas empresas, quer à informação utilizada pela ERSE para a definição das bases de custos, sugere que a abordagem seguida pela ERSE tem sido a adequada, pois, por um lado considera os últimos custos reais das empresas, conhecidos e auditados e, por outro, tem-se verificado que historicamente as previsões das empresas revelam-se superiores aos custos que incorreram nos anos antecedentes o que é normalmente verificado à posteriori, quando conhecidos os valores reais.

Figura 8 - Evolução do OPEX previsto pelas empresas e do OPEX real nas atividades de alta pressão 2012-2021 (preços correntes)



Fonte: ERSE, REN

Figura 9 - Evolução do OPEX previsto pelas empresas e do OPEX real na atividade de distribuição 2012-2021 (preços correntes)



Fonte: ERSE, ORD

Outro instrumento utilizado pela ERSE aquando da preparação de cada período de regulação é a análise do desempenho de cada atividade regulada. Este exercício permite aferir até que ponto as empresas obtêm taxas de rentabilidade adequadas e o seu desempenho no cumprimento das metas definidas pelo regulador, análise que é tida em conta na definição das bases de custos do OPEX para cada período de regulação.

Assim, estas circunstâncias justificam na perspetiva da ERSE a manutenção da metodologia de determinação das bases de custos sujeitos a metas de eficiência.

A.1.2. DEFINIÇÃO DO FATOR DE EFICIÊNCIA

O CT, apesar de concordar com a definição de grupos de eficiência por escalões realizada pela ERSE, considera ser necessário complementar este procedimento com uma análise da sustentabilidade que tenha em conta a especificidade de cada empresa. Complementarmente, o CT recomenda uma revisão dos níveis de eficiência exigidos às empresas operadoras das redes considerando a sua maturidade e a relação com a trajetória do nível de custos, porque a maior maturidade dos ativos aliada à opção de manutenção/remodelação dos ativos em detrimento da realização de novos investimentos impactará num maior nível de custos.

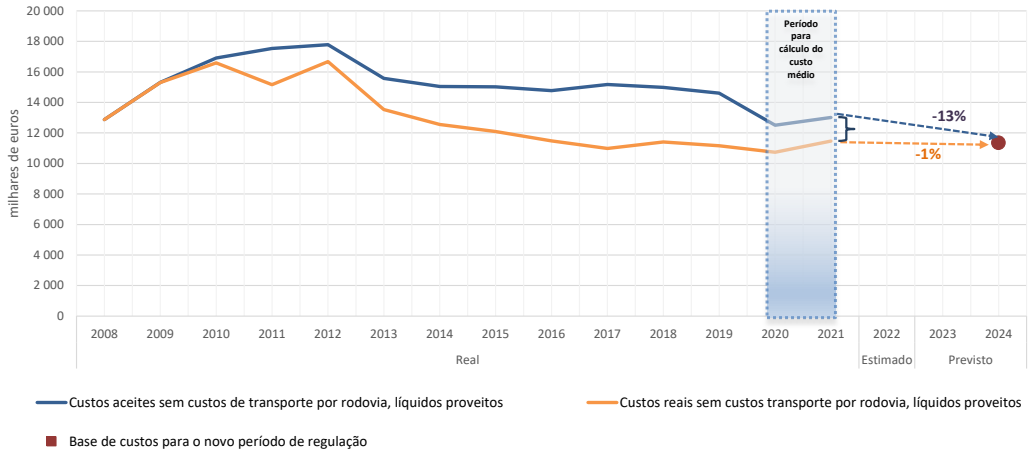
A ERSE partilha da opinião do CT de que é necessário valorizar a trajetória do nível de custos que os incentivos à eficiência traduzem durante o período regulatório. Neste sentido, quando a definição da meta de eficiência é suportada em benchmarkings conjugados com métodos paramétricos ou não paramétricos, a ERSE complementa esse processo com a avaliação da capacidade das empresas em atingir as metas de eficiência propostas, que é realizada no documento "Análise de Desempenho das Empresas Reguladas do Setor do Gás", salvaguardando o equilíbrio económico e financeiro das atividades em causa.

No caso particular da atividade de transporte de gás, recorreu-se a uma análise comparativa das metas de eficiência aplicadas pelas congéneres da ERSE que tenham adotado metodologias de regulação por incentivos[20] e, nos casos em que não havia identificação do valor da meta de eficiência aplicada, recorreu-se à análise dos documentos deliberativos disponibilizados nos respetivos sites de cada regulador nacional. Decorrente deste procedimento foi permitido à ERSE verificar que as metas de eficiência aplicadas pelas suas congéneres europeias variam entre 0% e 3,78%. Assim, para a definição da meta de eficiência associada a esta atividade a ERSE teve em conta:

- a análise de benchmarking realizada num contexto ibérico, com um apequena amostra, que aponta para uma menor eficiência da REN Gasodutos;
- que desde 2010 a REN Gasodutos apresenta custos reais inferiores aos custos aceites permitindo à empresa acumular a rendibilidade associada a este diferencial, o que sinaliza a capacidade da empresa em ultrapassar as metas de eficiência definidas pela ERSE (ver figura seguinte);
- a partilha de ganhos incluída no processo de definição da base de custos, que considera 25% de custos aceites (componentes dos proveitos permitidos que recupera o OPEX), superiores aos proveitos permitidos.

[20] Concretamente à análise dos dados reportados pelos Reguladores Europeus ao CEER para efeitos do relatório anual "Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks"

Figura 10 - Evolução dos gastos da atividade de Transporte de gás sem gastos de transporte de GNL por rodovia (preços correntes)



Fonte: ERSE – gastos aceites e REN – gastos reais

Decorrente do exposto, a ERSE optou por propor para o período de regulação de 2024 a 2027 a manutenção da meta de eficiência do atual período de regulação. No entanto, ponderadas as preocupações manifestadas pelo CT, o nível de exigência que subentende a partilha de ganhos proposta pela ERSE e o contexto económico observado nos últimos anos, a ERSE decide rever em baixa a meta de eficiência da atividade de transporte de 3% para 2% (meio ponto percentual acima da eficiência decorrente do progresso tecnológico apurado para as infraestruturas). No caso da atividade da Gestão Global do Sistema, após ter ponderado os mesmos fatores, acrescidos das especificidades desta atividade, reviu-se em baixa a meta de eficiência de 3% para 1,5%.

No que concerne à atividade de distribuição de gás, a ERSE realça que no processo de definição das metas de eficiência foi mantido o procedimento de aplicação de uma metodologia paramétrica e uma metodologia não paramétrica a uma amostra constituída pelos operadores nacionais da atividade de distribuição, tal como poderá ser constatado no quadro 3-15 do documento "Parâmetros de Regulação para o período de 2024 a 2024". Estes dados suportaram o procedimento adotado para a definição das metas de eficiência, em particular, a definição de escalões de eficiência (ver quadro 3.19 do referido documento de parâmetros), tendo a adequabilidade deste procedimento sido reconhecida pelo CT. Complementarmente, este ano foi possível incluir, no processo de análise da performance da atividade de distribuição, a realização de uma análise de benchmarking suplementar suportada numa amostra Ibérica. Esta análise inovadora permitiu avaliar o posicionamento relativo dos operadores nacionais comparativamente aos seus congéneres espanhóis e fortalecer os elementos de suporte à decisão de definição das metas de eficiência. Neste exercício específico da análise ibérica, por forma a garantir uma maior robustez e utilidade da análise, bem como a comparabilidade dos *peers*, optou-se por efetuar a análise considerando os grupos económicos (visto que a maior parte das empresas estão integradas em grupos económicos, permitindo a alocação intragrupo de custos), em detrimento de uma análise por empresas individuais. Optou-se igualmente pela aplicação da metodologia não paramétrica decorrente dos requisitos metodológicos associados à dimensão da amostra. Estes requisitos também justificaram a exclusão da Sonorgás, por ter uma dimensão significativamente menor do que as restantes empresas.

Refira-se que, na generalidade dos operadores das redes de distribuição, a evolução dos custos reais e dos proveitos permitidos, sujeitos a metas de eficiência, apresenta uma tendência semelhante, o que demonstra a capacidade que as empresas têm tido para acompanhar as exigências do regulador. Decorrente do exposto, a ERSE considera adequado manter as metas de eficiência propostas para a atividade de distribuição.

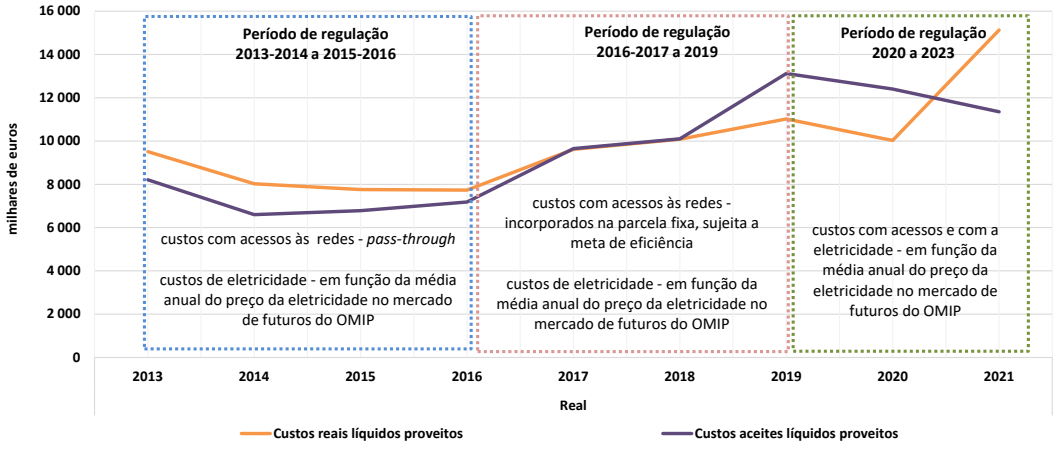
No que se refere às metas de eficiência da atividade de comercialização, a ERSE acolhe com agrado o reconhecimento do CT da adequabilidade do procedimento adotado para a definição desses parâmetros.

A.1.3. DEFINIÇÃO DAS PARCELAS FIXA E VARIÁVEL E DOS RESPETIVOS INDUTORES

O CT questiona a revisão da componente fixa do OPEX da distribuição. Os resultados da metodologia econométrica aplicada que divergiam menos consoante os modelos considerados, apontavam de uma forma mais expressiva para um peso da componente fixa entre 26% e 35%. Decorrente desta análise, bem como do contexto perspetivado para esta atividade que impele a uma repartição mais equitativa do risco entre empresas e consumidores, a ERSE optou por propor, para o período de regulação de 2024 a 2027, uma uniformização do peso da componente fixa entre as empresas licenciadas e concessionadas, mantendo o peso de 35% nas empresas licenciadas definido para o atual período de regulação e reduzindo o peso de 40% para 35% no caso das empresas concessionadas. Face às preocupações manifestadas pelo CT relativamente ao incremento do risco para os operadores derivado da opção supra proposta e ao facto dos resultados das metodologias econométricas não serem categóricos, a ERSE opta por manter, quer para as empresas concessionadas, quer para as empresas licenciadas, o peso da componente fixa definida para o atual período de regulação.

Relativamente ao indutor definido para os custos com a aquisição de energia na atividade de Receção, Armazenamento e Receção de GNL, o CT recomenda à ERSE que reequacione a manutenção do indutor atualmente em vigor. A aplicação por parte da ERSE de um indexante para a definição dos custos com aquisição de energia nessa atividade iniciou-se no período de regulação 2013-2014 a 2015-2016, com a introdução de uma metodologia do tipo *price cap*. Nesse período de regulação, foi definido que esses custos passassem a estar indexados à variação média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros do OMIP, enquanto a componente de acessos era aceite como um *pass-through*. No entretanto, a metodologia teve várias alterações, ilustradas na figura seguinte.

Figura 11 – Custos operacionais reais e aceites na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL (preços correntes)



Nota: inclui custos de eletricidade e acessos

Fonte: ERSE, REN

Para o período de regulação 2024-2027, a ERSE propôs aplicar uma metodologia idêntica à do período de regulação 2013-2014 a 2015-2016, com a recalibração dos custos em função da evolução de preços prevista e ocorrida no OMIP. Na perspetiva da ERSE, esta metodologia permitiria à REN a recuperação de parte do diferencial entre os proveitos permitidos e os custos reais verificado nos anos anteriores, uma vez que o mecanismo, indexado a contratos de futuros, não tem impacte imediato na recuperação dos custos no ano em que esses ocorrem, o que é mais evidente em períodos de maior volatilidade dos preços.

Tal como referido, a proposta foi questionada pelo CT, que embora concorde na aceitação direta dos custos relacionados com acessos, impostos e mecanismo Ibérico, através de uma parcela *pass-through*, levanta sérias dúvidas na manutenção da indexação da componente de custos da eletricidade à evolução do preço médio dos futuros do OMIP. Numa conjuntura económica instável e de grande volatilidade ao nível dos preços das *commodities*, é naturalmente difícil prever a evolução dos custos da eletricidade. A ERSE, após ponderar os comentários do CT e da REN, que acompanham os do CT, decidiu alterar a sua proposta de metodologia para aceitação dos custos de eletricidade na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.

Esta metodologia teve, em grande parte, em conta a proposta da REN, consistindo na indexação do preço da eletricidade à variação mensal do preço spot, acrescida de uma margem de comercialização. A metodologia difere do proposto pela REN pelo valor da margem de comercialização, por aplicar um fator de eficiência a contar a partir do segundo ano do período de regulação e por fixar um intervalo para aceitação dos custos com a eletricidade, sob a forma de um *cap* e de um *floor*. Este intervalo visa limitar a obtenção de ganhos ou de perdas supranormais e, deste modo, mitigar as incertezas associadas a esta nova metodologia. Neste sentido, o montante do custo aceite determinado por este procedimento estará limitado ao seguinte intervalo de valor: [Custo Real x 0,90; Custo real x 1,10]. A explanação pormenorizada desta abordagem metodológica encontra-se no documento "Parâmetros de regulação para o período de 2024 a 2027" que acompanha o documento de "Tarifas e preços de gás para o ano gás 2023-2024 e parâmetros para o período de regulação 2024 a 2027".

A.2. Parâmetros associados ao custo de capital

O CT refere que a redução da taxa é maior para as infraestruturas em AP que para as infraestruturas em MP/BP, pelo facto de a ERSE ter decidido alterar o critério relativamente à alavancagem (*gearing* - G), em AP, em que G=dívida/(dívida+capital próprio).

No entanto, importa esclarecer o CT que o aumento do *gearing* de 50% para 55% na AP provoca uma subida da taxa de remuneração, de 5,10% para 5,20%. Tal é motivado pelo impacto no incremento do beta do capital próprio e, consequentemente, no custo do capital próprio, que é superior ao efeito do incremento do peso do custo do capital alheio (que tipicamente é menor do que o custo do capital próprio).

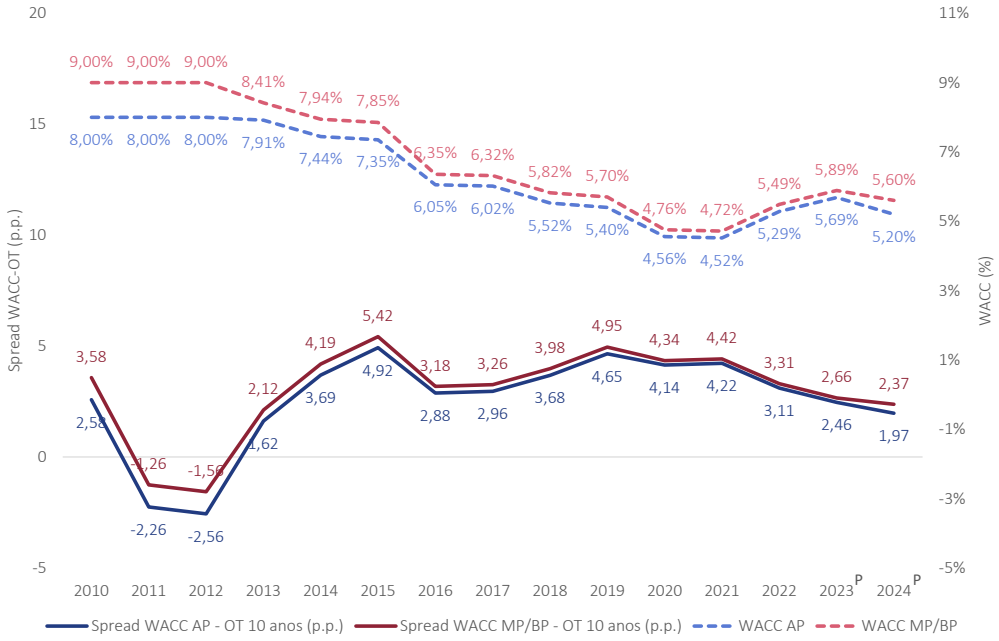
O CT refere ainda que "em cada novo período regulatório os mesmos valores das OT conduzem a taxas de remuneração mais baixas, ou seja, a um spread entre a OT e a remuneração decrescente".

Neste sentido, o CT apresenta uma evolução do spread entre a taxa de remuneração e as yields das Obrigações do Tesouro (OT), referindo que este spread tem vindo a diminuir. O CT refere também que a ERSE manteve o mecanismo de indexação, com redução do declive de 0,4 para 0,3 e que os limites superiores e inferiores das taxas de remuneração foram revistos em baixa.

Importa referir que os spreads que o CT apresenta são calculados entre 2020 e 2024, sendo os *spreads* dos anos de 2023 e 2024, spreads futuros face, não a valores ocorridos, mas a valores previstos das *yields* das OT. Caso o valor das yields das OT diminua ao longo de um período de regulação, o diferencial aumenta, o que resultará num diferencial superior, tal como em anos transatos. Caso ocorra a situação inversa (subida das *yields* das OT), o diferencial diminuirá. A ERSE salienta, igualmente, que o mecanismo atenua os diferenciais (de forma simétrica), face a uma situação sem a existência do mecanismo de indexação.

De facto, como se pode observar na figura abaixo, nos anos de 2010 a 2012, antes da existência do mecanismo de indexação, o *spread* entre a taxa de remuneração e as *yields* das OT foi negativo, tendo variado, nos anos 2013 a 2022, entre um *spread* máximo de 5,42 p.p. (para o DSO) e um *spread* mínimo de 1,62 p.p. (para os TSO).

Figura 12 – Evolução da taxa de remuneração (WACC) e do spread da taxa de remuneração face às OT a 10 anos



P – Previsão; p.p. – Pontos Percentuais

Fonte: ERSE, Bloomberg, Banco de Portugal

Neste contexto, a existência do mecanismo de indexação atenua esses diferenciais, que seriam muito superiores, caso não existisse o mecanismo, pelo que a ERSE entende que, até ao presente momento, o mecanismo de indexação ainda se justifica manter.

No que concerne à redução do declive de 0,4 para 0,3, a ERSE calibrou o mecanismo de forma a ficar harmonizado com o declive do mecanismo em vigor no setor elétrico.

Relativamente aos valores máximos e mínimos das taxas de remuneração subjacentes ao mecanismo de indexação, a ERSE compreende que o atual quadro de maior incerteza quanto à evolução das taxas de juro possa justificar que se alargue o campo de atuação do mecanismo, pelo que decidiu rever os valores máximos em +0,5p.p. e os valores mínimos em -0,5p.p.

Ainda no contexto do mecanismo de indexação, o CT sublinha a necessidade de revisões extraordinárias da taxa de remuneração, caso o spread entre a rendibilidade das OT e a taxa de remuneração previsível para o ano, caia abaixo dos 200 b.p., recomendando que seja garantido, ao longo da banda de variação da taxa de rendibilidade das OT, que o WACC mantenha um spread positivo e aproximadamente constante face às OT, impossibilitando ter taxas de remuneração inferiores às OT.

O CT menciona um spread de 200 p.b. entre a rendibilidade das OT e a taxa de remuneração. No entanto, o CT não justifica esse spread de referência em termos metodológicos, financeiros, ou ainda económicos. A ERSE salienta que o cálculo da taxa de remuneração que usa está fundamentado em reconhecidas metodologias, que assentam em pressupostos e conceitos genericamente consensuais e na recolha e análise da informação financeira e económica, mais adequada. Assim, enquanto nas atividades de alta pressão, a ERSE pôde recorrer à informação de mercado para definir o beta dessas atividades, porque estão integradas num grupo económico que realiza quase exclusivamente atividades reguladas nos setores do gás e da eletricidade, já no caso da atividade de distribuição tal não se verifica na maioria dos operadores, pelo que a ERSE teve de recorrer a um *benchmarking* dos betas de empresas com atividades semelhantes

e cotadas em bolsa. Refira-se ainda que no caso do beta da atividade AP, o resultado deste exercício foi coerente com os valores obtidos no passado.

Nas metodologias aplicadas pela ERSE não existem pressupostos de obtenção de uma taxa de remuneração a partir de um spread arbitrário, sem fundamentação teórica ou prática, sobre *yields* de obrigações.

O CT manifesta ainda preocupações relativamente ao atual contexto da subida das taxas de juro, nomeadamente da subida da rendibilidade das dívidas soberanas e que esta envolvente de incerteza, apesar das taxas de inflação darem mostras de algum abrandamento, deve ser considerada na definição dos parâmetros externos à empresa. Ponderando este comentário e os dados mais recentes sobre os custos médios de financiamento, reportados por alguns operadores, a ERSE decidiu rever o valor do custo da dívida. Assim, analisados esses dados, a ERSE obteve um custo médio de financiamento de referência de 4,52%[21], considerado em definitivo no cálculo das taxas de remuneração. É de realçar, no entanto, que o custo de financiamento reflete os custos de financiamento dos investimentos passados, e não expressamente, e apenas, as futuras necessidades de financiamento.

A.3. Incentivo à Otimização das Previsões de Procura (IOPP)

O CT, em linha com o que têm sido as suas recomendações, concorda com a introdução de um mecanismo de incentivo que permita a responsabilização dos ORD sobre as suas previsões de consumo, sempre e quando a sua aplicação não coloque em causa o equilíbrio económico e financeiro das empresas e que não resulte de eventos externos às empresas. O CT reconhece igualmente a necessidade da promoção de previsões de procura mais rigorosas. Contudo, também é reconhecido pelo CT que este exercício de previsão se tem tornado mais difícil, atendendo à volatilidade do consumo e aos fatores exógenos que influenciam a evolução da procura, nomeadamente do setor industrial, e ao próprio contexto de indefinição decorrente da transição energética.

Uma das recomendações do CT é no sentido de ficarem refletidos nas regras dois limites adicionais da taxa de remuneração efetiva a aplicar por cada ORD, nomeadamente o *cap* e *floor* da metodologia em vigor para a definição da taxa de remuneração da atividade de distribuição, que a ERSE propõe para o período de regulação 2024-2027. A outra recomendação é de que o bónus\penalização apenas incida sobre os novos ativos que resultaram das decisões de investimento e que não incida sobre a totalidade da base de ativos, a qual resultou de decisões do passado.

No que se refere à inclusão nas regras de dois limites adicionais da taxa de remuneração efetiva a aplicar por cada ORD, a ERSE acolhe a recomendação por considerar que vai ao encontro das metodologias aplicadas na definição das taxas de remuneração.

No que concerne aos comentários do CT relativos à proposta apresentada de o bónus/penalização incidir apenas sobre os novos ativos, e não incidir sobre a totalidade da base de ativos, a ERSE mantém a decisão de aplicar o bónus sobre a totalidade da base de ativos. Caso a incidência do bónus/penalização na taxa de remuneração seja apenas nos novos ativos, para ter um impacte que resulte num incentivo efetivo, o valor deste parâmetro teria de ser fortemente incrementado podendo pôr em causa o financiamento de investimentos aprovados pelo concedente. Em alternativa, para se tornar eficaz, quando incide apenas nos investimentos associados aos Planos de Investimento na Rede de Distribuição de Gás (PDIRDG) em causa, o bónus/penalização deveria ser aplicado ao longo de todo o período de vida útil dos investimentos, e não em 4 anos. Mas neste caso, os ORD não beneficiariam logo de um eventual bónus, e de forma tão relevante, se passassem a apresentar previsões mais rigorosas para a evolução da procura nas suas propostas de PDIRDG. Acresce ainda a grande dificuldade em associar com rigor um determinado investimento à procura que pretende satisfazer em sede de PDIRDG, bem como à sua evolução.

[21] A explicação da metodologia aplicada é apresentada no documento "Proveitos para o período de regulação 2024-2027".

Relativamente à clarificação solicitada pelo CT sobre «*qual o período de aplicação da penalização/bonificação na base de ativos remunerada*», a ERSE esclarece que se trata de um período contínuo, caso o processo de aprovação dos PDIRDG decorra de acordo com os prazos legais estabelecidos, i.e., de dois em dois anos. No caso de ser aprovado apenas um PDIRDG num espaço de oito anos, por exemplo, o IOPP é aplicado somente durante os quatro anos definidos nas respetivas regras. Como descrito no documento "Proveitos e Ajustamentos para o ano gás 2023-2024 das empresas reguladas do setor do gás", o IOPP é aplicado no primeiro ano do intervalo de tempo considerado num PDIRDG aprovado, com o apuramento anual dos desvios de energia entre os dados previstos no PDIRDG e os dados reais. A atualização final de quantidades ocorre no quarto e último ano de aplicação do mecanismo. Caso, entretanto, não se verifique a aprovação de um novo PDIRDG, o IOPP não continuará a ser aplicado. No entanto, se existir a aprovação de um novo PDIRDG durante o decorrer de um PDIRDG anteriormente aprovado, as novas previsões de quantidades, apresentadas nesse novo PDIRDG, servirão para o apuramento dos desvios de quantidades face aos valores reais. Com este novo PDIRDG, o IOPP será aplicado por mais um período de quatro anos. Assim, sempre que haja um PDIRDG aprovado, o mecanismo IOPP é aplicado, dando lugar à bonificação /penalização na base de ativos.

No que se refere à preocupação demonstrada pelo CT quanto à «*identificação de oscilações de consumo no sentido da diminuição, aferindo de forma inequívoca se a volatilidade do consumo se deve a uma tendência ou a um fator conjuntural da empresa ou do setor, excluindo os efeitos destes últimos do cálculo*», a ERSE esclarece que esse fator foi igualmente uma preocupação da ERSE, como descrito no documento "Proveitos e Ajustamentos para o ano gás 2023-2024 das empresas reguladas do setor do gás". Precisamente para minimizar os efeitos conjunturais e maximizar os efeitos estruturais no apuramento dos desvios de quantidades, os desvios de quantidades considerados para efeitos do IOPP são calculados numa base agregada, entre as previsões nos PDIRDG e a as respetivas quantidades reais, que é mais sensível a variações estruturais no consumo. Por exemplo, no segundo ano de aplicação do IOPP o desvio de quantidades seria calculado pela diferença entre a soma das quantidades previstas no PDIRDG nesses dois anos e a soma das respetivas quantidades reais, enquanto no quarto e último ano de aplicação do IOPP (se apenas existir um PDIRDG aprovado), o desvio de quantidades seria calculado pela diferença entre a soma das quantidades previstas no PDIRDG para esses quatro anos e a soma das quantidades reais nesses mesmos quatro anos.

Por fim, e relativamente à sugestão apresentada pelo CT sobre a possibilidade de «*que as previsões deveriam ter uma revisão*», entenda-se, revisão de quantidades previstas nos PDIRDG, a ERSE esclarece que essa "revisão" é possível, uma vez que entre o momento de submissão da proposta de PDIRDG para Parecer da ERSE e a sua aprovação final, pelo membro do Governo responsável pela área da energia, os ORD podem rever as suas previsões de consumo em coerência com a respetiva revisão de investimentos aprovados. Sobre este tema, a ERSE aproveita a sugestão do CT para incluir nas regras deste mecanismo, estabelecidas no RT, uma alínea sobre a possibilidade de revisão de quantidades entre o momento inicial de submissão da proposta de PDIRDG para Parecer da ERSE e o momento final de aprovação, pelo membro do Governo responsável pela área da energia.

IV – RECOMENDAÇÕES

a)

A ERSE compreende a preocupação do CT, admitindo que na situação atual em que se assiste a uma elevada volatilidade do preço da componente de energia, a sua evolução possa apresentar diferenças relevantes entre o mercado regulado e o mercado livre, em função dos contratos de aprovisionamento de cada comercializador. A informação apresentada na documentação visa dar cumprimento à obrigação legal estabelecida no artigo 55.º do Decreto Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto.

A ERSE reitera que a sua atuação não deixa de integrar as suas atribuições de supervisão, que, de resto, estruturam parte do exercício de cenarização efetuado para efeitos tarifários. Em todo o caso, reitera-se também que uma parte substancial da evolução do mercado e das ofertas em regime de mercado depende objetivamente das opções seguidas pelos agentes de mercado, na abordagem deste e na estruturação das suas opções de aprovisionamento.

b)

A ERSE compreende o desconforto do CT pelo facto da presente Proposta de Tarifas de gás 2023-2024 ter sido acompanhada por uma proposta de revisão do RT, concordando que a sobreposição de consultas públicas exige aos órgãos consultivos um esforço acrescido, podendo contribuir para a diminuição da capacidade de análise, ponderação e discussão das diferentes matérias que, na perspetiva da ERSE, não é desejável.

A presente proposta de revisão do RT não implica, todavia, uma alteração significativa dos proveitos, à exceção da forma de recuperação dos proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC), cuja implementação resulta de uma imposição legal em consequência da publicação do Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março[22].

De notar, todavia, que a referida sobreposição não resulta de uma decisão voluntária da ERSE, mas das exigências inerentes aos processos de discussão e aprovação regulatória, neste caso, diretamente relacionado com os impactos das alterações introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, no conjunto das matérias regulamentares e dos prazos aí estabelecidos. De salientar, ainda, que em apenas cinco meses, desde janeiro de 2023, a ERSE lançou 4 consultas públicas (n.º 112 a 115), realizou 2 processos de atualização tarifária (setor elétrico e gás), lançou uma proposta de revisão excecional de tarifas para o setor elétrico e apresentou a presente proposta tarifária de gás para 2023-2024, tornando muito difícil a gestão do tempo e comprometendo a antecipação desejada.

c)

A ERSE destaca que, no caso concreto do impacte em proveitos dos prémios de leilão de atribuição de capacidade, o recebimento desses prémios afetou os proveitos das atividades de Alta Pressão entre 2020 e 2023, pelo facto de se terem verificado valores significativos a devolver pelas empresas, sobretudo em 2021. De acordo com a regulamentação vigente, esses valores revertem para as tarifas abatendo aos proveitos permitidos das atividades em que ocorreram. As tarifas de 2023-2024 estão afetadas pela devolução, referente a 2021, das receitas de prémios de leilão, por via do ajustamento aos proveitos desse ano. Para mitigar os impactos decorrentes da devolução de valores muito elevados, a ERSE definiu no Regulamento Tarifário um mecanismo que permite diferir até 4 anos a devolução dos montantes em causa, consoante a capacidade de as tarifas acomodarem anualmente os valores devolvidos. No ano de 2021, ao nível da atividade do Terminal de GNL, verificou-se que a devolução na integra do valor recebido teria um impacto bastante elevado ao nível dos proveitos permitidos dessa atividade, que inclusive atingiriam um valor negativo. Assim, a ERSE aplicou o mecanismo de diferimento da devolução dos prémios de leilão, tendo internalizado nos proveitos de 2021 a devolução de apenas 50% do montante recebido de prémios, e diferido a devolução do restante montante por um período de 4 anos. Para as restantes atividades em que ocorreu o recebimento de prémios de leilão, os valores foram devolvidos aos consumidores no próprio ano desse recebimento, por não terem o mesmo impacto na volatilidade tarifária. Estas decisões foram tomadas pela ERSE, após ponderados os potenciais impactos da sua aplicação, quer para as tarifas que se definem em cada ano, quer para as tarifas futuras.

[22] Do ponto de vista do cálculo dos proveitos as restantes alterações introduzidas, o mecanismo de Incentivo à Otimização das Previsões de Procura nos PDIRDG e os princípios de sustentabilidade da estrutura financeira das entidades reguladas do setor do gás e de racionalização dos custos financeiros, de estrutura e gestão, associados aos custos de investimento, não têm qualquer impacto em proveitos, nesta proposta tarifária.

d)

Na decisão final a tarifa de Uso do Terminal e a tarifa de Armazenamento Subterrâneo, observam uma variação distinta da proposta submetida ao CT, alinhando-se a variação tarifária destas duas infraestruturas, tendo em conta o papel que ambas desempenham em termos de armazenamento.

e)

A ERSE reconhece a importância de monitorizar os custos de aprovisionamento do mercado de último recurso e confirma que executa esse exercício pelo menos com periodicidade trimestral, no contexto do mecanismo da adequação da tarifa de Energia, do qual pode resultar uma atualização trimestral da tarifa de Energia e das tarifas que desta dependem. Este mesmo mecanismo permite assim mitigar o desequilíbrio concorrencial quando se assiste a um aumento dos custos de aprovisionamento do mercado de último recurso ao longo do ano gás.

f)

Conforme avaliado na resposta ao ponto B.3.3., na secção da Especialidade, a ERSE considera que o mecanismo de adequação da tarifa de Energia representa um compromisso razoável entre a aplicação de uma atualização tarifária com efeitos balizados para os consumidores e a limitação dos desvios tarifários gerados pela tarifa de Energia. Quanto à recomendação de alocar os desvios tarifários ao segmento de clientes que os induzem, recorda-se que o universo de clientes sujeito à tarifa de Energia é potencialmente muito dinâmico entre anos tarifários, com a existência do fornecimento supletivo e, mais recentemente, com a possibilidade do regresso ao mercado regulado. Isto dificulta o objetivo de querer imputar os desvios tarifários, positivos ou negativos, aos clientes que os causaram. Por esse motivo, considera a ERSE ser mais prudente manter os critérios de alocação vigentes.

g)

O CT volta a recomendar à ERSE que seja efetuada "uma avaliação profunda do modelo de organização da atividade de comercialização de último recurso retalhista, por forma a garantir uma adequada *performance* dos CURR, quer em termos de cumprimento das exigências regulamentares, quer em termos da garantia do equilíbrio económico-financeiro…".

A ERSE corrobora a preocupação do CT e tem procurado assegurar que as metodologias regulatórias aplicadas respeitem o equilíbrio económico financeiro dos CURR, desde que geridos de forma eficiente, no contexto particular de fim anunciado das tarifas transitórias de venda a clientes finais.

Para tal, a ERSE recorre a vários instrumentos, como seja a avaliação do desempenho económico e financeiro dessas empresas, ou ainda a definição dos custos de referência da atividade de comercialização, considerando as condições em que a atividade de comercialização de último recurso é desempenhada, designadamente em termos de dimensão e de maturidade das empresas.

A avaliação da gestão eficiente dos CUR tem sido complementada com a realização de auditorias e ações de fiscalização aos CUR retalhistas, com vista à avaliação da forma como lhe são alocados os custos nos grupos empresariais de que fazem parte.

h)

A ERSE concorda com o CT quanto à necessidade de uma monitorização atenta e cuidada das dinâmicas de mudança de clientes entre o mercado regulado e o mercado liberalizado. A atividade de supervisão dos mercados retalhistas de gás que a ERSE tem desenvolvido ao longo dos anos, que se materializam, por exemplo, na publicação mensal de Boletins do Mercado Liberalizado de Gás Natural, tem incidido especialmente sobre esta matéria. A ERSE pretende, em linha com a recomendação do CT, manter uma monitorização atenta desta matéria, em especial tendo em conta o aproximar da data prevista para a extinção das tarifas transitórias, de 31 de dezembro de 2025.

i)

A ERSE, no âmbito das suas competências e atribuições, vem acompanhando a revisão legislativa do modelo de financiamento da tarifa social, pugnando por uma solução conforme com o quadro legal europeu e nacional. De todo o modo, sendo uma matéria em que a ERSE cumpre com o quadro legal definido, até se efetivar a alteração legal, a ERSE cumpre com o regime estabelecido.

j)

A ERSE exercerá os seus poderes de supervisão, dentro do quadro legal e das competências que lhe são atribuídas, em particular, as que resultam do Decreto-Lei n.º 84-D/2022, de 9 de dezembro. Quanto à questão da elegibilidade para apoios, trata-se de uma matéria da competência do legislador sobre a qual a ERSE não pode interferir, fazendo-se notar que, o Decreto Lei n.º 23/2023, de 5 de abril, alterou o âmbito de exclusão do regime, incluindo a referência ao consumo de gás natural das instalações de cogeração que, durante o período elegível, esteja abrangido pelo mecanismo excecional e temporário de ajuste dos custos de produção de energia elétrica no âmbito do Mercado Ibérico de Eletricidade, estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio. Recorde-se que na redação anterior estavam excluídas as instalações de cogeração que, durante o período elegível, estivessem ao abrigo do regime de mercado, nos termos do artigo 4.º-B do Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março.

k)

O CT refere que a ERSE "…tenha em consideração o contexto económico atípico dos anos 2020-2023 e que não penalize as empresas que nos anos 2020-2021 apresentaram custos abaixo dos definidos pelo regulador ".

Conforme já mencionado, para a fixação das bases de custo para 2024 das atividades reguladas, a ERSE aplicou uma metodologia de cálculo semelhante à utilizada em períodos de regulação anteriores. Esta metodologia que visa transpor a evolução teórica pretendida do nível eficiente do OPEX para o novo período de regulação é a que está implícita no RT, uma vez que não se aplica aos custos do primeiro ano do novo período de regulação a meta de eficiência fixada para esse período.

A aplicação desta metodologia por incentivos tem resultado em ganhos, quer para as empresas quer para os consumidores, uma vez que a redução dos proveitos permitidos anuais das empresas associada ao mecanismo de partilha de ganhos permite que parte dos ganhos obtidos pelas empresas seja partilhada com os consumidores. A redução dos proveitos permitidos que recuperam o OPEX ocorreu na maior parte das atividades reguladas apesar da natural evolução dessas atividades.

Refira-se, também, que uma análise retrospetiva quer à informação prestada pelas empresas, quer à informação utilizada pela ERSE mostra que historicamente as previsões de custo das empresas revelam-se superiores aos custos que incorrem de facto. Este facto reforça o procedimento que tem seguido a ERSE na definição das bases de custos sujeitas a metas de eficiência, de considerar os últimos dados económicos e financeiros das empresas auditados, que, no caso presente, correspondem aos anos de 2020 e de 2021. Adicionalmente, deve-se realçar que na generalidade das atividades não se observou alterações de relevo na trajetória dos custos incorridos nestes dois anos.

l)

A ERSE acolhe com agrado o reconhecimento do CT da adequabilidade do procedimento adotado para a definição das metas de eficiência, em particular, a definição de escalões. A ERSE partilha das preocupações do CT relativamente à sustentabilidade de cada empresa decorrente das suas especificidades. A partilha desta preocupação pode, por exemplo, ser atestada na proposta de revisão do Regulamento Tarifário a decorrer, no qual se propõe a Introdução do princípio de sustentabilidade financeira nas entidades reguladas do setor do gás.

m)

O CT recomenda a manutenção de um spread positivo e aproximadamente constante, apontando para a fixação de um spread de 200 p.b., entre a rendibilidade das OT e a taxa de remuneração. No entanto, o CT não apresenta os fundamentos que justificariam esse spread de referência. A ERSE salienta que o cálculo da taxa de remuneração que usa está fundamentado em reconhecidas metodologias, que assentam em pressupostos e conceitos genericamente consensuais e na recolha e análise da informação financeira e económica, mais adequada. Nestas metodologias não existem pressupostos de obtenção de uma taxa de remuneração a partir de um spread arbitrário sobre yields de obrigações. Os fundamentos económicos e regulatórios em que assentam as taxas de remuneração dos ativos regulados não evoluem de forma paralela com os fatores que explicam a evolução das yields das obrigações do tesouro. Acresce que não existe nenhuma justificação económica para que o custo de capital das atividades reguladas evolua proporcionalmente e sem limitação com as yields das obrigações do tesouro.

n)

A ERSE tem pugnado por alertar as entidades competentes de que a aplicação das TOS, nos termos verificados, configura um fator desestabilizador do setor do gás, tanto pelos custos acrescidos para os clientes, como pela volatilidade de preços que provoca, reiterando para a imperatividade de criação de regras universais de aplicação da TOS que definam um valor máximo de TOS e garantam a coerência da aplicação desta taxa entre municípios e a limitação dos custos associados.

o)

O Artigo 5.º do Regime da Contribuição Extraordinária sobre o Setor Energético, estabelecido no artigo 228.º da Lei n.º 83-C/2013, de 31 de dezembro, determina a não repercussão tarifária das importâncias pagas a título desta contribuição. A ERSE partilha das preocupações evidenciadas pelo CT e enfatiza ter sempre pautado a sua atuação no exercício de uma regulação suportada na promoção da eficiência e a da racionalidade das atividades dos setores energéticos regulados. Neste processo, a ERSE tem sempre presente as suas atribuições conferidas estatutariamente de proteger os direitos e os interesses dos consumidores, assegurar a existência de condições que permitam a obtenção do equilíbrio económico e financeiro por parte das atividades dos setores regulados, quando geridas de forma adequada e eficiente e contribuir para a progressiva melhoria das condições económicas, qualitativas, técnicas e ambientais dos setores regulados.

A ERSE procurará avaliar do impacte da decisão do Tribunal Constitucional ao nível dos setores energéticos e dos agentes económicos (sujeitos passivos da CESE).

p)

A preocupação manifestada pelo CT relativamente à utilização da informação reportada pelas empresas tem sido também uma das preocupações da ERSE, que tem vindo desde há alguns anos a introduzir no Regulamento Tarifário disposições e procedimentos para a receção da informação regulatória e estatutária, que permitam, em conjunto, garantir a fiabilidade da informação prestada pelas empresas. Estas preocupações levaram a que na revisão do Regulamento Tarifário do setor do gás, que foi levada a consulta pública (CP n.º 114), a ERSE tenha mais uma vez proposto o reforço das regras de reporte, ao explicitar que as contas reguladas a enviar pelos vários agentes devem incluir um relatório detalhado, que apresente uma exposição fiel e clara do desempenho da atividade, e que o relatório de auditoria que acompanha as contas reguladas reais deve seguir os termos definidos no Guia de Aplicação Técnico nº 15 (GAT 15) elaborado pela Ordem dos Revisores Oficiais de Contas, em colaboração com a ERSE .

Contudo, esta circunstância não invalida que ocorram por vezes erros e inconsistências ao nível do preenchimento dos quadros de reporte da informação, que sempre que geram dúvidas são objeto de pedidos de esclarecimento por parte da ERSE. Refira-se que, no âmbito de cada processo de cálculo de

proveitos, a ERSE efetua numerosos pedidos de esclarecimentos às empresas para garantir que a informação cumpra os requisitos de transparência e fiabilidade necessários ao exercício de regulação.

◆ Tarifas e preços de gás para o ano gás 2022-2023 ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário[23] (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho "(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços."[24]

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT o documento "**Tarifas e Preços de Gás para o Ano Gás 2022-2023**"[25], cabendo ao CT emitir parecer até 29 de abril de 2022.

Assim, a Secção do Sector do Gás do CT emite o seguinte parecer:

I– ENQUADRAMENTO

A. RECOMENDAÇÕES ANTERIORES DO CT

Em 31 de março de 2021, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) submeteu a parecer do Conselho Tarifário (CT) da ERSE, a "Proposta de tarifas e preços de Gás para o ano gás 2021-2022" acompanhada dos documentos justificativos complementares.

No parecer que emitiu, em 30 de abril de 2021, sobre a referida proposta, o CT efetuou um conjunto de recomendações salientando as que seguidamente se elencam, e que aqui se dão por integralmente reproduzidas:

a. *A realização por parte da ERSE de uma análise da atividade de comercialização de último recurso retalhista (presentemente exercida por 11 empresas) e uma recomendação ao Governo/Poder Executivo sobre a atividade dos CURR, que permita a otimização do custo da atividade num universo de clientes cada vez menor, tendo por base cenários que permitam evidenciar a resposta eficiente às necessidades do setor.*

b. *A prossecução da trajetória da redução das descontinuidades tarifárias nas fronteiras dos escalões de consumo, a fim de evitar o eventual benefício de consumidores menos eficientes.*

c. *A reavaliação das previsões do consumo dos centros electroprodutores com base em todas as fontes de informação disponíveis, nomeadamente projeções adotadas pelo ORT/ORD.*

d. *A necessidade de que a informação relativa à componente de entrada da tarifa URT, que pode ser repercutida na fatura do cliente, seja apresentada pelos comercializadores aos clientes no decurso do processo de negociação contratual, explicitando de forma clara e transparente o modo como propõem cobrar esta rubrica de custo.*

e. *A revisão da metodologia utilizada para fixação do termo fixo do desconto da tarifa opcional de MP e BP, que garanta o acompanhamento do diferencial gerado entre tarifas de alta e média pressão e o não agravamento das tarifas para estes clientes em linha com os restantes.*

f. *A necessidade da TE ser mantida num nível adequado, evitando-se que sejam criadas condições de "competitividade" da tarifa transitória face às ofertas comerciais existentes, o que funcionaria como desincentivo à desejada migração dos clientes ainda fornecidos pelos CURR para o regime de mercado.*

[23] Doravante abreviado por CT.

[24] Cf. artigo 45º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho

[25] Ref: E-Tecnicos/2022/424/IA/Msb

g. *O CT reitera que é essencial que se proceda a uma avaliação da implementação da tarifa social em toda a área coberta pela rede de distribuição de gás natural, que apresente, nomeadamente, os efeitos desta medida na situação dos agregados familiares economicamente mais vulneráveis.*

h. *O CT renova a recomendação expressa no parecer anterior no sentido de que a ERSE proceda à elaboração de cenários resultantes do crescimento dos potenciais beneficiários desta tarifa, em especial no quadro da atual crise do Covid-19, e o seu impacte no equilíbrio económico-financeiro das empresas que suportam estes encargos: ORT, ORD, Comercializadores e CURR.*

i. *O CT recomenda à ERSE o acompanhamento das medidas pertinentes decorrentes da política nacional de combate à pobreza energética, designadamente as que tenham eventual impacto nas tarifas do setor de gás.*

j. *Finalmente, relativamente à TOS, a necessidade de serem estabelecidos tetos máximos para as taxas a aplicar e mecanismos que promovam a homogeneização da sua aplicação, assim como a necessidade de assegurar o equilíbrio económico-financeiro dos ORD, nos termos previstos nos seus contratos de concessão e na regulamentação em vigor".*

O CT regista que as recomendações explicitadas mereceram o acolhimento/concordância por parte da ERSE.

Das recomendações do CT que não tiveram acolhimento por parte da ERSE destacam-se as relativas à Tarifa Social, nomeadamente o efeito da medida na situação dos agregados familiares mais vulneráveis e o efeito no equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas (ORT, ORDs e CURRs).

O CT nota, contudo, que a ERSE reconheceu a relevância da primeira questão (cf. Aprovação do Tarifário do AG2021-22), expressando que "*/…/ a ERSE não dispõe da informação necessária, designadamente no que respeita à sua aplicação em contexto de pobreza e caracterização económico-social da população abrangida sendo, por natureza, matérias do foro da Segurança Social e da Autoridade Tributária. Sem prejuízo do exposto, está empenhada a dar o seu contributo no âmbito das políticas públicas de combate à pobreza energética.*"

No entanto resulta menos clarificador a indicação, também na mesma aprovação, de que "*A ERSE, no âmbito das competências que lhe são legalmente atribuídas, continuará a monitorizar os possíveis impactes económicos e financeiros do financiamento da tarifa social nas empresas reguladas.*"

O financiamento da Tarifa Social, que tem uma natureza de apoio público, tem vindo a ser suportado pelas empresas reguladas e pelos comercializadores em regime de mercado, devendo assim a ERSE, enquanto regulador independente, explicitar e discutir os impactos nestes agentes, considerando que estão a ser chamados a cumprir uma responsabilidade que não é diretamente sua.

B. PONTO PRÉVIO – CONTEXTO ATUAL SNG

B.1 Mercado Grossista e Preços de Energia

A proposta de tarifas e preços de gás natural para o período de 1 de outubro de 2022 a 30 de setembro de 2023, em apreço, é apresentada pela ERSE num contexto de forte incerteza, marcada pela escassez de oferta face à procura de matérias-primas e energia devido à situação pandémica de Covid-19 e à situação de guerra na Ucrânia.

Esta conjuntura, agravou a subida dos preços da energia nos mercados grossistas, aumentando os receios de um cenário de menor crescimento económico e de maior inflação, que afeta de forma significativa os consumos e preços de gás, que em março subiram 631%, em termos homólogos, no mercado de referência europeu, o *Title Transfer Facility* (TTF).

Os clientes ainda fornecidos pela Tarifa Transitória praticada pelos CURRs têm tido preços de energia mais reduzidos do que os praticados nos mercados grossistas europeus, devido ao facto do aprovisionamento

de energia para o mercado regulado ser assegurado através de contratos históricos de longo prazo, celebrados em regime de *take or pay* com a empresa nigeriana produtora de GNL.

Não obstante, verifica-se um acréscimo na tarifa de energia de 22% face ao ano gás 2021-2022, que vai impactar no preço de venda a clientes finais do mercado regulado.

Contudo, o CT nota que este aumento não será, previsivelmente, exemplificativo do que irá ocorrer nas ofertas comerciais no mercado livre, em que os custos de aprovisionamento seguirão mais proximamente os indexantes internacionais, em particular o TTF.

Deste modo, o CT volta a recomendar à ERSE que não crie expetativas em termos da "evolução das ofertas em regime de mercado". Não se observa evidência na Proposta do conhecimento da política de aprovisionamento dos comercializadores que permita essa previsão tão otimista quanto a sugerida pelo Regulador.

Neste particular, o CT retoma a observação, expressa em Pareceres anteriores, da necessidade de defesa da credibilidade do regime de mercado, privilegiando a sua supervisão.

B.2 Desenvolvimentos Legislativos e Regulatórios

Em termos legais e regulamentares a presente proposta tarifária considera o novo regime legal aprovado pelo Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que introduziu uma nova atividade no setor do gás, o que determinou a revisão regulamentar do Regulamento Tarifário do gás (RT), destacando-se ainda as novas funções atribuídas às entidades reguladas, bem como a adaptação das regras de aplicação tarifária devidas pela injeção de gases renováveis e de baixo teor de carbono nas redes de transporte e distribuição de gás.

Mais recentemente, foram publicados outros normativos igualmente relevantes para a concretização do quadro legal associado à injeção de gases renováveis ou de baixo teor de carbono, nas redes do SNG, designadamente o Regulamento da Rede Nacional de Transporte de Gás, aprovado através do Despacho n.º 806-C/2022, de 19 de janeiro, que aprova, entre outras alterações, a quota máxima de incorporação de outros gases na Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG).

De igual modo, dando cumprimento ao disposto no n.º 1 do artigo 97.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, foi aprovada a Portaria n.º 59/2022, de 28 de janeiro, que fixa a quantidade global mínima de reservas de segurança de gás e aprova as medidas que determinam a constituição de uma reserva adicional no SNG.

Salienta a ERSE que esta revisão das quantidades mínimas visou dar resposta à evolução dos mercados de energia e o papel reforçado das centrais termoelétricas a gás natural no abastecimento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), em resultado da desclassificação das centrais termoelétricas a carvão.

Naturalmente, este diploma legal não considera, ainda, as duas Comunicações da Comissão Europeia ao Parlamento Europeu, ao Conselho Europeu, ao Comité Económico e Social Europeu e ao Comité das Regiões, de 8 de março e de 23 de março de 2022.

A primeira Comunicação, relativa a uma ação conjunta europeia para uma energia mais segura e mais sustentável a preços mais acessíveis (REPowerEU) estabelece as bases de discussão para uma atuação extraordinária no contexto do mercado de energia europeu, de modo a assegurar o acesso sustentável e economicamente equilibrado à energia.

A segunda Comunicação tem por objetivo a redução da dependência energética da União Europeia face à Rússia, na sequência da guerra com a Ucrânia, e o controlo da volatilidade dos preços de gás natural, solicitando aos Estados-Membros que aumentem as suas reservas de gás natural até 90% da capacidade das infraestruturas de armazenamento até 1 de novembro de cada ano, e que cumpram os objetivos antecipadamente à aprovação das alterações ao Regulamento (UE) 2017/1938, que estabelece as medidas de salvaguarda da segurança de abastecimento.

Por fim, cumpre referir a aprovação pela ERSE, no decurso do ano gás 2020-2021, de medidas excecionais no âmbito do SEN e do SNG, visando criar ferramentas de cobertura dos riscos de preço e de aprovisionamento para evitar o risco de desestruturação do funcionamento dos setores elétrico e do gás natural e prováveis retrações na pluralidade empresarial dos mercados retalhistas de eletricidade e de gás natural, consubstanciadas no Regulamento n.º 951/2021, de 2 de novembro, e no Regulamento n.º 836/2021, de 7 de setembro.

Sem prejuízo da posição apresentada na Consulta Pública nº 107 sobre Regras Excecionais no SNG, o CT reitera o então expresso quanto ao aparente caráter extemporâneo das medidas propostas nesta CP, quando se aguardam desenvolvimentos a nível comunitário sobre respostas à crise energética e situação altista de preços.

A Proposta de Tarifas e Preços agora em análise procura responder à situação atípica existente com base no enquadramento legal e regulamentar em vigor.

Neste particular o CT regista com alguma apreensão o lançamento de Consultas Públicas em sobreposição com o período de análise da Proposta de Tarifas, que somado ao agravamento da situação económica existente assim como às dificuldades de aprovisionamento do mercado, poderá vir a motivar o surgimento de novos instrumentos normativos, e eventuais revisões extraordinárias das Tarifas, não contribuindo para a clareza do processo.

II ESPECIALIDADE

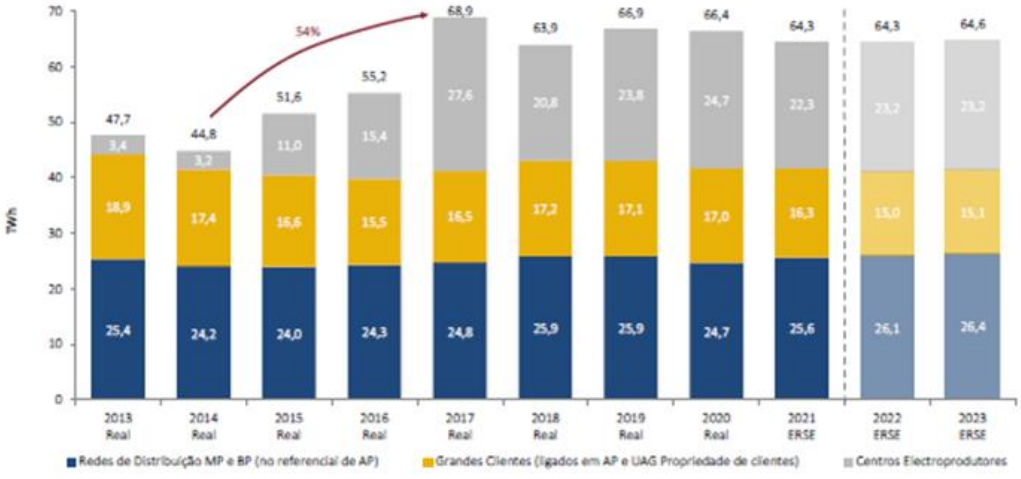
A. CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE GÁS NO ANO GÁS 2022-2023

A.1. CENÁRIOS ADOTADOS PARA O CONSUMO DE GÁS POR TIPO DE CONSUMIDORES

a. O consumo é um dos fatores que merece atenção no momento de fixar tarifas pois está fortemente relacionado com o seu valor e a capacidade de ajustar a recuperação de proveitos à realidade da procura.

b. O perfil de evolução do volume de gás consumido em Portugal por ano civil evidencia a manutenção dos consumos nas redes de distribuição ao longo dos anos, uma moderada redução do consumo industrial, mas ainda assim alinhado com os valores médios de anos anteriores, a par de uma maior volatilidade no consumo de gás para produção de eletricidade nas centrais de ciclo combinado.

Figura 2-2 - Evolução do consumo de gás em Portugal por ano civil



Nota: Neste exercício tarifário, ou seja a partir de 2020, passou a incluir-se nas quantidades dos Grandes Clientes os clientes das UAG propriedade de clientes para além dos ligados em AP

c. É notório o nível de consumo ter atingido um patamar na ordem dos 64 a 67 TWh desde 2017 que tem contribuído para um bom comportamento da base de consumo para efeitos tarifários. Esta estabilidade, contudo, não deve ser indicadora de continuidade tendo em conta a experiência de anos anteriores onde se verificaram consumos das centrais de ciclo combinado significativamente reduzidos.

d. Sendo um ano intercalar com previsão de consumo para efeitos tarifários, o CT constata que as projeções da ERSE, baseadas no conhecimento atual para os anos de 2020 e 2022 são adequadas, muito vulneráveis à evolução da situação económica.

A.1.1. PREVISÕES DO CONSUMO DE GÁS DOS CENTROS ELECTROPRODUTORES

a. O CT regista que as previsões da ERSE para o consumo de gás nos centros electroprodutores para os anos de 2022 e 2023 são idênticas, e registam um ligeiro aumento face ao valor real verificado em 2021.

b. Apesar deste segmento de consumo estar sujeito a uma elevada volatilidade, o CT considera que tendo em conta as atuais condições de funcionamento do mercado ibérico, com eliminação de grande parte da produção a carvão e com atrasos significativos na entrada em operação de parte dos novos projetos renováveis, será bastante provável que as centrais de ciclo combinado, enquanto backup necessário à variabilidade da energia renovável, incluindo a hídrica, mantenham em 2023 um consumo muito alinhado com o que se tem vindo a verificar em 2022.

c.. Adicionalmente, e apesar do ano 2022 estar a ser um ano de reduzida hidraulicidade, a verdade é que foi também acompanhado por temperaturas amenas ao longo do período de inverno pelo que, mesmo que em 2023 as condições de produção hídrica se alterem, é sempre possível que o inverno seja mais rigoroso pelo que as centrais de ciclo combinado serão chamadas a funcionar.

d. O CT considera assim que o cenário assumido pela ERSE é aceitável.

A.1.2. PREVISÕES DO CONSUMO DE GÁS DOS GRANDES CLIENTES AP

a. A ERSE prevê para os anos 2022 e 2023 um consumo semelhante para os grandes clientes de gás natural ligados em AP, que representa uma redução de cerca de 1,3 TWh face ao ano 2021.

b. Tendo em conta a evolução do nível de preços de todo o contexto energético, é adequado prever ajustes na atividade produtiva dos grandes clientes industriais, com os consequentes impactos nos seus consumos de gás natural. O cenário parece-nos assim adequado, talvez até um pouco conservador.

B. TARIFAS E PROVEITOS PERMITIDOS NO ANO GÁS 2022-2023 POR ATIVIDADE

B.1. - Proveitos permitidos e ajustamentos

a. As tarifas de gás são aplicadas no período compreendido entre 1 de outubro do ano civil (s) e 30 de setembro do ano civil (s+1). Por esta razão a determinação dos proveitos para efeito de cálculo de tarifas em ano gás é também calculada na proporção de 0,25 dos proveitos permitidos do ano s e de 0,75 dos proveitos permitidos do ano s+1.

b. Os pressupostos, as metodologias e os cálculos que sustentam os parâmetros regulatórios definidos para o corrente período regulatório, 2020-2023, encontram-se no documento “Parâmetros de regulação para o período 2020 a 2023”, de maio de 2019.

c. A atualização dos valores anuais depende:

- das metas de eficiência aplicadas às atividades reguladas
- do Índice de preços implícito no produto interno bruto (PIB)
- da taxa de remuneração dos ativos

d. As componentes fixas e variáveis por atividade são atualizadas anualmente com o fator de eficiência e com o índice de preços implícito no PIB (IPIB).

e. O quadro seguinte resume os fatores de eficiência a aplicar às atividades reguladas por incentivos nos 2 últimos períodos regulatório e no período regulatório em curso (2020-2023).

Quadro 2-6 - Metas de eficiência anuais aplicadas às atividades reguladas

Atividade	Metas de eficiência Período Regulatório 2016-2017 a 2018-2019	Metas de eficiência Período Regulatório 2020-2023
Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	2,0%	2,0%
Armazenamento Subterrâneo	3,0%	3,0%
Transporte	3,0%	3,0%
Gestão Técnica e Global do Sistema	2,0%	2,0%
Distribuição	2,0% a 7,0%	2,0% a 5,0%
Comercialização	2,0%	2,0%

Fonte: PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS PARA O ANO GÁS 2021-2022

f. O IPIB adotado pela ERSE para 2022 e 2023 é de 1,8% e 1,4%, respetivamente, e corresponde à previsão da Comissão Europeia, de novembro de 2021.

g. O CT reconhece, conforme mencionado pela ERSE, que as previsões utilizadas para o deflator do PIB estão sujeitas a um considerável grau de risco e incerteza em virtude do atual contexto económico e geopolítico, contudo, tendo em conta que existem previsões mais atuais para o ano 2022 da Comissão Europeia (fevereiro de 2022), o CT recomenda a atualização do deflator utilizado.

h. O quadro abaixo apresenta as taxas de remuneração consideradas no cálculo dos proveitos permitidos.

Quadro 2-1 - Taxas de remuneração dos ativos regulados

	Taxa 2020	Taxa 2021	Taxa estimada 2022	Taxa prevista 2023
Alta Pressão	4,56%	4,52%	4,72%	4,72%
Média e Baixa Pressão	4,76%	4,72%	4,92%	4,92%
Taxa de remuneração implícita no cálculo da parcela de TOTEX da atividade de OLMC	4,40%	4,40%	4,40%	4,40%

Fonte: PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS PARA O ANO GÁS 2022-2023

i. Aos proveitos permitidos que resultam do modelo regulatório de cada atividade há que adicionar os ajustamentos definitivos do ano s-2 e, eventualmente, o provisório do ano s-1.

j. Os ajustamentos a repercutir no ano gás 2022-2023 dos operadores das infraestruturas são determinados essencialmente a partir dos desvios entre a procura de gás do ano 2020 versus os valores estimados, bem como na melhor estimativa do ano 2021 baseada nos dados disponíveis à data de emissão da Proposta.

k. No caso dos comercializadores de último recurso os desvios resultam da diferença entre o consumo e número de consumidores no mercado regulado relativamente ao estimado e ao desvio da realidade decorrente dos fluxos associados à aditividade tarifária.

l. O quadro seguinte permite comparar os proveitos a recuperar por atividade subjacentes ao cálculo das tarifas de 2021-2022 com os da proposta de tarifas 2022-2023, segmentados por atividade com os respetivos ajustamentos e mecanismos de atenuação de desvios atualmente em vigor.

Unid. M€	tarifas 2021-2022	tarifas 2022-2023	Variação	
Terminal	37,8	43,3		
Armazenagem	17,8	17,8		
Transporte (exclui transporte rodovia)	64,3	67,5		
Gestão Global do Sistema (exclui ERSE)	8,1	8,1		
OLMC	0,4	0,4		
Distribuição	206,6	211,6		
Acesso às redes	*334,9*	*348,5*	*13,6*	*4,1%*
CUR G (energia)	14,8	15,4		
Curr (comercialização	9,8	9,2		
Proveitos permitidos atividades reguladas	359,4	373,1	13,7	3,8%
GLUAG	0,3	0,3		
ERSE	4,9	5,1		
Transporte de GNL por rodovia	4,9	4,9		
Tarifa social	0,0	0,0		
PPEC	0,6	0,3		
Custos pass through	10,8	10,7	-0,1	-0,8%
Diferimento intertemporal	-9,8	-10,6		
Proveitos da atribuição de capacidade				
Terminal	-10,4	-34,7		
Transporte	-6,1	-32,9		
Ajust s-1 (exclui proveitos de atribuição de capacidade)	-12,5	-0,9		
Ajust s-2 (exclui proveitos de atribuição de capacidade)	-16,0	-15,7		
Outros	-54,8	-94,6	-39,8	72,7%
Total proveitos a recuperar com as tarifas	315,4	289,2	-26,2	-8,3%
Mecanismo atenuação dos desvios tarifários				
Trenminal	0,0	12,6		
Armazenagem	0,0	9,8		
Transferências para a UGS I	0,0	22,4		

Fonte: PROPOSTA DE PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA O ANO GÁS 2022-2023, pp 58, 61, 85, 93, 101, 106, 114, 140, 142, 143, 310 316, 318

m. Da análise do quadro o CT constata que relativamente aos valores considerados para o ano gás 2020/2021, o total de proveitos permitidos a recuperar com as tarifas apresentam um decréscimo de 26,2 M€ (-8,3%):

- Os proveitos permitidos das atividades reguladas apresentam um acréscimo de cerca de 13,6 M€ (4,1%), como consequência da aplicação dos parâmetros regulatórios em vigor, designadamente do custo com o consumo de eletricidade no terminal e da reposição de valores não aceites a título provisório em tarifas 2021/22 na Distribuição.
- Os custos pass through mantém o nível do previsto em tarifas 2021/22.
- Os ajustamentos a devolver às tarifas (excluindo os proveitos da atribuição de capacidade – leilão que ocorreu no ano gás 2020/21) tiveram um decréscimo de 12 M€.
- O mecanismo intertemporal dos desvios de procura na atividade de transporte no presente exercício tarifário, não foi ativado. O valor 10,6 M€ corresponde às anuidades dos diferimentos referente aos anos gás de 2019-2020 e 2021-2022.
- Para a redução dos proveitos permitidos contribuiu ainda os proveitos do leilão de atribuição de capacidade nas infraestruturas do Terminal de GNL e da RNTG referentes ao ano gás 2020-21, tendo sido acionado o mecanismo criado para o efeito na última revisão regulamentar apenas para o Terminal, tendo a ERSE optado por considerar a totalidade das receitas recebidas no transporte.

n. O CT regista que o mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários previsto para atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e da atividade de Armazenamento Subterrâneo, foi novamente ativado, mas pela primeira vez os valores destas transferências não se anulam. O montante das transferências do Terminal de GNL e da Armazenagem para a gestão global do sistema contribuiu para a existência de uma tarifa nula de UGS I.

o. O CT não pode deixar de sublinhar o comportamento favorável do consumo e da utilização das infraestruturas que têm sistematicamente provocado desvios tarifários a devolver às tarifas pelos operadores. A volatilidade dos consumos do setor elétrico, e as circunstâncias associadas à conjuntura atual, aconselham a alguma preparação no sentido de as tarifas de acesso poderem vir a ter variações significativas nos próximos anos, quando deixar de haver ajustamentos tarifários de anos anteriores a reverter às tarifas que permitem atenuar, designadamente o aumento do custo da energia.

B.2. PROVEITOS PERMITIDOS DAS ATIVIDADES DE ALTA PRESSÃO

B.2.1 ATIVIDADE DE USO GLOBAL DO SISTEMA

O CT regista que no ano gás 2022-2023 a aplicação do mecanismo de atenuação dos desvios tarifários nas atividades de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e no Armazenamento Subterrâneo permitiram anular a totalidade dos proveitos a recuperar na UGSI. Assim, este ano apenas se aplica a tarifa UGSII que permite no âmbito da sustentabilidade do mercado livre e do mercado regulado devolver/recuperar os desvios extraordinários de custos de aquisição de gás natural.

B.2.2. ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE GÁS

a. O CT regista que a receita obtida com o prémio de leilão da atribuição da capacidade das infraestruturas em situação de congestionamento do ano gás 2020-2021 num total de 32,7 M€ foi na íntegra revertido às tarifas no presente ano gás em sede dos ajustamentos tarifários do ano s-1 e ano s-2.

b. Com esta reversão os proveitos permitidos a recuperar com a tarifa de uso da rede de transporte reduziram para metade. O CT alerta para o facto que tendo sido uma receita extraordinária de um montante singular é expectável que no ano gás 2023-2024 esta tarifa volte ao nível dos anos anteriores.

B.2.3. ATIVIDADE DE RECEÇÃO, ARMAZENAGEM E REGASEIFICAÇÃO

a. O atual enquadramento regulatório da atividade de receção, armazenamento e regaseificação de GNL prevê dois tipos de custos operacionais sujeitos a eficiências:

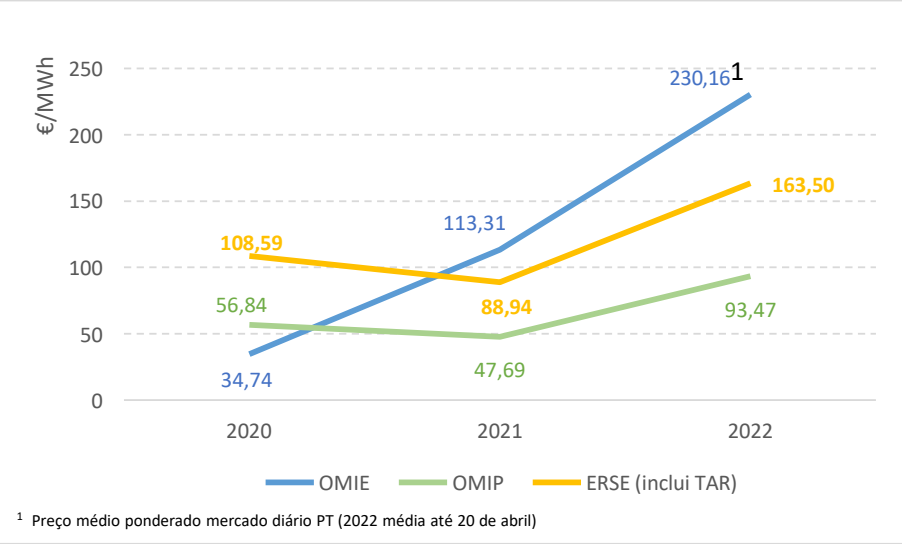
- **Custos com aquisição de energia elétrica**: a este custo é aplicada uma metodologia do tipo price cap com um valor unitário pré-estabelecido no início do período regulatório que inclui não só o preço de energia, transacionado em mercado, como a parcela da tarifa de acesso definida anualmente pelo Regulador, a qual não é negociável com o Comercializador.

  Este valor unitário é indexado à variação média das cotações diárias entre 1 de janeiro do ano s- 1 e o último dia útil de fevereiro do ano s, de todos os contratos de futuros (FP e FT) do mercado português e espanhol, com o último dia de entrega para 31 de dezembro do ano s, acrescida de um fator de eficiência de 2% ao ano.

- **Outros custos**: esta componente visa cobrir os restantes custos de OPEX do terminal e consistem numa componente fixa e outra variável (indexada à energia regaseificada), ambas sujeitas a um fator de eficiência de 2%.

b. A figura seguinte apresenta a evolução do preço médio de energia no mercado diário ("OMIE"), do preço médio de energia no mercado SPOT ("OMIP") e do preço médio da componente variável associada ao custo com aquisição de energia elétrica ("ERSE (inclui TAR)").

Evolução dos preços médios do mercado diário e SPOT e da componente variável associada ao custo de energia



[1] Preço médio ponderado mercado diário PT (2022 média até 20 de abril)

Fonte: OMIE, OMIP, ERSE

c. O facto de o preço ser indexado a preços de futuros transacionados maioritariamente no ano anterior ao ano em que o *price-cap* vigora, se por um lado, permite ao regulador antecipar parcialmente o custo a incorporar nas tarifas evitando correções significativas a incluir nos desvios em anos subsequentes, por outro a diferença entre o *price cap* e os preços de mercado geram perdas/ganhos para o operador que resultam do modelo regulatório e não de (in)eficiências do operador.

d. Tendo em conta a conjuntura atual, e sendo o Terminal uma infraestrutura crítica no setor do gás, o CT recomenda que a ERSE analise esta situação por forma a evitar perdas ou ganhos excessivos decorrentes de um fator externo não controlável pelo operador.

e. O CT regista que a receita obtida com o prémio de leilão da atribuição da capacidade das infraestruturas em situação de congestionamento do ano gás 2020-2021 foi de 55,3 M€. Nas tarifas do ano gás 2022-2023 foi considerada a totalidade do valor recebido em 2020 (13,8 M€ correspondente ao ajustamento do ano s-2). Do valor recebido em 2021 (41,4 M€), ao abrigo do mecanismo de diferimento intertemporal das receitas com o prémio de leilões de atribuição de capacidade, reverteram para as tarifas 50% do valor num montante de 20,7 M€.

f. Adicionalmente, pela aplicação do mecanismo de Atenuação de ajustamentos tarifários são transferidos desta atividade para parcela I da tarifa de uso global do sistema do operador da rede de transporte 12,6 M€.

B.2.4. ATIVIDADE DE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

a. O CT tomou nota da decisão da ERSE de não fazer refletir, novamente, o valor do ajustamento provisório referentes ao ano civil s-1, justificando tal decisão no impacte tarifário que os montantes teriam nos proveitos permitidos da atividade.

b. Importa referir que, ainda assim, resultante da aplicação do mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários, a ERSE prevê a transferência de um montante de 9,8 M€ para a atividade de gestão global do sistema.

B.3. TARIFAS POR ATIVIDADE DAS INFRAESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO

a. As tarifas a aplicar pelas infraestruturas em alta pressão, permitem recuperar os proveitos das atividades de: (i) Gestão Global do Sistema, (ii) Transporte de gás, (iii) Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e (IV) Armazenamento Subterrâneo.

b. O quadro seguinte sintetiza a variação do preço médio por atividade das infraestruturas em alta pressão.

Figura 6-2 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas por atividade das infraestruturas em alta pressão

Tarifa	Preço médio 2021-2022	Preço médio 2022-2023	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	0,37 €/MWh Receitas: 22 478 k€ Quantidades: 60 362 GWh	0,36 €/MWh Receitas: 22 474 k€ Quantidades: 61 609 GWh	-2,0%	0,0%	-2,0%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	5,28 €/MWh Receitas: 16 628 k€ Quantidades: 3 151 GWh	7,48 €/MWh Receitas: 16 628 k€ Quantidades: 2 224 GWh	41,7%	-3,0%	46,0%
Tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte	0,43 €/MWh Receitas: 29 749 k€ Quantidades: 69 044 GWh	0,21 €/MWh Receitas: 15 374 k€ Quantidades: 71 832 GWh	-50,3%	-53,1%	5,8%
Tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	0,27 €/MWh Receitas: 17 559 k€ Quantidades: 65 407 GWh	0,01 €/MWh Receitas: 966 k€ Quantidades: 64 540 GWh	-94,4%	-94,4%	-0,6%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde.

Fonte: ERSE: DOCUMENTO PROPOSTAS DE TARIFAS NO ANO GÁS 2022-2023

c. A estabilidade tarifária da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL (TURAR) e a redução que se verifica nas restantes tarifas foi conseguida à custa de receitas

extraordinárias de anos anteriores e dos diversos mecanismos de estabilidade tarifária que se encontram atualmente em vigor, a saber:

i. Mecanismo de atenuação dos desvios tarifários – 12,6 M€ transferidos do Terminal e 9,8 M€ transferidos da Armazenagem para a UGS I

ii. Mecanismo intertemporal dos desvios de procura - 10,6 M€ correspondente às anuidades dos diferimentos referente aos anos gás de 2019-2020 e 2021-2022, a deduzir à tarifa de Uso da Rede de Transporte (TURT).

iii. Proveitos do leilão de atribuição de capacidade – 34,7 M€ a deduzir na TURAR e 32,9 M€ a deduzir na TURT.

d. O CT não pode deixar de sublinhar a importância destes mecanismos para a estabilidade tarifária do sistema e como o comportamento favorável do consumo e da utilização das infraestruturas que têm sistematicamente provocado desvios tarifários a devolver às tarifas pelos operadores, contudo, por se tratar de acontecimentos pontuais, o nível de proveitos tenderá a estabilizar nos anos seguintes, não se prevendo reduções tarifárias sistemáticas nos próximos anos.

B.5. ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO

B.5.1. PROVEITOS PERMITIDOS

a. Face ao ano gás 2021-2022, os proveitos a recuperar da atividade de distribuição de gás apresentam uma variação de +4,9%, sendo que essa variação se deve essencialmente ao aumento da taxa de remuneração da base de ativos das empresas induzido pelo aumento da taxa das obrigações de tesouro, bem como pelos ajustamentos de anos anteriores.

b. De facto, constata-se um aumento do nível dos proveitos permitidos da atividade de distribuição para o ano gás 2022-2023 face ao ano anterior de 4,4%, resultante do aumento da parcela de custos com capital motivado pela taxa de remuneração do ativo fixo. A componente de custos de exploração apresenta uma redução de 1% face ao período anterior suportada pela aplicação das metas de eficiência.

Quadro 4-36 - Proveitos da atividade de Distribuição de gás

Unidade: 10^3 EUR

		Tarifas 2021-2022 (1)	Tarifas 2022-2023 (2)	Variação % [(2)-(1)]/(1)
A=B+(C*D)	Custos com capital afetos a esta atividade, previstos para o ano gás *t*	134 188	141 684	5,6%
B	Amortizações do ativo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados, previstas para os anos s e s+1			
C	Valor médio do ativo fixo afecto à actividade de distribuição do ORD líquido de amortizações e comparticipações, previstos para os anos s e s+1			
D	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição			
E	Custos de exploração aceites pela ERSE	70 620	69 880	-1,0%
F	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás *t-2*, do operador da rede de distribuição *k*, aceites pela ERSE	0	0	
G	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da atividade de Distribuição do ORD para o ano s-1	0	0	
H	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da atividade de Distribuição de gás, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	-2 370	-4 710	
I=A+E+F-G-H	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de gás, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s	207 178	216 274	4,4%
J	Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP do operador da rede de distribuição k previstos para o ano gás t	6 262	5 599	-10,6%
K=I-J	Proveitos a recuperar da atividade de Distribuição de gás, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados nos anos s-2 e s-1	200 915	210 675	4,9%
	Proveitos unitários por unidade distribuída (€/MhW)	7,774	8,015	3,1%

Fonte: PROPOSTA PROVEITOS E AJUSTAMENTOS PARA O ANO GÁS 2022-2023

c. No que respeita à atividade de distribuição de gás para o ano gás 2022-2023, cujo valor é recuperado por via da aplicação da tarifa de URD, os ajustamentos são neste período a devolver às empresas, aumentando assim o valor dos proveitos a recuperar pela tarifa de URD.

d. Como se pode verificar no quadro anterior, os ajustamentos do ano de 2020 a recuperar pelas empresas são na ordem dos 4,7 milhões de euros. Importa realçar que o ano de 2020 não foi alvo de qualquer ajustamento provisório no ano gás 2021-2022, no que se refere à atividade de distribuição.

e. O CT reconhece a dificuldade de previsão da evolução de todas as variáveis do sistema tarifário, especialmente no que ao consumo diz respeito em períodos atípicos como o que temos vivido, que tenderão a manter-se nos próximos anos.

f. O CT regista que, mais uma vez, a ERSE optou por não incluir o ajustamento provisório do ano s-1 no cálculo dos proveitos permitidos, tendo-o estimado em 7 milhões de euros, a favor das empresas. No documento, a ERSE justifica a não inclusão deste montante pela aplicação do n.º 9 do artigo 113º do RT.

g. Em qualquer caso o CT considera que a ERSE deve assegurar que o atraso na devolução destes montantes às empresas, não condiciona o seu equilíbrio económico-financeiro.

B.5.2. TARIFAS DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS

a. A atividade de Distribuição de gás consiste na veiculação de gás em redes de distribuição de média pressão (entre 4 e 20 bar) e de baixa pressão (inferior a 4 bar), para entrega às instalações fisicamente ligadas à rede de distribuição. Esta atividade é assegurada por 11 ORD em áreas geográficas exclusivas.

b. A remuneração desta atividade é assegurada através dos proveitos permitidos definidos nos termos do regulamento tarifário em função do nível de investimento e dos custos aceites. A atividade de distribuição é regulada por aplicação de uma metodologia *price-cap* no OPEX e *rate of return* no CAPEX.

c. Os proveitos permitidos para a atividade de distribuição de gás são os proveitos atribuídos a uma atividade em particular, recuperados através da aplicação das suas tarifas ou através de transferência entre empresas. Assim, os proveitos permitidos para cada operador podem ser recuperados pela aplicação da tarifa de sua atividade, mas também por outros operadores, sendo posteriormente transferidos, nos termos estabelecidos pela ERSE, entre operadores de acordo com os respetivos proveitos permitidos.

d. Por outro lado, nos termos definidos no RT, as tarifas de Uso da Rede de Distribuição (URD) devem proporcionar os proveitos permitidos da atividade de Distribuição de gás natural de cada operador da rede, recuperando os custos que lhe estão associados de exploração, de desenvolvimento e de manutenção das redes. Para obter esta recuperação estão definidas tarifas de URD, a saber:

   - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP, aplicável às entregas em MP e BP.
   - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP>, aplicável às entregas em BP>.
   - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP<, aplicável às entregas em BP<.

e. Genericamente, a tarifa de URD é composta pelos seguintes termos tarifários:

   - Termo de capacidade utilizada, aplicável ao consumo máximo diário registado nos últimos doze meses, definido em euros por kWh/dia, por mês, aplicável a clientes com registo diário de consumos.
   - Termo de energia, com diferenciação entre períodos de vazio e de fora de vazio, definido em euros por kWh. Define-se como período de vazio o mês de agosto.
   - Termo fixo, com preços dependentes da periodicidade de registo do equipamento de medição, a qual pode ser diária, mensal ou superior.

f. Numa análise referencial global sobre a variação do preço médio da tarifa de URD, a ERSE refere que o preço médio aumenta 2,6% quando comparado com o ano gás anterior, e de acordo com a figura seguinte em especial devido ao impacto de um acréscimo tarifário de 4,1%, ainda assim atenuado pela ligeira redução do efeito consumo em -1,4%.

Figura 6-5 - Decomposição da variação do preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição

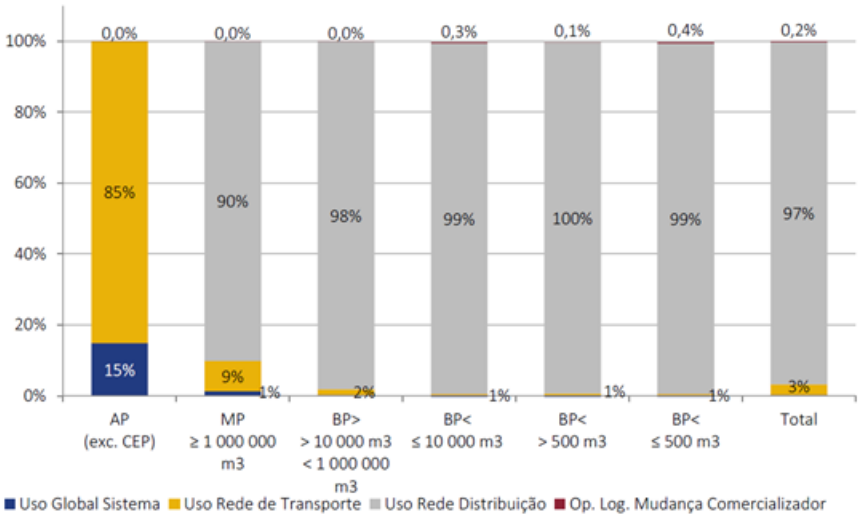
Tarifa	Preço médio 2021-2022	Preço médio 2022-2023	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	8,02 €/MWh Receitas: 207 178 k€ Quantidades: 25 830 GWh	8,23 €/MWh Receitas: 216 274 k€ Quantidades: 26 278 GWh	2,6%	4,1%	-1,4%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde.

Fonte: PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS PARA O ANO GÁS 2022-2023

g. Tendo a tarifa de uso da rede de distribuição um impacto muito significativo nos custos finais regulados suportado pelos consumidores, como demonstrado pelo peso nas tarifas de acesso reguladas conforme figura abaixo, o CT não pode deixar de recomendar à ERSE um acompanhamento rigoroso dos custos elegíveis a serem suportados na tarifa.

Figura 6-14 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes



Fonte: PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS PARA O ANO GÁS 2022-20223

B.6. ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

a. Nos termos regulamentares, a atividade de compra e venda de gás natural para fornecimento ao mercado regulado, o qual ainda é suprido à Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais aprovada pela ERSE ("Comercialização de Último Recurso"), é garantida pelo Comercializador de Último Recurso Grossista (CURG), que opera como ponte entre o Comercializador do Sistema Nacional de Gás (CSNG, que atua como importador e vendedor de GN ao CURG) e os Comercializadores de Último Recurso Retalhistas (CURRs, que compram o GN ao CURG e o vendem aos clientes finais).

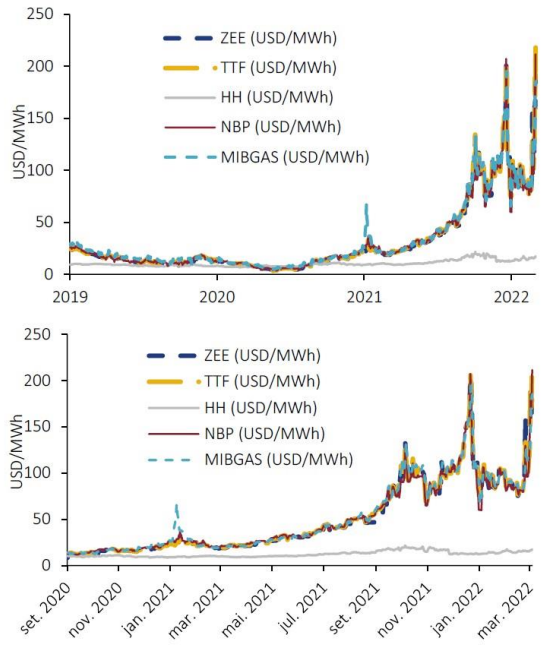
b. A cadeia de aprovisionamento-fornecimento é suportada pelos contratos históricos do CSNG, celebrados em regime de *take-or-pay*, com data anterior à Diretiva 2033/55/CE, de 26 de junho, sendo que, conforme referido no RT, existem ainda dois contratos nestas condições, válidos até 2023 e 2027.

B.6.1 CUSTO DE AQUISIÇÃO DO GÁS NATURAL

a. O custo de aquisição do gás natural a fornecer ao mercado regulado é determinado pelo preço médio de aquisição do gás natural nos referidos contratos históricos do CSNG, referindo a ERSE que estes contratos têm atualmente uma indexação mais favorável do que aqueles que estarão atualmente a ser acordados pelos comercializadores, por via da tendência altista verificada nos mercados de referência, em particular no TTF e no MIBGAS.

b. A ERSE antecipa custos de aquisição de gás pelo CURG de 23,02 €/MWh (em 2022) e de 22,60 €/MWh (em 2023), que conduzem a um valor ponderado (25%/75%) de 22,71 €/MWh, o qual ainda que represente um aumento de cerca de 30% face ao valor considerado no ano gás anterior que foi de 17,60 €/MWh, surge como muito inferior aos valores verificados nos meses mais recentes nos diferentes mercados de referência, com a exceção do Henry Hub nos EUA que, contudo, não serve de referência para a Europa uma vez que não incorpora os necessários custos de liquefação e de transporte marítimo. (cf. Fig. 2-7 do Documento de "Proposta de Proveitos Permitidos e Ajustamentos para o AG2022-23"):

Figura 2-7 - Evolução do preço do gás natural nos mercados internacionais



Fonte: ERSE, Refinitiv Eikon

c. Deve atender-se que no cálculo deste custo de aquisição do gás natural, além da própria *commodity*, são incluídos outros *items*, como as tarifas de acesso aplicáveis, custos obrigatórios (por ex. a constituição das reservas de segurança), bem como os custos próprios do CSNG, de acordo com o disposto no Regulamento Tarifário.

d. No documento da Proposta de Tarifas e Preços, a ERSE apresenta a respetiva desagregação que conduz a um valor de custo da *commodity* de 22,8113 €/MWh para o Ano Gás 2022-23:

Quadro 2-24 - Custo unitário de aquisição do gás natural e custos das infraestruturas de gás

Unidade: cent€/kWh (Custo unitário à saída da rede de transporte)	2022-2023
Custo unitário total Infraestruturas (cent€/kWh)	0,08621
Custo GN (Sem custos de ATR, cent€/kWh)	2,19016
Custo GN (Incluindo custos de ATR e encargos de neutralidade, cent€/kWh)	2,28113

Fonte: PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS PARA O ANO GÁS 2022-20223

e. O CT observa que a comparação apresentada pela ERSE para os preços verificados nos contratos históricos do CSNG e nos mercados de referência, evidencia um comportamento divergente, especialmente marcado a partir do 3.º trimestre de 2021, o que sugere que a proposta para o mercado regulado representará custos implícitos de energia não reprodutíveis no mercado livre, como mais detalhadamente discutido noutro ponto deste Parecer.

f. O CT nota ainda que parece existir um consenso nos analistas de mercado de que os níveis de preço nos *hubs* europeus se manterão elevados – observe-se aliás a proposta dos Governos Espanhol e Português para criação de *price cap* no gás natural destinado à produção de eletricidade – pelo que uma fixação excessivamente reduzida do custo do gás natural para o mercado regulado parece estar a assumir que

este ficará indemne ao observado no restante mercado, de muito maior dimensão. É uma opção que surge como algo otimista e que criará uma situação de desequilíbrio concorrencial que não se afigura desejável, quer em termos da credibilização do processo de liberalização, quer da criação de expetativas nos consumidores.

g. Deste modo, o CT recomenda uma reapreciação e melhor fundamentação da proposta na lógica de transparência e objetividade.

B.6.2 TARIFA DE ENERGIA

a. A Tarifa de Energia aplicável na cadeia de fornecimento do CURG para os CURRs deve fundamentalmente permitir recuperar os custos de aquisição do gás natural, determinados nos termos discutidos no ponto anterior, os quais apenas deverão ser afetados pelos Fatores para Perdas e Autoconsumos verificados nas redes.

b. O valor proposto pela ERSE para esta tarifa ascende a 22,7047 €/MWh, conforme indicado no Documento de "Proposta de Tarifas e Preços":

Quadro 3-38 - Tarifa de Energia da atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas

TARIFA DE ENERGIA	
Venda a comercializadores de último recurso retalhistas (EUR/kWh)	0,02270747

Fonte: PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS PARA O ANO GÁS 2022-20223

Dado que este valor é ligeiramente inferior ao custo do gás natural indicado no ponto B.1 anterior (22,8113 €/MWh), o CT sugere que a ERSE apresente alguma clarificação a esta diferença para melhorar a transparência da proposta.

c. Como indicado, o valor da Tarifa de Energia de venda do CURG aos CURRs é finalmente corrigido pelos fatores de perdas e autoconsumos, e desdobrado nos segmentos de consumo BP< e BP> (respetivamente inferiores e superiores a 10.000 m^3/ano), sendo que estes últimos apenas vigorarão até ao final de 2022, data de extinção prevista para as tarifas transitórias para estes consumidores:

Quadro 3-39 - Tarifa de Energia transitória dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m^3

TARIFA DE ENERGIA		
Baixa Pressão ≤ 10 000 m^3 (EUR/kWh)		
BP<	Escalão 1	0,02280063
	Escalão 2	0,02280063
	Escalão 3	0,02280063
	Escalão 4	0,02280063

Quadro 3-40 - Tarifa de Energia transitória dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m^3

TARIFA DE ENERGIA	
Baixa Pressão > 10 000 m^3 (EUR/kWh)	0,03113380

Fonte: PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS PARA O ANO GÁS 2022-20223

B.6.3 MECANISMO DE ADEQUAÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA

a. Nos termos da revisão do Regulamento Tarifário de 2020, a ERSE aprovou um mecanismo para verificação trimestral da adequação do nível da Tarifa de Energia, considerando os custos observados no mercado grossista.

b. A aplicação deste mecanismo obriga a uma variação mínima de 4 €/MWh nos custos de aquisição de gás natural, sendo esta diferença repercutida em 50%. O CT nota que o mecanismo foi já aplicado no Ano Gás 2021-22, com um aumento da Tarifa de Energia de 2 €/MWh, com efeitos a 1 de abril de 2022.

c. Na proposta, a ERSE recomenda a manutenção para o ano gás 2022-23 dos parâmetros acima referidos (4 €/MWh e 50%). Ainda que o CT valorize a estabilidade regulatória, como tem referido em pareceres anteriores, nota que estes parâmetros conduziram a correções da Tarifa de Energia claramente inferiores à evolução do mercado grossista.

d. Por outro lado, o CT nota que, sendo possível à ERSE uma decisão assimétrica quanto à repercussão de eventuais desvios tarifários positivos ou negativos no custo do gás natural pelas Tarifas UGS-II ou de Energia torna-se desejável uma clarificação do procedimento a seguir, relembrando o CT a sua posição de princípio de que desvios tarifários devem ser repercutidos nas tarifas onde tiveram origem.

e. A repercussão dos desvios deste mecanismo na tarifa que lhe deu origem, a Tarifa de Energia, torna- se ainda mais premente para não sujeitar todos os clientes a um aumento adicional aos que já foram por eles sentidos na sua fatura, dado não estarem abrangidos por um mesmo mecanismo de redução das variações do custo de energia.

B.7. ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

B.7.1. PROVEITOS PERMITIDOS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO GROSSISTA

a. Tal como referido em pareceres anteriores, o CT volta a frisar que se mantém uma situação de não reconhecimento dos custos associados a todas as atividades da Comercialização de Último Recurso Grossista.

b. Efetivamente, a ERSE, continua a não atribuir qualquer margem comercial a este operador, mantendo assim o não reconhecimento dos gastos incorridos pelo CURG numa das atividades mais relevantes que exerce, designadamente a gestão contratual dos contratos de compra e venda de gás natural celebrados com os comercializadores de último recurso retalhistas.

B.7.2. PROVEITOS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

a. Os proveitos da função de Comercialização de gás dos comercializadores de último recurso retalhistas caem cerca de 5% face ao ano gás 2021-2022, de 9,577 M€ para 9,144 M€, devido essencialmente à quebra do número de clientes no mercado regulado, com impacto direto nos custos de exploração variáveis destas empresas.

b. A este propósito, o CT, tal como já fez notar em ocasiões anteriores, reafirma a necessidade de monitorização de eventuais desequilíbrios financeiros gerados nestas empresas por via da contínua

migração de clientes para o mercado livre, associada às exigências crescentes a nível da qualidade de serviço e outras obrigações regulamentares, fiscais e legais. Assim, é recomendável que a ERSE acompanhe a repartição dos custos destas empresas entre fixos e variáveis, tendo em conta que com a continuada migração de clientes para o mercado livre, a recuperação dos custos fixos pode não estar assegurada.

c. O CT recupera a sua recomendação de pareceres anteriores no sentido de ser efetuada uma análise do modelo de organização da atividade de comercialização de último recurso retalhista, considerando o seu carácter progressivamente residual e tendencialmente decrescente.

B.7.3. TARIFAS DE COMERCIALIZAÇÃO

Relativamente às tarifas de comercialização, mantém-se a desagregação entre tarifa de comercialização dos CURRs para fornecimentos inferiores a 10 mil m^3/ano e para fornecimentos superiores a 10 mil m^3/ano, salientando-se que no caso dos fornecimentos a consumidores em AP, MP e BP> em regime supletivo, se aplica a tarifa para fornecimentos superiores a 10 mil m^3/ano.

B.8. ATIVIDADE DE OPERAÇÃO LOGISTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

B.8.1. TARIFA DE OLMC

a. A tarifa de OLMC aplicada pelo OLMC ao ORT permite recuperar os proveitos permitidos desta atividade. Esta tarifa é composta por um preço de capacidade utilizada, diferenciado para entregas em AP e para entregas em redes de distribuição.

Tarifa	Preço médio 2021-2022	Preço médio 2022-2023	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	0,00 €/MWh Receitas: 312 k€ Quantidades: 65 407 GWh	0,01 €/MWh Receitas: 355 k€ Quantidades: 64 540 GWh	15,4%	9,9%	5,0%

Fonte: DOCUMENTO "PROPOSTAS DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS PARA O ANO GÁS DE 2022-2023"

b. Face ao ano gás 2021-2022, o preço médio da tarifa do OLMC aumenta em 15,4%, devido, por um lado, a um aumento da componente tarifária associada aos proveitos permitidos determinados para esta atividade e, por outro, à diminuição das quantidades previstas.

c. As características das atividades relativas ao OLMC fazem com que o custo mais relevante esteja associado ao número de solicitações decorrentes de ambos os setores regulados (eletricidade e gás). Assim, a variável de faturação mais adequada para refletir este custo é o termo fixo.

d. Uma vez que a tarifa de AP não contempla esta variável de faturação, a tarifa de OLMC encontra- se refletida no termo de capacidade, motivo pelo qual há diferenças entre a tarifa para entrega em redes de distribuição e a tarifa para entrega em redes de transporte (AP).

e. Face ao ano gás 2021-2022, a tarifa para entregas em redes de distribuição apresenta uma redução de 4,4%, enquanto que para entregas em AP aumenta em 5,1%. Embora o CT compreenda os motivos inerentes a este cenário, em que o preço médio da tarifa aumenta, reduzindo-se a tarifa para entregas em redes de distribuição e aumentando a tarifa para entregas em AP.

f. O CT reitera assim a observação de pareceres anteriores relativa às dificuldades práticas que esta estrutura de faturação cria, bem como a sugestão para a sua reavaliação, ligando-a ao número de mudanças de comercializador.

B.8.2. REGIME LEGAL DO OLMC

a. Na sequência da audição do OLMC pelo CT, em 14 de abril de 2021, no âmbito do Parecer daquele Conselho à "Proposta de Tarifas e Preços de gás para o ano gás de 2021-2022", foram transmitidas um conjunto de preocupações pelo facto de este se encontrar incluído na ADENE, pessoa coletiva de utilidade pública e, consequentemente, no perímetro do Orçamento de Estado quanto ao reporte funcional, jurídico e económico do OLMC.

b. Relativamente a esta matéria, o CT continua a manter o entendimento expresso no parágrafo anterior, insistindo que a ERSE deverá promover, junto do legislador, a conveniente alteração do regime legal do OLMC, no sentido de clarificar que a sua atividade deve compreender, exclusivamente, a operacionalização da mudança de comercializador.

c. Importa agora relembrar o parecer do CT à Consulta Pública n.º 63, "Revisão do Regulamento Tarifário do SGN", de 2 de março de 2018, e aprovado por unanimidade, em que foram emitidas um conjunto de recomendações no que respeita à atividade do OLMC, das quais se destacam:

"D. Proveitos permitidos ao Operador Logístico de Mudança de Comercializador:

4) Aquando da revisão do RT do SEN, o CT apresentou no seu parecer, as seguintes preocupações que importa aqui replicar, uma vez que se trata da mesma problemática, agora adaptada ao SNGN:

a) Deverá existir um cuidado especial na separação das atividades e na identificação dos seus custos para que não sejam considerados em duplicado ou, noutras situações, por omissão;

b) O valor a recuperar através da tarifa OLMC não deverá ser superior ao que se verificou em média nos últimos anos, para esta atividade;

5) Uma vez que o diploma acima referido, no n. º2 do art.º 3º, consagra como atividade do OLMC diversas funções que recaem fora da gestão direta do processo de mudança de comercializador, é entendimento do CT que, para o processo de fixação dos proveitos permitidos e restantes parâmetros regulatórios do OLMC, a correspondente atividade regulada deverá respeitar exclusivamente à atividade de gestão do processo de mudança de comercializador.

6) O CT entende que o legislador foi explícito aquando da definição das formas de financiamento do OMLC, pelo que reitera a necessidade de ser monitorizado o cumprimento do disposto no art.6º do diploma legal acima mencionado, que "refere que as tarifas de energia como fonte de financiamento não poderão constituir um agravamento de custos para os respetivos clientes finais".

…

9) O CT considera assim de extrema importância que se garanta a transparência de todo o mecanismo de financiamento do novo OLMC, continuando a ERSE a acompanhar a evolução histórica dos custos com o processo de gestão de mudança de comercializador no setor do Gás Natural.

10) Por outro lado, a mudança da atividade de OLMC da REN Gasodutos para a ADENE em janeiro de 2018 deverá originar a oportuna transferência para o novo operador dos montantes alocados a esta atividade, sem criar sobrecustos ao sistema ou desvios para a próxima definição das tarifas de 2018/2019, mas assegurando a correta continuidade das operações."

d. A finalizar, o CT reafirma que a transferência para os consumidores de outros custos que não os decorrentes da atividade de mudança de comercializador, configura uma medida desadequada e não justa, que não tem guarida na lei.

B.9 EVOLUÇÃO TARIFÁRIA

B.9.1. ADITIVIDADE TARIFÁRIA

a. O princípio da aplicabilidade da aditividade tarifária ao cálculo de tarifas está consagrado no Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação do Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro, para garantir que sejam alocados aos clientes apenas os custos associados às atividades utilizadas no abastecimento do seu ponto de consumo.

b. A ERSE determina os custos de todas as atividades envolvidas no SNG, de acordo com os serviços que lhe estão associados e respetivos custos que decorrem da sua operação. Estes são posteriormente agregados em Tarifas de Acesso às Redes de acordo com as atividades necessárias ao abastecimento de cada tipo de cliente. Neste sentido, as tarifas de acesso às redes suportadas por cada cliente estão dependentes do nível de pressão a que este se encontra ligado.

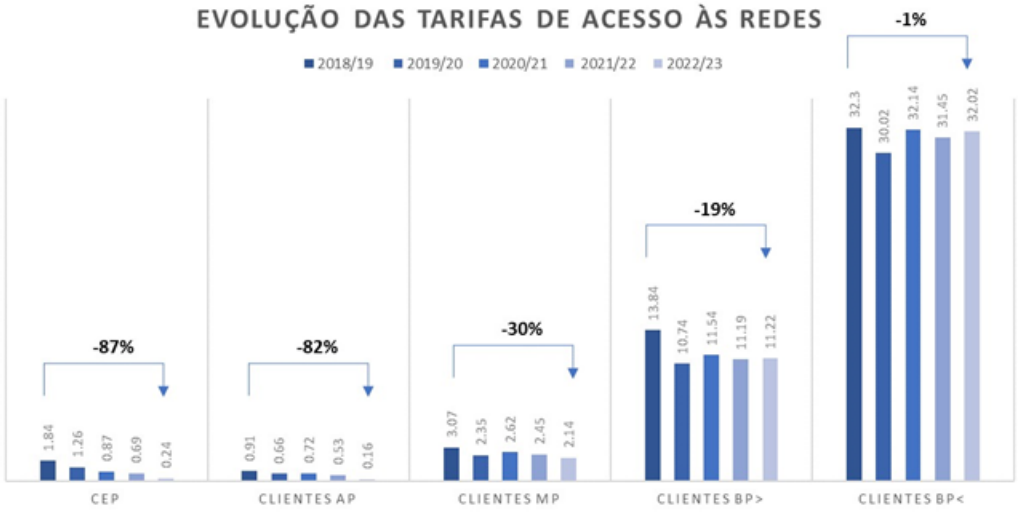
c. Para além das tarifas de acesso, os clientes em mercado livre suportam os custos de energia negociados livremente com comercializadores em mercado.

d. No caso dos clientes em mercado regulado, à Tarifa de acesso às redes, somam a Energia e a tarifa de Comercialização, resultando na Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais.

e. O CT concorda com o princípio associado à aditividade tarifária na definição das tarifas reguladas e reitera o que já manifestou em pareceres anteriores, nomeadamente a necessidade permanente de manutenção do rigor na determinação dos custos eficientes e dos proveitos permitidos e a revisão dos critérios de atribuição destes às respetivas variáveis de faturação a serem suportadas pelos vários consumidores nos diversos níveis de pressão.

B.9.2 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

a. Analisando a evolução das tarifas de acesso às redes dos últimos cinco anos gás, o CT não pode deixar de salientar a sua redução para todos os níveis de pressão, com reduções mais acentuadas a serem sentidas pelos clientes ligados a níveis de pressão mais elevados.



Fonte: Elaboração própria

b. A variação das TAR por nível de pressão está muito associada à aditividade tarifária e à variação das tarifas por atividade já analisadas em ponto prévio deste parecer. O quadro seguinte mostra essa variação tarifária:

Quadro 0-5 - Variação tarifária das tarifas por atividade

Tarifas por atividade	Variação tarifária 2022-2023/2021-2022
Infra-estruturas de Alta Pressão	
Tarifa de Uso do Terminal de GNL	0,0%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	-3,0%
Acesso às Redes e Gestão Global do Sistema	
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	-53,1%
Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	9,9%
Tarifa de Uso Global do Sistema	-94,4%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	4,1%

Fonte: PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS PARA O ANO GÁS 2022-2023

c. É de salientar, nesta proposta, a descida das tarifas por atividade associadas ao Uso Global do Sistema (-94.4%) e ao Uso das Redes de Transporte (-53%), o que ajuda a compreender a diferença significativa entre as tarifas de acesso propostas para clientes AP e os restantes clientes.

d. A proposta de tarifas da ERSE para o ano gás 2022-2023 mostra uma variação tarifária por tipologia de clientes muito díspares para o próximo ano gás, nomeadamente: -72,1% para os Centros Electroprodutores (CEP), -71,1% para os clientes em AP, -13,1% em MP, +1,2% em BP> e +1,2% em BP<, como pode ser notado na figura abaixo.

Figura 6-7 - Receitas, quantidades e preços médios associados às tarifas de Acesso às Redes, por tipo de cliente [53]

Tarifa de Acesso às Redes	Preço médio 2021-2022	Preço médio 2022-2023	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Centros eletroprodutores	0,69 €/MWh Receitas: 17 280 k€ Quantidades: 25 032 GWh	0,24 €/MWh Receitas: 5 448 k€ Quantidades: 23 180 GWh	-66,0%	-72,1%	22,2%
Clientes em Alta Pressão	0,49 €/MWh Receitas: 7 153 k€ Quantidades: 14 498 GWh	0,16 €/MWh Receitas: 2 346 k€ Quantidades: 15 036 GWh	-68,4%	-71,1%	9,5%
Clientes em Média Pressão	2,45 €/MWh Receitas: 42 632 k€ Quantidades: 17 415 GWh	2,14 €/MWh Receitas: 38 220 k€ Quantidades: 17 900 GWh	-12,8%	-13,1%	0,3%
Clientes em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m³	11,19 €/MWh Receitas: 45 799 k€ Quantidades: 4 093 GWh	11,22 €/MWh Receitas: 45 660 k€ Quantidades: 4 071 GWh	0,2%	1,2%	-1,0%
Clientes em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³	31,45 €/MWh Receitas: 135 919 k€ Quantidades: 4 321 GWh	32,02 €/MWh Receitas: 137 864 k€ Quantidades: 4 306 GWh	1,8%	1,2%	0,6%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde.

Fonte: PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS PARA O ANO GÁS 2022-2023

B.9.3 LIMIAR DE CONSUMO E DEMAIS CARACTERÍSTICAS PARA APLICAÇÃO DE TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES OPCIONAIS EM MÉDIA PRESSÃO E EM BAIXA PRESSÃO>

a. Todos os consumidores com faturação em Média Pressão (MP), incluindo os consumidores com ligação em Baixa Pressão (BP) e faturação em MP, com consumos anuais superiores ou iguais a 10 000 000 m^3/ano podem optar por tarifas de acesso às redes opcionais em MP.

b. Esta tarifa tem como objetivo evitar decisões de investimento inadequadas numa perspetiva global, como a da construção de ligações diretas à rede AP por grandes clientes, atualmente abastecidos em MP ou BP, consequência dos níveis tarifários mais elevados da tarifa de Acesso às Redes de Distribuição. Por outro lado, evita um aumento nas tarifas de Acesso às Redes a serem suportadas por todos os consumidores ligados às redes de distribuição em MP e em BP, devido a uma redução do volume distribuído através destas infraestruturas.

c. Note-se que este mecanismo não entra em consideração com os custos da TOS suportados pelos clientes abastecidos pelas redes de distribuição e que não são aplicáveis aos clientes em AP, o que aumenta o diferencial de custos gerado entre os clientes abastecidos em AP e os abrangidos por este mecanismo.

d. A definição do valor de desconto a aplicar encontra-se regulamentado através de uma fórmula dependente do consumo e da distância à rede AP de cada ponto de consumo em particular. O termo fixo da fórmula 'Cw' é definido por uma outra fórmula que depende das diferenças tarifárias entre AP e MP e também da modulação[26] considerada:

$$C_w = \left[(TW_{MP} - TW_{AP}) + \frac{365}{modulação} \times (TCap_{MP} - TCap_{AP}) \right]$$

e. O CT toma boa nota da alteração de metodologia para fixação do termo fixo do desconto, introduzida pela ERSE em resposta à recomendação do CT no decurso da proposta de tarifas para 2021-2022. De facto, a atualização naquele momento do valor de modulação para 253 dias teria tido um impacto muito penalizador para o grupo de consumidores abrangidos por este desconto, que incluiria agravamento tarifário para os mesmos.

f. A atual proposta tarifária prevê que o diferencial médio a aplicar à AP e à MP varie de 1.96 €/MWh (tarifas para 2021/22) para 1.98 €/MWh (proposta de tarifas para 2022/2023), o que significa um incremento de 0.02 €/MWh do referido diferencial. Já o termo fixo presente na proposta é atualizado para 0.001827 €/kWh quando nas tarifas para 2021/22 foi fixado em 0.001921 €/kWh, o que corresponde a uma diminuição 0.094 €/MWh.

g. O CT constata o desalinhamento, embora ténue, entre diferencial tarifário e termo fixo da fórmula, que se justifica pela atualização progressiva dos valores considerados para modulação já referida (de 195 dias nas tarifas de 2021/2022 para 224 dias na atual proposta, projetando-se que passe para 253 dias no próximo período tarifário).

h. Face ao impacto que a modulação tem no cálculo deste desconto, o CT recomenda que na abordagem ao desconto, a ERSE inclua a sua evolução histórica atualizada.

i. Por outro lado, o CT relembra que o objetivo deste mecanismo é evitar investimentos considerados ineficientes na mudança de abastecimento de clientes da rede de MP para AP.

j. O CT alerta que a tendência que se tem verificado de reduzir o valor do desconto pode conduzir a que os clientes ligados a MP possam ver vantagens económicas em mudar de nível de pressão, e avançar com pedidos destes novos investimentos.

[26] A modulação, medida em dias, define-se como o quociente entre o consumo anual e o consumo diário máximo (ou seja, a capacidade).

B.9.4. OPÇÕES TARIFÁRIAS DE ACESSO ÀS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

a. No ano gás 2022-2023, as opções tarifárias de acesso às redes de distribuição em MP e em BP>[27] mantêm-se as seguintes: tarifa de longas utilizações, tarifa de curtas utilizações; tarifa flexível anual e tarifa flexível mensal.

b. Os fatores multiplicativos que relacionam os preços de capacidade das opções tarifárias flexíveis em MP e em BP> com os preços de capacidade da opção tarifária de longas utilizações para o ano gás 2022-2023 são apresentados no quadro seguinte.

Quadro 9-6 - Fatores multiplicativos das tarifas flexíveis em MP e BP>

	Mês	Fatores multiplicativos	
		Tarifa anual	Tarifa mensal
Inverno	jan	-	2,50
	fev	-	2,50
	mar	-	2,50
Verão	abr	1,25	1,25
	mai	1,25	1,25
	jun	1,25	1,25
	jul	1,25	1,25
	ago	1,25	1,25
	set	1,25	1,25
Inverno	out	-	2,50
	nov	-	2,50
	dez	-	2,50

Fonte: ERSE- Proposta de Estrutura Tarifária no ano gás 2022-2023

b. Tal como em anteriores pareceres, o CT volta a sublinhar a importância de assegurar opções de contratação flexíveis para os consumidores, em particular para aqueles que, pela sua dimensão, disponham de sistema de telecontagem.

B.9.5. ESCALÕES DE CONSUMO NAS TARIFAS DE USO DAS REDES DE AP, MP E BP>

a. A ERSE introduziu escalões de consumo nos vários níveis de pressão no ano gás 2016-2017, com o propósito de aproximar as Tarifas de Acesso às Redes (TAR) entre os vários níveis de pressão nos intervalos de consumo em que se observam diversos consumidores com características de consumo semelhantes, mas ligados a redes de pressão diferentes.

b. As TAR em MP e BP> 10 000m^3/ano, de longas utilizações e de curtas utilizações, apresentam os seguintes escalões de consumo por nível de pressão:

   - Média Pressão:
     - Consumo anual < 2 000 000 m^3
     - Consumo anual >= 2 000 000 m^3
   - Baixa Pressão > 10 000m^3/ano:
     - 10 000 m^3 < Consumo anual < 700 000 m^3
     - Consumo anual >= 700 000 m^3

c. O CT regista que a proposta agora apresentada pela ERSE mantém as descontinuidades tarifárias nas fronteiras dos escalões de consumo face ao ano gás anterior.

d. As variações tarifárias por nível de pressão e por escalão de consumo são apresentadas pela ERSE no gráfico seguinte:

[27] Baixa pressão para consumos anuais superiores a 10 000 m^3

Figura 10-2 - Variação tarifária na tarifa de Acesso às Redes por nível de pressão e por escalão de consumo

Fonte: PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS PARA O ANO GÁS 2022-2023

Constata-se que os consumidores localizados no 2º escalão de consumo de cada nível de pressão terão reduções tarifárias superiores aos que se localizam no 1º escalão.

e. A ERSE apresenta uma análise dos impactes económicos na faturação dos clientes na fronteira dos escalões de consumo, a partir de uma amostra de 679 consumidores recolhida previamente, relativa ao ano de 2021:

- consumidores BP na fronteira de 700 000 m^3/ano

Da análise realizada, conclui-se que cerca de 1% dos consumidores da amostra (8 de 679 consumidores) teria benefício económico em incrementar o consumo para aceder à tarifa de acesso BP >= 700 000 m^3/ano.

- consumidores BP na fronteira de 1 000 000 m^3/ano

Da análise realizada, conclui-se que cerca 2% dos consumidores da amostra (12 de 679 consumidores) teriam benefício económico em incrementar o consumo para aceder à tarifa de acesso de MP <2 000 000 m^3.

- consumidores MP na fronteira de 2 000 000 m^3/ano

Da análise realizada, conclui-se que cerca 0.3% dos consumidores da amostra (2 de 679 consumidores) teriam benefício económico em incrementar o consumo para aceder à tarifa de acesso de MP >=2 000 000 m^3.

f. O CT reafirma que se devem evitar benefícios de consumidores menos eficientes por força da descontinuidade tarifária dos escalões de consumo, pelo que recomenda à ERSE a adoção dos mecanismos necessários que evitem estas descontinuidades.

B.10. TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS

a. O Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho, deu início ao processo de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás, estabelecendo o procedimento aplicável à extinção das tarifas reguladas de venda de gás a clientes finais com consumos anuais superiores a 10 000 m^3. Este diploma determinou, a título transitório, para os comercializadores de último recurso a obrigação de continuar a fornecer gás aos clientes finais que, até data a definir através de portaria do membro do Governo responsável pela área de energia, não tivessem contratado fornecimento no mercado livre.

b. Dando continuação aos objetivos de liberalização do mercado interno de gás, o Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, na redação atual, veio estabelecer um regime idêntico, destinado a permitir a extinção gradual, de todas as tarifas reguladas de venda de gás a clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m^3.

c. Em 1 de Abril de 2020 foi publicada a Portaria n.º 83/2020 que determinou as seguintes datas para a extinção da TTVCF:
   - o para clientes de Baixa Pressão com consumos anuais de gás superiores a 10 000 m^3 é 31 de dezembro de 2022;
   - o para clientes com consumos anuais de gás inferiores ou iguais a 10 000 m^3 vigoram até 31 de dezembro de 2025.

d. As tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos em Alta Pressão e Média Pressão encontram-se extintas, desde julho de 2012 e outubro de 2020, respetivamente.

e. O Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro, estabelece que a definição da metodologia de atualização das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais se efetua através de portaria do membro do Governo responsável pela área da energia o que se concretizou pela Portaria n.º 108-A/2015, de 14 de abril, alterada pela Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro.

f. De acordo com o estabelecido no n.º 1, do artigo 2.º- A da referida Portaria, caso o membro do Governo responsável pela área da energia não publique o despacho referido no n.º 1 do artigo 2.º da Portaria n.º 108-A/2015 até ao dia 15 do último mês do período em curso cabe à ERSE definir o parâmetro $YYii,pp$, que condiciona a variação do fator de agravamento.

g. Em abril de 2020, a ERSE procedeu a uma alteração do Regulamento Tarifário, após consulta pública, aprovando um mecanismo de adequação da tarifa de energia, que prevê a possibilidade da tarifa de energia e das tarifas que dela dependem serem revistas trimestralmente (Regulamento ERSE n.º 5/2020, de 28 de abril).

h. No quadro seguinte apresentam-se os preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso para os clientes com um consumo anual de gás inferior ou igual a 10 000 m^3, a vigorarem a partir do dia 1 de outubro de 2022.

Quadro 3-56 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m^3

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10 000 m^3/ano					
Escalão	(m^3/ano)			Termo tarifário fixo	Energia
				EUR/dia	EUR/kWh
Escalão 1	0	-	220	0,0750	0,0573
Escalão 2	221	-	500	0,1129	0,0536
Escalão 3	501	-	1 000	0,1499	0,0506
Escalão 4	1 001	-	10 000	0,1741	0,0496

Fonte: PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS PARA O ANO GÁS 2022-2023, pag 136

i. No quadro 3-57 apresentam-se os preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso aplicáveis aos consumidores com consumo anual superior a 10 000 m^3, a vigorarem a partir do dia 1 de outubro de 2022. Estas tarifas aplicam-se até 31 de dezembro de 2022, data da extinção das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para BP>.

Quadro 3-57 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m³

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO > 10.000 m³ ANO					
Opção tarifária	(m³/ano)	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
			Fora de Vazio	Vazio	
		EUR/dia	EUR/kWh	EUR/kWh	EUR/(kWh/dia)/dia
Diária	10 000 - 700 000	0,2435	0,039784	0,032861	0,00147208
	≥ 700 000	0,2435	0,036370	0,032861	0,00147208
Mensal	10 000 - 100 000	2,1481	0,045325	0,041816	
	≥ 100 000	13,7617	0,042156	0,038648	

Fonte: PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS PARA O ANO GÁS 2022-2023, pag 137

j. De acordo com o último Boletim do Mercado Liberalizado do Gás Natural relativo a janeiro de 2022, o mercado regulado representa cerca de 14,8 do número total de clientes, ou seja, cerca de 229 mil clientes, e cerca de 2% do consumo de gás natural em Portugal.

k. Adicionalmente, importa referir que, de acordo com o Boletim das Ofertas Comerciais de Gás Natural publicado pela ERSE, referente ao 1º trimestre de 2022, entre os 12 comercializadores com ofertas de gás e os 6 comercializadores com ofertas duais:

   - nas ofertas duais, o número de comercializadores com ofertas inferiores à Tarifa Regulada é de um, para os três consumidores tipo;
   - nas ofertas de gás não existe nenhuma oferta de gás mais competitiva do que a Tarifa Regulada, para os três consumidores tipo.

l. O CT reconhece a importância do aprofundamento do mercado livre e, por esse motivo, reitera a recomendação expressa no parecer anterior que a ERSE mantenha o seu foco na transmissão de mensagens claras e informativas ao mercado, nomeadamente sobre a coexistência entre mercado regulado e mercado livre, a existência de simuladores, bem com outras matérias capazes de aumentar o desejável nível de literacia energética dos consumidores.

m. Tendo em consideração a atualização da vigência das tarifas transitórias, e observando-se uma estabilização da dimensão do mercado regulado, o CT recomenda que a ERSE continue a monitorizar uma adequada transição dos clientes em mercado regulado para o mercado liberalizado, salvaguardando os interesses dos consumidores e assegurando o adequado equilíbrio económico - financeiro dos comercializadores de último recurso.

C. PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS A VIGORAREM EM 2022-2023 E CUSTO MÁXIMO PARA O TRANSPORTE DE GNL POR CAMIÃO-CISTERNA

C.1. PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS A VIGORAREM EM 2022-2023

a. Nos termos previstos no RRC, cabe à ERSE a fixação anual dos preços dos serviços regulados que são prestados pelos ORD e CURR, tendo por base a proposta apresentada pelas entidades reguladas. Estes preços são fixados para os seguintes serviços:

   - Preço de leitura extraordinária; (ORD)
   - Quantia mínima a pagar em caso de mora; (CURR)
   - Preços dos serviços de interrupção e de restabelecimento do fornecimento de gás. (ORD)

b. Adicionalmente, o RRC estabelece que a ERSE deverá aprovar:

   - Encargos com a rede a construir;

- Valores de referência, a considerar para efeitos tarifários, referentes aos custos com a integração nas redes de polos de consumo existentes;
- Fatores a considerar no cálculo do sobrecusto de veiculação de gás natural relativamente ao custo médio dos ativos considerados nas tarifas de uso das redes, para ligações às redes de instalações com consumo anual superior a 10 000 m^3 (n).

c. No que diz respeito aos preços dos serviços prestados pelos operadores das redes de distribuição, a ERSE recebeu propostas dos CURR, da Galp Gás Natural Distribuição, S.A. (GGND) (em representação dos operadores das redes de distribuição Beiragás, Dianagás, Duriensegás, Lisboagás, Lusitaniagás, Medigás, Paxgás, Setgás e Tagusgás), da REN Portgás Distribuição, S.A. e da Sonorgás.

d. Relativamente à quantia mínima a pagar em caso de mora, a ERSE, na presente proposta para o ano gás 2022-2023, considera adequada a manutenção dos valores em vigor, de acordo com o proposto pelos CURR.

e. Quanto aos preços dos serviços de leitura extraordinária, de interrupção e de restabelecimento do fornecimento de gás, a ERSE propõe um aumento de 12% face aos valores em vigor, como proposto pelos operadores das redes de distribuição, justificado pela subida de preços resultante, em grande parte, da pandemia COVID-19 e do conflito armado na Ucrânia.

f. Muito embora os preços destes serviços regulados se tenham mantido inalterados durante um período de 10 anos, o CT considera ainda assim que se trata de um aumento significativo que carece de melhor justificação, particularmente quanto à evolução dos indutores que contribuem para a prestação destes serviços.

g. Já no que se refere aos encargos com a rede a construir e aos valores de referência a considerar no cálculo dos custos de integração de polos de consumo existentes nas redes de gás, a ERSE propõe um aumento de 12% face aos valores em vigor, como proposto pela REN Portgás Distribuição, S.A. e pela Sonorgás.

h. Por último, a ERSE regista de forma positiva a proposta apresentada pelos operadores das redes de distribuição para revisão da percentagem do custo verificado para a construção de ligação à rede de distribuição de instalações com consumo anual superior a 10 000 m^3 (n), contudo entende "que o momento mais adequado para a necessária discussão de proposta com estas características é no contexto do exercício de revisão regulamentar que antecede o novo período regulatório". Neste sentido, a ERSE sugere que nesse âmbito os operadores das redes de distribuição apresentem novamente esta proposta.

i. O CT concorda com a posição da ERSE, entendendo que devem ser avaliados e promovidos mecanismos com racionalidade económica que estimulem a ligação de clientes com consumo anual superior a 10.000m^3.

C.2. CUSTO MÁXIMO PARA O TRANSPORTE DE GNL POR CAMIÃO-CISTERNA

a. Os custos de transporte de GNL, por camião-cisterna, para unidades autónomas de gás natural (UAG), privadas ou públicas, são suportados pelo operador da rede de transporte (ORT), até um custo máximo determinado. Estes custos são recuperados através da aplicação da tarifa de uso da rede de transporte, aos agentes de mercado que transportam gás natural em cisterna, relativamente aos fornecimentos em UAG e em redes interligadas. Este mecanismo, previsto no RT, permite uma perequação de custos evitando a discriminação negativa de zonas do país que não têm acesso à rede de transporte.

b. Relativamente à evolução da quantidade de UAG abastecidas e das cisternas carregadas, verifica-se, na figura abaixo, um aumento no número de UAG abastecidas (10%) e no número de cargas de cisternas (12%), em 2021 face a 2020.

c. A figura infra permite também concluir que a proporção do custo coberto pelo financiamento do ORT varia consoante o comercializador e situa-se entre 90% e 100% do custo total incorrido pelo comercializador.

Figura 5-1 – Caracterização de quantidade de UAG e cisternas

Fonte: PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS PARA O ANO GÁS 2022-2023

d. Quanto à evolução do sobrecusto, a figura abaixo apresenta o custo unitário aceite e a tarifa de acesso paga pelos operadores, nos últimos nove anos, onde se evidencia a redução da tarifa e o aumento do custo aceite relativamente a 2020. É possível verificar ainda que, o aumento do custo aceite em 2021 se deve ao aumento da distância média percorrida por cada carregamento.

Figura 5-2 – Custo unitário aceite e tarifa a suportar pelos operadores

Fonte: PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS PARA O ANO GÁS 2022-2023

e. O CT salienta que, segundo a proposta em apreço, foi integrada uma nova solução logística com o transportador Medway para transporte ferroviário, como forma de complemento ao transporte por rodovia, o que permite concretizar os objetivos de segurança de abastecimento, renovação de frota e redução de impacto ambiental pretendidos pelo Gestor Logístico das Unidades Autónomas de GNL (GL-UAG).

f. Finalmente o CT alerta para os efeitos do aumento do preço dos combustíveis na sustentabilidade da operação dos transportadores rodoviários o que, pelos constrangimentos colocados às Empresas, aconselha a ponderação da ERSE sobre esta questão.

D. MERCADO LIVRE

D.1. PROCESSO DE EXTINÇÃO DAS TTVCF

a. Atualmente, as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais (TTVCF) aplicáveis aos fornecimentos em Alta Pressão e Média Pressão já se encontram extintas, tendo a Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, estabelecido a prorrogação do prazo para a extinção das TTVCF da BP> e da BP< até 31 de dezembro de 2022 e 31 de dezembro de 2025, respetivamente.

b. Por outro lado, o último Boletim do Mercado Liberalizado do Gás Natural publicado pela ERSE (relativo a janeiro de 2022) reporta que o mercado regulado ainda fornecia 229 mil clientes (cerca de 14,8% do número total de clientes de gás e menos 15 mil clientes que um ano antes), mas apenas cerca de 2,2% do consumo de gás em Portugal.

c. O CT reconhece a importância do processo de extinção das TTVCF, assim como o aprofundamento do mercado livre, recomendando que a ERSE assegure uma comunicação clara sobre a coexistência entre mercado regulado e mercado livre, a existência de simuladores de preço, e mantenha como prioridade aumentar o necessário nível de literacia energética dos consumidores, para que estes possam fazer escolhas conscientes e informadas.

d. Tendo presente a prorrogação das TTVCF ainda vigentes, o CT recomenda que a ERSE continue a monitorizar a adequada transição dos clientes em mercado regulado para o mercado liberalizado, salvaguardando os interesses dos consumidores, a saudável concorrência em mercado e assegurando o adequado equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso.

D.2. IMPACTE ESPERADO NA COMPONENTE DE ENERGIA NO MERCADO LIVRE

a. O CT nota que, na Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2022-2023, a ERSE entendeu apresentar, tal como no passado, uma simulação teórica de eventuais impactes nos preços do mercado livre, se ocorrer uma atualização do preço da componente de energia no mercado livre em linha com a componente de energia no mercado regulado.

b. De referir, no entanto, que a componente de energia nas tarifas de venda ao mercado regulado para o ano gás 2022-2023 foi apurada com base em dois contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take-or-pay* (em concreto os dois últimos contratos históricos de GNL com a empresa nacional da Nigéria) que não serão representativos das condições disponíveis no mercado livre.

c. Efetivamente, para os comercializadores em mercado livre, os índices mais relevantes para a formulação das suas ofertas serão o MIBGAS ou o Zeebrugge (e mesmo o TTF) que, como se pode observar no gráfico mais abaixo, registaram aumentos muitíssimo significativos no último ano (mais que quintuplicaram, para valores cima dos 100 €/MWh).

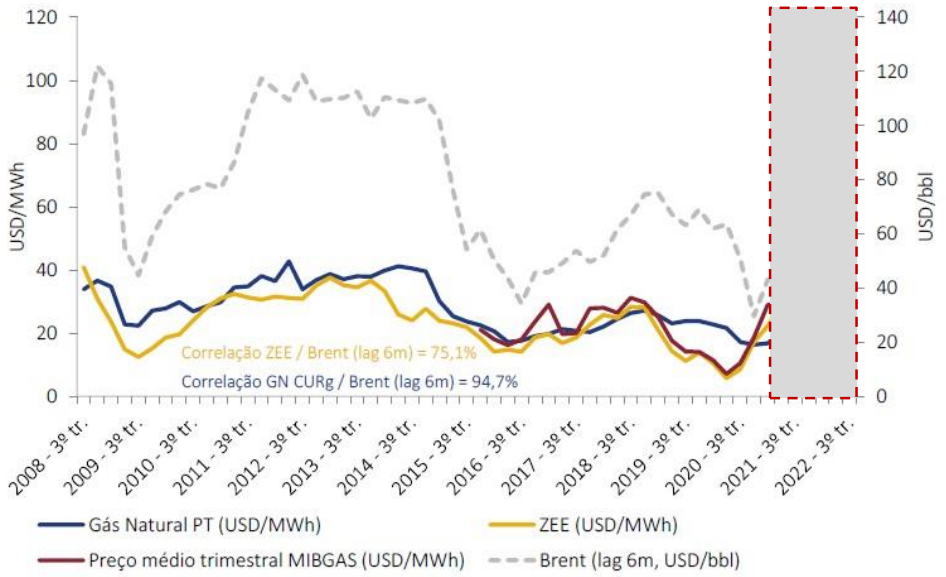
d. Os alertas deixados, entre outros, pelo Banco Mundial, pela OCDE e pela Comissão Europeia, consideram que a tendência de preços altos iniciada em 2021 manter-se-á, com elevada probabilidade, no ano de 2022.

e. A atual guerra que decorre na Ucrânia e as notícias que dão conta de sanções à Rússia, que fornece cerca de 19% do gás natural no mundo, são também sinais evidentes de que os preços se manterão elevados, nos mercados de energia em geral e no de gás em particular.

f. Em contrapartida, da informação constante da proposta apresentada pela ERSE, os contratos de aprovisionamento de longo prazo que garantem o fornecimento de gás natural em Portugal para os

CUR (no gráfico, Gas Natural PT) e, assim são o referencial do preço, assinalaram aumentos relativamente modestos (aumentos na casa dos 5€/MWh).

Figura 2-1 - Evolução dos preços e custos do gás natural e correlação com o preço do petróleo com desfasamento de 6 meses



Nota: Não é apresentada a correlação com o MIBGAS por ter um número mais reduzido de observações, sendo que a correlação obtida com estes dados não foi muito significativa.

Fonte: ERSE, Refinitiv Eikon

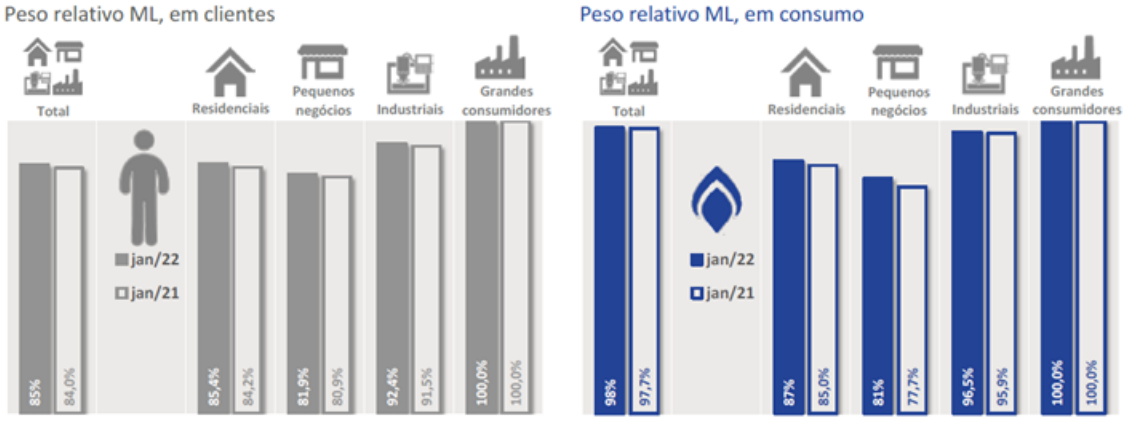
g. Assim, é entendimento do CT que a simulação teórica efetuada pela ERSE sobre eventuais impactes nos preços do mercado livre não se aproxima, nem sequer remotamente, do que se pode antecipar poderem vir a ser, na realidade, tais impactes, sendo gerada, consequentemente, uma expectativa irrealista de tal evolução.

h. Adicionalmente, tendo a ERSE o dever estatutário de fomentar e garantir a observância das regras da concorrência nos setores por si regulados (sem prejuízo das competências da Autoridade da Concorrência), entende o CT, tal como no passado, que a apresentação de tais simulações teóricas deverá ser evitada, na medida em que pode ser percecionada como possível condicionante ou sugestão de atuação dos comercializadores em regime de mercado.

D.3. EVOLUÇÃO DO MERCADO LIVRE

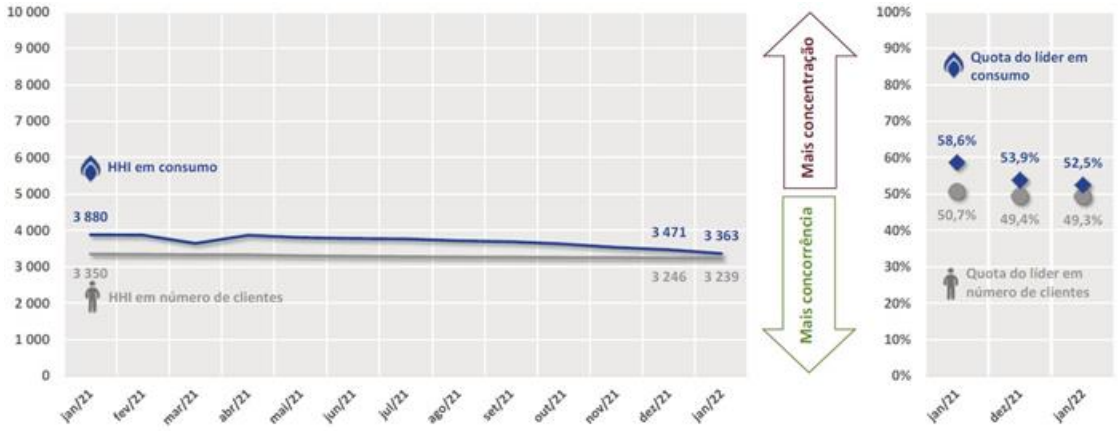
a. O último Boletim publicado pela ERSE relativo ao Mercado Liberalizado de Gás Natural (relativo ao mês de janeiro de 2022), globalmente, o número de clientes em mercado livre ascende a 1.318.943 (cerca de 85,2% do número total de clientes, representando o respetivo consumo cerca de 97,8% do consumo total).

b. Regista-se, assim, que a grande maioria dos clientes já optaram por um comercializador em mercado livre, tendo esse número aumentado no último ano, conforme se pode verificar na tabela abaixo:



Fonte: BOLETIM SOBRE LIBERALIZAÇÃO DO MERCADO DE GÁS NATURAL DA ERSE RELATIVO A JANEIRO DE 2022

c. Importa ainda destacar o aumento, no último ano, do número de comercializadores a operar no mercado livre, assim como uma ligeira diminuição da concentração de mercado neste período, evidenciada pela redução do índice *Herfindahl-Hirschman* e das quotas dos líderes de mercado:



Fonte: BOLETIM SOBRE LIBERALIZAÇÃO DO MERCADO DE GÁS NATURAL DA ERSE RELATIVO A JANEIRO DE 2022

Fonte: BOLETIM SOBRE LIBERALIZAÇÃO DO MERCADO DE GÁS NATURAL DA ERSE RELATIVO A JANEIRO DE 2022

d. O CT reconhece ser função fundamental da ERSE, não só a supervisão da evolução numérica da liberalização do mercado, como também a promoção da literacia energética dos clientes, nomeadamente no que respeita aos determinantes da formação dos preços, em especial no atual contexto de elevada volatilidade mercados de *commodities*.

E. TARIFA SOCIAL

a. O Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, criou a tarifa social de gás natural com o objetivo de proteger os consumidores economicamente vulneráveis, garantindo-lhes o acesso a um bem essencial, como é o fornecimento de gás, independentemente do prestador e que consiste num desconto na tarifa de acesso às redes em baixa pressão, aprovado por Despacho do membro do Governo responsável pela área da energia.

b. Este diploma legal foi alterado pelo Decreto-Lei n.º 100/2020, de 26 de novembro, que alargou o universo de beneficiários, tendo passado a poder beneficiar da tarifa social todos os consumidores que, cumulativamente, reúnam as seguintes condições:

   i. Se encontrem a receber da Segurança Social um dos seguintes apoios:

      - Complemento solidário para idosos;
      - Rendimento social de inserção;
      - Prestações de desemprego;
      - Abono de família (primeiro escalão);
      - Pensão social de invalidez do regime especial de proteção na invalidez ou do complemento da prestação social para a inclusão, e

   ii. Sejam titulares de um contrato de fornecimento de gás natural, com consumo destinado exclusivamente a uso doméstico em habitação permanente, integrando escalões de consumo anual inferior ou igual a 500 m^3.

c. Com as alterações introduzidas pela Lei nº 7-A/2016, de 30 de março, que aprovou o Orçamento do Estado para 2016, o acesso ao benefício da tarifa social de energia elétrica e de gás natural passou a ser realizado através de um mecanismo de reconhecimento automático, com efeitos a partir de 1 de julho de 2016, centralizado na Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG).

d. O Despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, Despacho 4049/2022, de 7 de abril, veio estabelecer o desconto da tarifa social de gás natural aplicável a partir de 1 de outubro de 2022 até 30 de setembro de 2023, correspondendo a um desconto de 31,2 % sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais, excluído o IVA, demais impostos, contribuições, taxas e juros de mora que sejam aplicáveis.

e. O CT reitera o entendimento expresso no parecer anterior no sentido de ser desejável harmonizar o acesso à tarifa social de gás natural com o setor elétrico, nomeadamente através da inclusão de mais escalões de Abono de Família.

f. Conforme apresentado no Quadro 3-67, cerca de 54,1 mil clientes beneficiavam de tarifa social de gás no final do 4.º trimestre de 2021, representando um acréscimo de 64,6% em relação ao trimestre homólogo.

g. Para o ano gás 2022-2023 a ERSE prevê que cerca de 56,2 mil clientes continuarão a beneficiar de tarifa social de gás. O valor total do número de clientes com tarifa social de gás previsto para o ano gás 2022-2023 tem como base os dados enviados pelos comercializadores de gás para a ERSE, no âmbito da monitorização de preços no mercado retalhista de gás, assumindo-se o valor máximo de número de clientes com tarifa social registado durante o ano de 2021 (2.º trimestre de 2021).

	T1 2019	T2 2019	T3 2019	T4 2019	T1 2020	T2 2020	T3 2020	T4 2020	T1 2021	T2 2021	T3 2021	T4 2021	Variação T12021/T12020	Variação T42021/T42020
Mercado Regulado	3 013	2 945	2 894	2 734	2 574	2 555	2 330	2 342	4 296	4 198	3 926	3 735	66,9%	59,5%
Mercado Livre	32 967	32 229	32 310	32 888	32 298	31 371	30 467	30 512	51 893	52 490	51 149	50 343	60,7%	65,0%
Total	35 980	35 174	35 204	35 622	34 872	33 926	32 797	32 854	56 189	56 688	55 075	54 078	61,1%	64,6%

Fonte: PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS PARA O ANO GÁS 2022-2023, p. 144

h. Quanto ao financiamento dos custos com a tarifa social, a Lei do Orçamento do Estado para 2018 (Lei n.º 114/2017, de 29 de dezembro) introduziu alteração nesta matéria estipulando no seu artigo 209º, que os custos decorrentes da aplicação da tarifa social aos consumidores de gás natural passam a ser suportados "…pelas empresas transportadoras e comercializadoras de gás natural na proporção do volume comercializado de gás no ano anterior." Esta disposição legal tem sido sucessivamente confirmada pelos Orçamentos de Estado para 2019, 2020 e 2021.

i. Assim, nos termos da legislação em vigor, os encargos com a tarifa social do gás natural são assumidos pelo ORT, pelos ORD e pelos comercializadores (incluindo os de último recurso retalhistas).

j. Finalmente, o CT renova a recomendação expressa no parecer anterior no sentido de que a ERSE proceda à elaboração de cenários resultantes do crescimento dos potenciais beneficiários desta tarifa, em especial no quadro da atual conjuntura internacional, e o seu impacte no equilíbrio económico-financeiro das empresas que suportam estes encargos: ORT, ORD, Comercializadores e CURs.

F. TAXAS DE OCUPAÇÃO DO SUBSOLO (TOS)

a. Em 2016, a Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, que aprovou o Orçamento de Estado para 2017, previa, no n.º 3 do artigo 85.º, que a taxa municipal de direitos de passagem e a TOS seriam pagas pelas empresas operadoras das infraestruturas, não podendo as mesmas ser refletidas nas faturas dos consumidores.

b. Por sua vez, em 2017, o artigo 70.º do Decreto-Lei n.º 25/2017, de 3 de março (diploma que estabelece as normas de execução do Orçamento de Estado para 2017), veio acrescentar algumas disposições sobre o modo de cálculo da taxa municipal de direitos de passagem e da TOS, bem como ditar que as entidades reguladoras elaborassem um estudo sobre as consequências daquele regime jurídico no equilíbrio económico-financeiro das empresas operadoras das infraestruturas.

c. O n.º 5 do referido artigo 70.º acrescentou ainda que, tendo por base aqueles estudos, o Governo procederia à alteração do quadro legal em vigor, nomeadamente em matéria de repercussão das taxas na fatura dos consumidores.

d. Dando cumprimento ao estabelecido no Decreto-Lei n.º 25/2017, de 3 de março, a ERSE procedeu a uma avaliação das consequências do n.º 3 do artigo 85º da Lei que aprovou o OE 2017, no equilíbrio económico-financeiro das empresas operadoras de infraestruturas, concluindo que o mesmo poderia, a médio prazo, colocar em causa o equilíbrio económico-financeiro de algumas daquelas empresas.

e. Em final de 2018, com a aprovação do Orçamento de Estado para 2019 (Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro), o artigo 246.º previa que o Governo procedesse, até final do 1.º semestre de 2019, à revisão do quadro legal enquadrador da taxa de ocupação do subsolo em vigor e que fosse assegurada a fixação de um limite mínimo e máximo indicativo do valor das taxas de ocupação do subsolo para os fornecimentos em BP< [menor que] e para os fornecimentos em BP> [maior que] e MP por parte dos municípios.

f. Para o efeito, foi criado um grupo de trabalho com representantes da Direção Geral das Autarquias Locais, da Direção Geral de Energia e Geologia, da Direção Geral do Consumidor, da Entidade

Reguladora dos Serviços Energéticos e da Associação Nacional de Municípios Portugueses, bem como representantes das áreas de Governo das autarquias locais e energia.

g. À data, a proposta de lei apresentada pela Secretaria de Estado das Autarquias Locais, em 3 de maio de 2019, conheceu parecer desfavorável da Associação Nacional de Municípios Portugueses.

h. Neste seguimento, foi criado novo grupo de trabalho através do Despacho n.º 315/ 2021, de 11 de janeiro de 2021 que deveria, nos termos previstos no n.º 4, apresentar proposta de alteração legislativa aos membros do Governo no prazo de quatro meses. A 18 de junho de 2021 foi publicado o Despacho n.º 5983/2021 a prorrogar o mandato do grupo de trabalho por mais três meses. Ultrapassado este prazo, não se conhece, no entanto, o resultado do trabalho desenvolvido.

i. Assim, volvidos 5 anos desde a publicação da Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, com o processo de definição do quadro regulamentar da TOS por concluir, o CT reitera uma vez mais as recomendações que tem feito todos os anos. A saber:

   i. Necessidade de serem estabelecidos tetos máximos para as taxas a aplicar (como se verifica na Taxa Municipal de Direitos de Passagem, nas telecomunicações), e mecanismos que promovam a homogeneização da sua aplicação;

   ii. Necessidade de assegurar o equilíbrio económico-financeiro dos ORD, nos termos previstos nos seus contratos de concessão e na regulamentação em vigor, independentemente da solução que vier a ser encontrada.

G. QUALIDADE DE SERVIÇO

a. O CT reconhece e enfatiza o papel da qualidade de serviço, nas suas diferentes óticas – comercial e técnica -, enquanto componente do sistema regulatório, fator de competitividade das empresas e ferramenta de avaliação e perceção pelos consumidores dos níveis de desempenho dos operadores que atuam no setor do gás natural.

b. O CT reitera a necessidade das Propostas de Tarifas e Preços do Gás Natural refletirem, de forma objetiva e consistente, metas referentes ao cumprimento dos padrões dos indicadores de qualidade previstos no Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS)

c. Neste contexto, o CT regista com aprazimento a publicação pela ERSE do Relatório da Qualidade de Serviço Técnica do Setor do Gás Natural – 2020, que trata as questões relacionadas com a continuidade de serviço, a pressão e as características do gás e aponta para resultados positivos alcançados neste domínio.

d. O CT assinala o cumprimento por parte dos operadores do setor do gás natural, em 2020, dos padrões dos indicadores de qualidade de serviço previstos no RQS, na vertente técnica, mantendo-se a tendência de melhoria registada nos últimos anos, não obstante o ano de 2020 ter ficado fortemente marcado pelos condicionalismos impostos pela pandemia Covid 19.

e. O CT reconhece os esforços desenvolvidos pelas empresas reguladas com vista à defesa e melhoria contínua da qualidade de serviço num ano particularmente difícil, marcado pela Covid 19, e recomenda à ERSE que continue a valorar esta componente do sistema regulatório.

f. Por outro lado, de modo a facilitar uma avaliação mais consistente e integrada da qualidade de serviço no setor do gás natural, o CT recomenda à ERSE ponderação sobre a publicação simultânea do Relatório da Qualidade de Serviço na dupla vertente – Comercial e Técnica -.

III – RECOMENDAÇÕES

O CT entende serem de salientar as recomendações que se elencam de seguida, sem prejuízo, naturalmente, de todas as que constam de anteriores secções do presente documento:

a. Tendo em conta o contexto energético atual, vivido não só na Península Ibérica, como em toda a Europa, com impactos muito significativos nos preços da energia em geral e especificamente no gás natural, o CT volta a recomendar à ERSE que não crie expetativas em termos da "evolução das ofertas em regime de mercado". Não se observa evidência na Proposta do conhecimento da política de aprovisionamento dos comercializadores que permita uma previsão tão otimista quanto a sugerida pelo Regulador. O CT retoma a observação, expressa em Pareceres anteriores, da necessidade de defesa da credibilidade do regime de mercado, privilegiando a sua supervisão.

b. O CT regista com alguma apreensão o lançamento de Consultas Públicas em sobreposição com o período de análise da Proposta de Tarifas, o que, num contexto de agravamento da atual situação económica e das dificuldades de aprovisionamento do mercado, poderá vir a motivar o surgimento de novos instrumentos normativos, e eventuais revisões extraordinárias das Tarifas, não contribuindo para a clareza do processo.

c. No âmbito da utilização pela ERSE do mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários, o CT não pode deixar de sublinhar o comportamento favorável do consumo e da utilização das infraestruturas que têm sistematicamente provocado desvios tarifários a devolver às tarifas pelos operadores. A volatilidade dos consumos do setor elétrico, e as circunstâncias associadas à conjuntura atual, aconselham a alguma preparação no sentido de as tarifas de acesso poderem vir a ter variações significativas nos próximos anos, quando deixar de haver ajustamentos tarifários de anos anteriores a reverter às tarifas que permitam mitigar o aumento dos custos da energia.

d. Em particular, no que concerne às redes abastecidas a partir de UAGs, o CT recomenda que a ERSE avalie o impacto dos custos dos combustíveis no transporte de GNL para estas infraestruturas, considerando a sustentabilidade do sistema.

e. O CT observa que a comparação apresentada pela ERSE para os preços verificados nos contratos históricos do Comercializador do SNG e nos mercados de referência, evidencia um comportamento divergente, especialmente marcado a partir do 3º Trimestre de 2021, o que sugere que a proposta para o mercado regulado assume custos implícitos de energia não reprodutíveis no mercado livre.

f. O CT recomenda uma reapreciação e uma melhor fundamentação da proposta subjacente à definição da Tarifa de Energia, que deve refletir os custos de compra e venda de gás natural, na lógica de transparência e objetividade, tendo em conta, por um lado, as condições de mercado que apontam para níveis de preço elevados no médio/longo prazo, e, por outro lado, a potencial criação de uma situação de desequilíbrio concorrencial face ao mercado liberalizado, que não se afigura desejável, quer em termos da credibilização do processo de liberalização, quer em termos da criação de expetativas aos consumidores.

g. O CT reforça a sua recomendação de pareceres anteriores no sentido de ser efetuada uma análise do modelo de organização da atividade de comercialização de último recurso retalhista, considerando o seu carácter progressivamente residual, traduzido no decréscimo do número de clientes.

h. Tendo em consideração uma eventual extensão do período de vigência das tarifas transitórias, e observando-se uma tendência para a estabilização da dimensão do mercado regulado, o CT recomenda que a ERSE continue a monitorizar a desejável transição dos clientes em mercado regulado para o mercado liberalizado, salvaguardando os interesses dos consumidores, a saudável concorrência em mercado e o adequado equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso.

i. Relativamente à Tarifa Social, o CT renova a recomendação expressa no parecer anterior no sentido de que a ERSE proceda à elaboração de cenários resultantes do crescimento dos potenciais beneficiários desta tarifa, em especial no quadro da atual conjuntura internacional, e o seu impacte no equilíbrio económico-financeiro das empresas que suportam estes encargos: ORT, ORDs, Comercializadores e CURs.

j. O CT reitera uma vez mais as recomendações que tem feito há anos sucessivos relativamente ao tema das Taxas de Ocupação do Subsolo (TOS), designadamente quanto à necessidade de serem estabelecidos tetos máximos para as taxas a aplicar, bem como mecanismos que promovam a homogeneização da sua aplicação, e quanto à necessidade de assegurar o equilíbrio económico financeiro dos ORD, nos termos previstos nos seus contratos de concessão e na regulamentação em vigor.

k. A prossecução da trajetória da redução das descontinuidades tarifárias nas fronteiras dos escalões de consumo, a fim de evitar o eventual benefício de consumidores menos eficientes.

l. O CT alerta que a tendência que se tem verificado de reduzir o valor do desconto associado às tarifas opcionais em MP pode conduzir a que os clientes ligados a MP possam ver vantagens económicas em mudar de nível de pressão, e avançar com pedidos destes novos investimentos, sugerindo que a ERSE implemente medidas que concretizem o objetivo do desconto MP/AP.

IV - CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que a proposta apresentada pela ERSE deverá ser reformulada em conformidade com as recomendações constantes deste Parecer.

Aprovado em 29 de abril de 2022.

[Parecer integral digitalizado]

◆ Resposta da ERSE ◆

Nos termos do n.º 7 do artigo 202.º do Regulamento Tarifário[28] e do n.º 2 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE[29], o Conselho de Administração da ERSE submeteu a parecer do Conselho Tarifário (CT) da ERSE, no dia 31 de março de 2022, a "Proposta de tarifas e preços de gás para o ano gás 2022-2023" e os respetivos documentos justificativos complementares, tendo o CT emitido parecer a 29 de abril de 2022.

O processo de fixação de tarifas e preços pela ERSE, tal como o prazo de emissão de parecer pelo Conselho Tarifário, previsto no n.º 10 do artigo 202.º do Regulamento Tarifário, correu os seus normais termos e foi, como sempre, oportunamente cumprido.

Após a análise do Parecer do Conselho Tarifário, tomando em consideração os comentários e sugestões nele apresentados, assim como as observações das demais entidades consultadas nos termos regulamentares, a ERSE aprova as tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2022-2023.

As decisões tomadas no processo de aprovação das tarifas e preços são devidamente justificadas através do documento "Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2022-2023" e respetivos documentos complementares, sendo os mesmos divulgados no site da ERSE, acompanhados pelo Parecer do CT e dos comentários da ERSE sobre o mesmo.

Apresentam-se de seguida as observações da ERSE aos comentários e recomendações na especialidade constantes do Parecer do CT à "Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2022-2023". Sobre os pontos do parecer do CT relativos a análise de matérias relevantes numa perspetiva de caracterização e análise da sua evolução, não são tecidas observações dadas as suas características iminentemente factuais e de enquadramento.

I – ENQUADRAMENTO

A. RECOMENDAÇÕES ANTERIORES DO CT

No tema da Tarifa Social, remete-se para os comentários apresentados no ponto E e na alínea i) das Recomendações (Parte III).

B. PONTO PRÉVIO – CONTEXTO ATUAL DO SNG

B.1. MERCADO GROSSISTA E PREÇOS DE ENERGIA

A ERSE entende que a crítica do CT relativamente à "evolução das ofertas em regime de mercado" se refere especificamente à análise apresentada no sumário executivo do documento «Proposta de Tarifas e Preços de Gás para o Ano Gás 2022-2023». No entender da ERSE esta análise é informativa e não condiciona de modo algum a formação de preços em mercado livre. Aliás, o excerto em causa destaca de forma clara que o resultado se baseia num pressuposto simplificador («*Se ocorrer uma atualização do preço da componente de energia no mercado livre em linha com a componente de energia no mercado regulado …*»), uma vez que a formação de preço acontece de forma livre entre cada comercializador e cada cliente final («*A componente de energia é negociada livremente entre os comercializadores do mercado livre e os consumidores.*»). O objetivo principal da análise apresentada pela ERSE é a condensação num valor central do impacte das variações tarifárias nas várias parcelas que compõem o preço final.

Contudo, admite-se que na situação atual, em que se assiste a uma elevada volatilidade do preço da componente de energia, a evolução do preço de energia possa apresentar diferenças relevantes entre o

[28] Aprovado pelo Regulamento n.º 368/2021, publicado na 2.ª Série do Diário da República n.º 82/2021, de 28 de abril de 2021.
[29] Aprovados em anexo ao Decreto Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, com a última alteração a introduzida pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho.

mercado regulado e o mercado livre. Por esse motivo, será retirado o excerto do sumário executivo referente ao Quadro 0-4[30], mantendo-se a análise em torno do Quadro 0-3, uma vez que o impacte médio da tarifa de Acesso às Redes no preço final é mais determinístico[31]. Mais, informa-se que no comunicado e no dossier de imprensa também se evitarão referências quantitativas à eventual evolução das ofertas no mercado livre.

B.2. DESENVOLVIMENTOS LEGISLATIVOS E REGULATÓRIOS

A ERSE reconhece a complexidade do enquadramento geral por que passa o setor da energia, a que não poderia escapar o setor do gás natural, quer no contexto nacional, quer no contexto europeu. O CT, no seu Parecer, faz referência ao processo de consulta pública relativa a medidas extraordinárias no âmbito do Sistema Nacional do Gás (SNG), considerando que a mesma se sobrepõe quer às comunicações de política energética no âmbito da União Europeia, quer do próprio processo de fixação de tarifas e preços para 2022 2023.

Como o próprio CT faz referência, a aludida consulta pública não surge desenquadrada de atuação regulatória que a antecedeu, sendo disso exemplo a adoção do Regulamento n.º 951/2021, de 2 de novembro, que, incorporando medidas que se destinam ao setor do gás, tiveram a sua maior expressão no setor elétrico. Como também refere o CT, as medidas adotadas com esse quadro regulamentar visaram objetivamente a preservação possível do espaço de pluralidade empresarial também no setor do gás, num contexto que todos reconhecem como sendo de evolução inesperada e adversa.

Cabe ainda recordar que o próprio documento de consulta pública começa por referir que o contexto que a motiva antecede, em vários meses, a situação excecional motivada pela guerra na Ucrânia e a tensão política com a Federação Russa que, de forma muito concreta, motiva uma parte substancial das considerações que orientam os documentos de política energética no contexto da União Europeia, em particular, a comunicação da Comissão Europeia REPowerEU.

Adicionalmente, importa reter que, tendo a consulta publica o propósito de lançar as bases de uma discussão participada a respeito de medidas que impactam no desenho e desenvolvimento do mercado, há uma parte muito substantiva do documento de consulta que versa sobre medidas que se destinam a um funcionamento mais efetivo do mercado nacional de gás natural, sem que se afete o seu desenho de forma estrutural. Estão neste plano as medidas que concorrem para dotar de mais liquidez e, por conseguinte, robustez, o mercado organizado de gás natural com referência para Portugal. Não considera, pois, a ERSE que a referida consulta prejudique a clareza com que se efetuam desenvolvimentos regulatórios, que, ainda que possam complementar, não se restringem à fixação de tarifas e preços.

II – ESPECIALIDADE

B. TARIFAS E PROVEITOS PERMITIDOS NO ANO GÁS 2022-2023 POR ATIVIDADE

B.1. PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS

No que se refere às previsões utilizadas para o deflator do PIB a ERSE monitoriza em permanência a evolução da inflação. Face ao aumento significativo da inflação, entre o momento da proposta tarifária e o fecho do exercício tarifário, e respetivas expetativas de evolução para 2022 e 2023, que se refletiram nas últimas previsões dos organismos internacionais que acompanham as políticas monetárias financeiras nacionais, considera-se adequado a aplicação de valores previsionais para o deflator do PIB mais atualizados, tal como recomendado pelo Conselho Tarifário.

[30]Com o título «Quadro 0-4 - Impactes das tarifas de Acesso às Redes e da componente de energia nos preços do Mercado Livre»

[31] Embora também aqui se coloque a questão do preço médio final poder apresentar diferenças relevantes entre comercializadores.

Neste sentido, as previsões para o deflator do PIB foram revistas em alta, de acordo com as previsões económicas da Comissão Europeia de Maio de 2022, para 2,9 p.p. em 2022 (em lugar de 1,8 p.p. na proposta tarifária) e 3,1p.p. em 2023 (em lugar de 1,4p.p.).

No que se refere ao nível historicamente baixo dos proveitos a recuperar pelas tarifas de acesso às infraestruturas de alta pressão (AP), a ERSE tem noção de que os proveitos apresentados na proposta tarifária para o ano gás 2022-2023 são historicamente baixos. Este nível de proveitos resulta, por um lado dos efeitos dos desvios verificados nos últimos anos na faturação das tarifas de acesso em alta pressão face ao previsto, que por sua vez estão relacionados essencialmente com a procura de gás consumido no setor elétrico, e por outro, de receitas extraordinárias com prémios de leilão que reverteram para as tarifas, baixando o nível de proveitos a recuperar pelos operadores de alta pressão.

No entanto, estes efeitos foram atenuados na presente proposta tarifária com a aplicação pela ERSE de um conjunto de mecanismos que visam controlar a volatilidade dos proveitos nas infraestruturas de alta pressão. Assim, este ano foram aplicados o mecanismo de diferimento intertemporal das receitas com os prémios do leilão de capacidade do Terminal de GNL de 2021 e os mecanismos de atenuação de ajustamentos tarifários, ao nível do Terminal de GNL e do Armazenamento Subterrâneo. Além destes mecanismos, recorreu-se à possibilidade prevista no Regulamento Tarifário de não considerar o ajustamento provisório de s-1 na atividade de armazenamento subterrâneo dada a instabilidade tarifária que tal poderia provocar. O mecanismo de diferimento intertemporal de desvios associados à procura na atividade de transporte, apesar de não ter sido despoletado este ano, constitui igualmente um instrumento eficaz de controlo da volatilidade tarifária nessa atividade, disponível em futuros exercícios tarifários.

Como identificado pelo CT no seu Parecer, o mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários previsto para a atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e para a atividade de Armazenamento Subterrâneo foi ativado, mas as transferências de montantes entre estas duas infraestruturas não se anularam mutuamente, contrariamente a anos anteriores, contribuindo assim para uma redução da tarifa de UGS. Assim, tornou se possível repercutir os desvios tarifários favoráveis ao sistema de forma mais transversal a todos os utilizadores, ao mesmo tempo que se evitou a fixação das tarifas do terminal e do armazenamento em níveis ainda mais anormalmente baixos.

Importa ainda referir que a forte diminuição das tarifas de acesso às infraestruturas de AP sucede num contexto totalmente oposto para os preços de gás natural nos mercados grossistas, que têm evoluído para níveis extraordinariamente elevados, por motivos estruturais e conjunturais, sendo que estes últimos permitem esperar que preços tão elevados não se mantenham a médio prazo. No horizonte temporal imediatamente posterior ao próximo ano gás, é expectável a reversão dos preços de energia para níveis, embora provavelmente ainda altos, mais próximos do "normal histórico", diminuindo o risco de se conjugarem efeitos simultâneos de crescimento das tarifas de acesso às infraestruturas de AP e dos preços de energia.

Assim, considera-se fundamental a repercussão de montantes disponíveis, através das tarifas das infraestruturas em AP, de forma a mitigar os aumentos significativos da componente de energia. Havendo a possibilidade de mitigar este efeito no curto prazo, seria de difícil compreensão se o regulador retivesse esse alívio tarifário.

Não obstante o referido, importa relevar o acompanhamento que é feito em permanência pela ERSE aos fatores que possam perigar a estabilidade tarifária, nomeadamente a evolução da procura. Este acompanhamento procura antecipar os eventuais impactes desses fatores na volatilidade das tarifas e permitir a aplicação atempada dos mecanismos à disposição da ERSE mais eficazes para controlar esses impactes.

B.2. PROVEITOS PERMITIDOS DAS ATIVIDADES DE ALTA PRESSÃO

B.2.2. ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE GÁS

Conforme referido anteriormente, a ERSE está consciente que será muito difícil manter nos anos seguintes o nível baixo de proveitos das infraestruturas de AP contantes da proposta tarifária para 2022-2023. Na definição de proveitos para cada ano, a ERSE tem a preocupação de avaliar os impactes dos custos e das receitas consideradas de forma a controlar grandes variações tarifárias, ponderando esta avaliação no contexto global da evolução tarifária e face aos instrumentos que tem ao seu dispor. Neste sentido, ao nível da atividade de transporte de gás coexistem dois mecanismos de controlo da volatilidade tarifária, o mecanismo de diferimento intertemporal de desvios associados à procura de gás e o mecanismo de diferimento da reversão às tarifas das receitas resultantes dos prémios de leilão, que podem ser aplicados caso seja necessário mitigar a volatilidade tarifária.

Além do mais, para os exercícios tarifários futuros, também não é expectável que o nível dos custos de energia se mantenha tão elevado como na conjuntura atual. Deste modo, poderá haver alguma compensação, pelo menos parcial, entre os acessos às infraestruturas de AP e o preço de energia, sabendo de antemão que cada um desses agregados de custo impacta de forma diferente na tarifa final.

B.2.3. ATIVIDADE DE RECEÇÃO, ARMAZENAGEM E REGASEIFICAÇÃO

Ao nível da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL é aplicada uma metodologia de regulação por incentivos com uma parcela fixa e duas parcelas variáveis. Uma das parcelas variáveis tem a sua variação indexada à evolução dos preços no OMIP e foi calibrada para fazer face aos custos com o consumo de energia ativa utilizada pela REN Atlântico para o processo de regaseificação do gás. O custo assim obtido representa habitualmente entre 50% e 55% dos custos aceites com o OPEX[32] anual da REN Atlântico, mas, em tarifas de 2022-2023 face ao grande aumento dos custos de energia nos mercados, deverá representar cerca de 68% dos custos de OPEX.

A aceitação dos custos indexada aos contratos de futuros do mercado português e espanhol foi uma opção aplicada nos últimos três períodos de regulação, que foi proposta em consulta pública e mereceu a concordância da REN. Como é característico na aplicação de um modelo de regulação por incentivos, o cálculo da parcela de proveitos permitidos indexados ao OMIP poderá gerar ganhos para a empresa em alguns anos e perdas noutros anos. Esta metodologia poderá ser objeto de ponderação e análise no âmbito da preparação do novo período de regulação do gás, que terá início no ano de 2024.

B.3. TARIFAS POR ATIVIDADE DAS INFRAESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO

Conforme referido no ponto B.1 a ERSE reconhece que o setor do gás tem vivido uma situação de desvios tarifários favoráveis ao sistema, o que tem resultado em reduções tarifárias relevantes, em particular na tarifa de Uso da Rede de Transporte, na tarifa de Armazenamento Subterrâneo e na tarifa de Uso do Terminal de GNL. Estas reduções têm permitido que o sistema tarifário português mitigue uma parte do aumento significativo da componente de energia, decorrente da crise energética que se atravessa. Havendo a possibilidade de mitigar este efeito no curto prazo, seria de difícil compreensão se o regulador retivesse esse alívio tarifário.

B.5. ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO

B.5.1. PROVEITOS PERMITIDOS

A opção prevista no Regulamento Tarifário da ERSE de considerar ou não o ajustamento provisório nas atividades reguladas visa evitar grandes variações tarifárias, em especial quando se tratam de valores

[32] Do inglês *Operational Expenditures*, isto é, custos de exploração.

decorrentes de previsões de consumos que podem estar comprometidas por se realizarem em períodos de grande instabilidade económica e social.

Independentemente da sua consideração, o cálculo do ajustamento provisório é sempre efetuado e apresentado nos documentos publicados pela ERSE, sendo que a opção da sua não consideração é naturalmente ponderada de modo a não comprometer o equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas, desde que geridas de forma eficiente. A este propósito, importa ainda recordar que o ajustamento provisório que tem sido calculado na atividade de distribuição do gás é uma estimativa do ajustamento definitivo e, consequentemente, a sua não consideração não compromete o equilíbrio económico financeiro, esta é uma das razões pelas quais o Regulamento Tarifário do setor elétrico não prevê a aplicação de ajustamentos provisórios (t-1) nas atividades de transporte e de distribuição de energia elétrica.

B.5.2. TARIFAS DAS ATIVIDADES DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS

O apuramento dos proveitos permitidos a recuperar pela tarifa de uso da rede de distribuição, designadamente, os ativos a remunerar e o OPEX decorrente da aplicação dos parâmetros definidos para cada período de regulação, é suportado em informação auditada reportada à ERSE que é alvo de uma profunda análise, tal como é patente nos documentos que acompanham as tarifas.

Em paralelo, a ERSE monitoriza, anualmente, o desempenho económico e operacional da atividade de distribuição de forma a acompanhar de perto a sua evolução e, assim, agir em conformidade com a mesma. Registe-se igualmente as ações de fiscalização e auditorias efetuadas pela ERSE como forma de validar in loco a informação prestada pelos operadores e, consequentemente, assegurar a elegibilidades dos custos a considerar no cálculo tarifário.

Em suma, a ERSE considera que anualmente os proveitos recuperados pela tarifa de Uso da Rede de Distribuição têm subjacentes os custos elegíveis para aquele período.

B.6. ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

B.6.1. CUSTOS DE AQUISIÇÃO DE GÁS NATURAL

Os custos de aquisição de gás natural têm subjacente, como refere o CT, o aprovisionamento-fornecimento suportado pelos contratos históricos do Comercializador do Sistema Nacional de Gás (CSNG), celebrados em regime de *take-or-pay*, existindo ainda dois contratos nestas condições, válidos até 2023 e 2027. Em termos regulamentares, a atividade de Compra e Venda de gás natural foi dividida em duas funções de forma a explicitar as várias formas de aprovisionamento do Comercializador de último recurso grossista: compra e venda, diretamente ou através de leilões, no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo e compra e venda de gás natural, em mercados organizados ou através de contratos bilaterais.

Como referido no documento "Proposta de proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2022-2023 das empresas reguladas do setor do gás", de acordo com o artigo 121º do Regulamento Tarifário em vigor, os proveitos da atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento aos Comercializadores de último recurso, para o ano s, resultam da soma das seguintes funções:

1. Função de compra e venda de gás natural, decorrentes da aquisição de gás natural, diretamente ou através de leilões, no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo;
2. Função de Compra e Venda de gás natural em mercados organizados ou através de contratos bilaterais;
3. Função de Compra e Venda de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono.

No entanto, no ano gás 2022-2023, apenas são calculados os proveitos para a função de Compra e Venda de gás natural, resultantes da aquisição de gás natural, diretamente ou através de leilões, no âmbito dos

contratos de aprovisionamento de longo prazo, pois não existem previsões nem informações para as outras funções.

Desta forma, o custo de aquisição de gás natural tem em conta o custo previsto no âmbito dos dois contratos celebrados em regime de *take-or-pay*, ainda em vigor. O custo do gás natural nestes contratos está indexado à cotação ao preço do petróleo ou aos seus derivados com desfasamento entre 3 e 6 meses, consoante os contratos. Assim, nas previsões do custo de gás natural são consideradas as cotações do petróleo ocorridas nos últimos seis meses e as cotações dos futuros desta *commodity* para os próximos seis meses.

Em suma, não sendo previstas aquisições por parte do CURg em mercados organizados ou através de contratos bilaterais, as cotações verificadas e previstas em outros mercados de referência não são tidas em consideração no custo previsto de aquisição de gás natural, o que decorre da legislação[33] e da regulamentação em vigor.

B.6.2. TARIFA DE ENERGIA

O CT refere uma divergência entre o Quadro 2-24 da «Proposta de tarifas e preços de gás para o ano gás 2022 2023» e a tarifa de Energia no Quadro 3-38. Informa-se que o Quadro 2 24 apresenta uma média simples do custo unitário do gás em 2022 e 2023. No caso do Quadro 3-38, o valor da tarifa de Energia a aplicar aos comercializadores de último recurso retalhistas no ano gás decorre de uma média ponderada dos valores referidos para os anos civis de 2022 e de 2023 no ponto 2.9.3 do documento «Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2022 2023», utilizando como ponderadores os valores de 25% e 75%, respetivamente, em função da sobreposição do ano gás com os anos civis.

É de realçar que os proveitos do CURg dos anos 2022 e 2023 são calculados com base nas quantidades e preços de cada um dos trimestres dos dois anos. Por outro lado, o custo unitário do gás definido para cada um dos anos é a média aritmética dos diferentes custos unitários dos trimestres de cada ano. Desta forma, o cálculo dos proveitos de cada ano, usando o preço médio e as quantidades anuais dos respetivos anos irá resultar em diferenças (de pouco relevo) nas previsões de cada ano (e, consequentemente, no valor do custo do ano gás).

B.6.3. MECANISMO DE ADEQUAÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA

A ERSE concorda com o princípio elencado pelo CT, de que os desvios tarifários devem ser repercutidos nas tarifas onde tiveram origem. Aliás, a existência do mecanismo de adequação da tarifa de Energia contribui para este princípio, na medida que permite em base trimestral repercutir uma parte dos desvios tarifários na própria tarifa de Energia.

Nos termos do Regulamento Tarifário do Setor do Gás, a tarifa de Energia é estabelecida por forma a proporcionar os proveitos por unidade de energia da atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas. Assim, a tarifa de Energia decorre do custo de aquisição de gás natural pelo CURg, que tem em conta o custo previsto no âmbito dos dois contratos celebrados em regime de *take-or-pay*, ainda em vigor. Não estando previstas aquisições por parte do CURg em mercados organizados, a tarifa de Energia está mais imune às oscilações nos mercados grossistas. Efetivamente a tarifa de Energia tem apresentando uma maior estabilidade, tendo observado acréscimos de preços muito inferiores aos observados nos mercados grossistas.

O referido regulamento também determina o mecanismo de adequação da tarifa de Energia. Face aos comentários plasmados no Parecer do CT, sugere-se que sejam partilhados contributos mais concretos

[33] Em especial o Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que estabelece no seu Artigo 63.º que o comercializador de último recurso grossista adquire gás para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas, proveniente do comercializador do SNG, de mercado organizados ou de leilões e que, para este fim, assegure, em qualquer caso, que o preço seja o mais baixo de entre os praticados na data da aquisição.

com a ERSE, preferencialmente antes do início da próxima revisão regulamentar no âmbito da preparação do novo período de regulação do gás, no sentido de se aperfeiçoar o mecanismo de adequação da tarifa de Energia. Tal permitiria colocar logo na respetiva consulta pública uma discussão mais abrangente das possíveis alterações.

B.7. ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

B.7.1. PROVEITOS PERMITIDOS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO GROSSISTA

A questão levantada pelo CT, relativamente ao não reconhecimento dos custos associados a todas as atividades da Comercialização de Último Recurso Grossista, surgiu com a inclusão da nova função de Compra e Venda de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono, para fornecimento aos Comercializadores de último recurso retalhista. A nova função de Compra e Venda de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono inovadora é uma função ainda sem histórico no âmbito das funções do Grupo onde se insere o CURg, ao contrário da função de aquisição de gás natural, diretamente ou através de leilões, no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo. Tal como já referido em ocasiões anteriores pela ERSE, esta última função inclui, ao nível do custo de aquisição do gás natural, uma parcela associada a outros custos, os quais contemplam os custos de exploração unitários, nomeadamente os custos de fornecimentos e serviços externos e os custos com pessoal reportados à ERSE pela Galp Gás Natural, S.A. (GGN).

Tendo em conta a semelhança nas atividades do CURg e da GGN e o facto das empresas integrarem o mesmo grupo empresarial, a avaliação da razoabilidade de inclusão dos custos referidos pelo CT terá de passar por uma garantia de não duplicação de custos ou subsidiações cruzadas entre atividade reguladas e não reguladas.

Desta forma, sem o reporte de mais informação detalhada da origem dos outros custos do CURg, desejavelmente suportados em informação auditada, que comprove a não duplicação dos mesmos, não será possível a sua aceitação para efeitos tarifários.

É de salientar que para o próximo período de regulação, a ERSE irá fazer uma avaliação dos custos associados a todas as atividades da Comercialização de Último Recurso Grossista, com a definição de novos parâmetros e possíveis alterações de metodologias de regulação, incluindo as necessárias alterações regulamentares. Desta forma esta recomendação do CT irá ser também tida em consideração na revisão regulamentar e na revisão do reporte de informação para efeitos tarifários que lhe deverá estar associada.

B.7.2. PROVEITOS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

A ERSE partilha a preocupação do CT relativa à necessidade de monitorização de eventuais desequilíbrios financeiros gerados pelo processo de *phasing* out da atividade dos Comercializadores de Último Recurso retalhistas (CUR). A ERSE entende o processo de monitorização como cumprimento do princípio basilar de garantia do equilíbrio económico financeiro das empresas reguladas, desde que geridas de forma eficiente. Neste sentido, tal como pode ser constatado nas suas diferentes publicações, a ERSE tem desenvolvido diversas atividades de monitorização do desempenho dos CUR, designadamente através de análises constantes ao desempenho de cada comercializador. A avaliação de desempenho da atividade é divulgada externamente, no início dos novos períodos de regulação. Complementarmente, o processo de definição anual dos custos de referência para a atividade de comercialização está suportado num questionário anual remetido aos comercializadores que inquere, além dos custos da atividade, a sua repartição por gastos fixos e variáveis.

Este instrumento permite que o processo de monitorização inclua uma avaliação anual dos níveis de eficiência dos diferentes comercializadores e uma avaliação da estrutura dos gastos em cada um dos períodos de regulação. Neste exercício, é tido em conta as condições em que a atividade de Comercialização de Último Recurso é desempenhada, designadamente em termos de dimensão e

maturidade das empresas. A definição dos custos de referência integra o documento de proveitos permitidos que acompanha a proposta tarifária submetida a parecer do CT e a análise à estrutura de gastos é parte integrante dos documentos de parâmetros. Recorde-se que, na definição da estrutura de custos para o período de regulação de 2020 a 2023, a ERSE procedeu a um incremento do peso dos custos fixos para incorporar o efeito do *phasing* out da atividade.

Estas avaliações têm passado, igualmente, pela consideração de que os 11 CUR desenvolvem a sua atividade integrada em 4 grupos económicos, que, de um modo geral, apresentam dimensões significativas no contexto económico nacional. Neste sentido, as análises têm sido complementadas com a realização de auditorias extraordinárias e ações de fiscalização, que visam essencialmente avaliar a forma como são alocados os custos nos grupos empresariais de que fazem parte estas empresas reguladas. Recorde-se que as conclusões retiradas das últimas auditorias que incidiram sobre empresas que desenvolvem a atividade de comercialização justificaram revisões, em baixa, das bases de custos aceites para efeitos tarifários.

B.8. ATIVIDADE DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

B.8.1. TARIFA DE OLMC

O CT reitera a observação de pareceres anteriores, sugerindo a reavaliação da estrutura de faturação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador (tarifa OLMC). O comentário vai no sentido de se privilegiar como variável de faturação o termo fixo, situação que não ocorre na faturação aos clientes em AP, ligados à rede de transporte. A ERSE reitera que a repercussão dos custos do OLMC aos clientes de AP através de um termo fixo implicaria uma alteração ao nível dos sistemas comerciais de faturação do operador de rede de transporte e dos comercializadores, sendo a materialidade do novo termo fixo a introduzir bastante reduzida. Neste contexto, foi tomada a opção da tarifa de OLMC aplicada pelo operador da rede de transporte ser composta por um preço de capacidade utilizada, definido em euros por kWh/dia, por dia.

Face à observação reiterada do CT, a ERSE compromete-se a efetuar uma reflexão sobre as variáveis de faturação adotadas, na próxima revisão regulamentar, avaliando o custo beneficio da introdução de uma nova variável de faturação (termo tarifário fixo) na AP.

O CT aponta também para a existência de variações em sentido contrário na tarifa OLMC, entre os clientes ligados ao transporte e os clientes ligados à distribuição. Importa sublinhar que um dos efeitos que pode justificar diferenças no comportamento tarifário para os dois referenciais é a existência de ajustamentos à tarifa OLMC nos proveitos a recuperar pelos ORD. Esta situação pode fazer com que os proveitos permitidos do OLMC aumentem num determinado ano, ao mesmo tempo que as receitas com a tarifa OLMC a recuperar pelos ORD diminuem, em consequência dos ajustamentos de anos anteriores. No ano gás 2022-2023 acontece precisamente esta situação.

B.8.2. REGIME LEGAL DO OLMC

A atividade de Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC), atribuída à ADENE, encontrava se regulada no Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, estando sujeita à regulamentação setorial e aos poderes tarifário e sancionador da ERSE.

Com a entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), transpondo a Diretiva (UE) 2019/944 e a Diretiva (UE) 2018/2001, a figura do OLMC passou a integrar o operador logístico de mudança de agregador, sendo atualmente denominado por Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador (OLMCA), com o regime constante dos artigos 152.º e seguintes e 292.º. Foi, assim, determinada a revogação do referido Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março.

Nos termos dos n.^{os} 3 e 6 do artigo 152.º e do artigo 153.º, a atividade de OLMCA é exercida por um operador independente dos demais intervenientes do SEN e do SNG, através de licença atribuída mediante

procedimento concorrencial a definir por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia e a efetuar no prazo de um ano a contar da data da entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro. A licença tem uma duração máxima de 10 anos contados da respetiva emissão.

Mais se determina no artigo 158.º que a atividade de OLMCA está sujeita à regulação da ERSE e que compete a esta Entidade Reguladora elaborar e aprovar mecanismos e procedimentos de mudança de comercializador e de agregador, bem como a sua monitorização e supervisão de aplicação.

Como regime transitório, prevê-se no n.º 1 do artigo 292.º que a ADENE continua a desempenhar as funções de OLMC até à atribuição da referida licença.

O novo regime legal vem colmatar a preocupação transmitida pelo CT no seu parecer quanto ao facto de as funções de OLMC se encontrarem incluídas na ADENE, prevendo que a atividade de mudança de comercializador e de agregador passará a ser exercida por entidade independente. Permanece temporariamente, até à atribuição de licença, a ADENE no exercício da atividade, com sujeição às normas atualmente vigentes.

No que respeita à contabilidade, custos e receitas, o artigo 156.º determina que:

- Os registos contabilísticos respeitantes à atividade de OLMCA são individualizados e separados daqueles relativos a outras atividades (n.º 1);
- Os custos do OLMCA correspondem aos encargos de capital, financeiros, de pessoal e de serviços de terceiros referentes à instalação e gestão da plataforma eletrónica de logística de mudança de comercializador e de participantes no mercado com funções de agregação, ao atendimento e prestação de informações aos consumidores e a outros custos, desde que aceites pela ERSE (n.º 2);
- As receitas do OLMCA correspondem ao preço estabelecido pela ERSE correspondente ao serviço de intermediação prestado pelo OLMCA, a pagar pelo comercializador ou participante no mercado com funções de agregação cessionários, ou, supletivamente, às tarifas de eletricidade (n.º 3);
- A remuneração dos serviços prestados pelo OLMCA, a prestação de informação e a prestação de contas são efetuados nos termos do Regulamento Tarifário (n.º 4).

Este preceito, bem como os artigos 152.º e 154.º quanto à atividade, direitos e devedores do OLMC, vem dar resposta a algumas das preocupações transmitidas no parecer pelo CT quanto à dificuldade de segregação atividades e quanto à determinação do que constitui custo e receita do OLMCA, embora se possa perspetivar que permanecem desafios relativamente à separação dos custos da atividade no âmbito do SEN e do SNG.

Até à atribuição de licença e do início de atividade do novo OLMC, a ERSE continuará a acompanhar a ADENE, na sua atividade de OLMC, nos setores da eletricidade e do gás, como tem feito até à data. Cumpre fazer o respetivo balanço.

Inicialmente, face às disposições legais de não aumento dos custos com a atividade bem como pelo facto de não existir um histórico de custos da atividade de OLMC no âmbito de um operador independente, a ERSE estabeleceu uma metodologia de regulação baseada num TOTEX alisado ao longo de um período regulatório, o que permitiu não sobrecarregar os consumidores com os custos mais elevados que se previam para os primeiros anos de atividade, provocados, em parte, pela coexistência de plataformas que haviam transitado das empresas que desenvolviam anteriormente a atividade, nos setores elétrico e do gás natural.

Paralelamente, houve a dificuldade de segmentar os custos a recuperar pelos dois setores regulados, a qual foi manifestada pela própria ADENE, pelo que, de modo a garantir que seja alocado aos consumidores um nível de custos adequado nos termos legalmente definidos, a ERSE limitou os proveitos da atividade regulada de OLMC a um valor máximo, correspondente aos custos reportados pela E-Redes e pela REN

Gasodutos, com base na atividade de mudança de comercializador que desenvolviam, nos setores elétrico e do gás, respetivamente.

Passados quatro anos, já foi possível ter alguma informação histórica que permitiu aferir se a afetação dos custos pelos dois setores regulados em que atua possibilita que a ADENE recupere os custos com a atividade de OLMC.

A ERSE fez notar que, independentemente da estabilidade de custos que advém da metodologia de regulação aplicada à atividade, era expectável que houvesse uma oscilação anual dos proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de OLMC, uma vez que, à semelhança das outras atividades reguladas, os proveitos de cada ano incluem uma parcela de ajustamentos de anos anteriores, referente à recuperação / devolução dos desvios ocorridos nos proveitos dos anos s-1 e s-2.

Nos termos do artigo 156.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, a ADENE, enquanto exercer a atividade de OLMC, encontra-se sujeita à individualização e separação dos registos contabilísticos, continuando sujeita à regulação da ERSE nomeadamente quanto aos custos e receitas.

B.9. EVOLUÇÃO TARIFÁRIA

B.9.3. LIMIAR DE CONSUMO E DEMAIS CARACTERÍSTICAS PARA APLICAÇÃO DE TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES OPCIONAIS EM MÉDIA PRESSÃO E EM BAIXA PRESSÃO

O CT recomenda que face ao impacto que a modulação tem no cálculo do desconto da tarifa de Acesso às Redes opcional, a ERSE inclua a evolução histórica atualizada dos valores de modulação. A ERSE concorda que a modulação considerada é determinante, sendo por isso que a metodologia utilizada no cálculo do desconto considera a modulação real dos últimos três anos. Desta forma, para o ano gás 2021-2022 foram utilizadas as modulações reais de 2017, 2018 e 2019 e para o ano gás 2022 2023 estão a ser consideradas as modulações reais de 2018, 2019 e 2020, conforme apresentado no documento "Estrutura tarifária no ano gás 2022-2023"[34].

Conforme referido pelo CT esta opção tarifária tem como objetivo evitar investimentos considerados ineficientes na mudança de abastecimento de clientes da rede de MP para AP, alertando o CT que a tendência tem sido de redução do valor do desconto aplicado aos clientes ligados em MP.

Essa é também uma preocupação da ERSE, pelo que a regra tem em consideração a diferença entre as tarifas de Acesso às Redes em AP e em MP, precisamente com o objetivo de evitar decisões de investimento inadequadas numa perspetiva social, como a construção de ligações diretas à rede de AP por grandes clientes, atualmente abastecidos em MP ou BP. O facto de em anos gás anteriores o valor da modulação considerada no cálculo deste desconto ser inferior aos valores reais, originava um desconto superior ao obtido caso fosse considerada a modulação real. Importa corrigir esta situação e adotar valores de modulação em linha com a modulação média dos clientes que beneficiam deste desconto.

B.9.4. OPÇÕES TARIFÁRIAS DE ACESSO ÀS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

O CT volta a sublinhar no seu Parecer a importância de assegurar opções de contratação flexíveis para os consumidores, em particular para aqueles que, pela sua dimensão, disponham de sistema de telecontagem.

Concordando com a importância de assegurar a existência de opções de contratação flexíveis, a ERSE mantém o seu compromisso de manter este tipo de opções tarifárias, existindo atualmente diferentes opções tarifárias flexíveis nas tarifas de Acesso às Redes, nomeadamente a tarifa flexível anual, a tarifa flexível mensal e a tarifa flexível diária (esta última apenas disponível para clientes em AP).

[34] Quadro 9-5.

B.9.5. ESCALÕES DE CONSUMO NAS TARIFAS DE USO DAS REDES DE AP, MP E BP>

Conforme referido pelo CT, a introdução dos escalões de consumo nos vários níveis de pressão teve como objetivo aproximar as tarifas de Acesso às Redes entre os vários níveis de pressão, nos intervalos de consumo em que se observavam diversos consumidores com características de consumo semelhantes, mas ligados fisicamente em níveis de pressão diferentes.

O CT reafirma que se devem evitar benefícios de consumidores menos eficientes por força da descontinuidade tarifária dos escalões de consumo, recomendando a adoção de mecanismos que evitem as descontinuidades. Em linha com a recomendação do CT, o objetivo da ERSE continuará a ser o de reduzir as descontinuidades entre escalões de consumo e as diferenças entre consumidores com consumos semelhantes, mas ligados em níveis de pressão diferentes.

Com base no estudo apresentado no documento "Estrutura tarifária no ano gás 2022-2023" conclui-se que as tarifas de Acesso às Redes aprovadas para o ano gás 2022-2023, permitem reduzir o número total de consumidores que beneficiariam de uma redução da tarifa de Acesso às Redes caso estivessem ligados em nível de pressão diferente ou se estivessem no escalão superior de consumo, de 36 para 22 consumidores.

B.10. TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS

A transmissão de informação clara sobre a coexistência entre os mercados regulado livre é fundamental para o bom funcionamento do mercado. Neste âmbito é convicção da ERSE que nos anos recentes foi feito um progresso assinável na comunicação, situação que também é visível no rigor da cobertura pela comunicação social, especialmente quando ocorrem alterações tarifárias. Especificamente no contexto das atualizações trimestrais da tarifa de Energia, tem havido uma melhor compreensão que a alteração apenas afetaria diretamente os clientes do mercado regulado.

Reconhece-se também que os simuladores de preços de energia são uma ferramenta fundamental para capacitar os clientes da informação necessária para tomarem boas decisões. Por este motivo, a ERSE tem implementado aperfeiçoamentos contínuos no seu simulador de preços de energia, o qual constitui uma das páginas mais visitadas da ERSE. Estes aperfeiçoamentos contínuos têm coexistido com as melhorias ocorridas também nos simuladores de preços de outras entidades. A este respeito, importa destacar a divulgação da análise da ERSE relativa à comparação dos vários simuladores de preços já existentes no mercado, contribuindo assim para uma maior transparência nos setores de eletricidade e gás[35].

A ERSE reconhece também a pertinência e a necessidade de um permanente acompanhamento do mercado retalhista, em especial o equilíbrio entre as dinâmicas concorrenciais geradas em mercado liberalizado e o contexto de atuação dos CUR. Importa, ainda assim, reconhecer que o atual contexto de mercado se reveste de especial complexidade, com implicações potencialmente significativas no exercício da concorrência, também por perda de diversidade empresarial. A ERSE está em crer que o CT tem esta circunstância presente, desde logo porque a ela se refere nas considerações que faz sobre o desenvolvimento regulatório.

Com efeito, entende a ERSE que a preocupação subjacente na adoção do Regulamento n.º 951/2021, de 2 de novembro, é justamente uma expressão da atenção permanente dada à monitorização do mercado e da promoção das dinâmicas concorrenciais, de que os consumidores – todos, sem exceção – são beneficiários líquidos.

[35] Análise às ferramentas de comparação de preços de energia.

C. PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS A VIGORAREM EM 2022-2023 E CUSTO MÁXIMO PARA O TRANSPORTE DE GNL POR CAMIÃO-CISTERNA

C.1. PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS A VIGORAREM EM 2022-2023

Relativamente aos preços dos serviços regulados de leitura extraordinária, de interrupção e de restabelecimento do fornecimento de gás, a ERSE propôs um aumento de 12% face aos valores em vigor, em linha com a proposta apresentada pelos operadores de rede de distribuição.

Esta proposta foi justificada com a projeção de custos realizada pelos operadores, muito determinada pela subida generalizada de preços em resultado, fundamentalmente, da pandemia COVID-19 e do conflito armado na Ucrânia. Esta proposta de aumento, que a ERSE reconhece expressivo, surge na sequência de um período de 10 anos, durante o qual os preços dos serviços regulados do setor do gás se mantiveram inalterados.

Neste contexto, considera o Conselho Tarifário que a proposta de aumento do preço destes serviços carece de melhor justificação, particularmente quanto à evolução dos indutores que contribuem para a sua prestação.

Os serviços regulados em causa são prestados nas instalações de consumo e, na maior parte das situações, com recurso a prestadores de serviço externos e no âmbito de contratos de empreitada contínua. Deste modo, e como se identifica na proposta apresentada pela ERSE, os preços destes serviços são muito dependentes do custo de deslocação e do custo da mão-de-obra especializada. O atual quadro, de registo de preços máximos de combustíveis e de subida do preço da mão-de-obra especializada (como reação à pressão inflacionista), tendo reflexo direto nos custos desses prestadores de serviço, condiciona, do mesmo modo, os custos dos operadores de rede.

Cabe recordar, neste ponto, os princípios de aderência dos preços dos serviços regulados aos custos da sua prestação e de aceitação das propostas devidamente justificadas ou que resultem de processos concorrenciais de contratação por parte dos operadores.

Por último, a ERSE aproveita este comentário do Conselho Tarifário para, ressalvando a elevada incerteza que pende sobre o próximo ano gás, partilhar a expectativa plasmada nas respetivas propostas apresentadas pelos operadores de rede de distribuição de que o aumento projetado de 12% dos custos de prestação destes serviços possa revelar-se insuficiente. A evolução recente dos principais indicadores económicos parece, aliás, concorrer para essa expetativa. A título de exemplo, em abril de 2022, o Índice Harmonizado de Preços no Consumidor registou, segundo o INE, uma variação homóloga de 7,4% (27,1% considerando apenas os bens industriais energéticos). No mesmo sentido, a Comissão Europeia, no seu recente relatório de primavera, reviu a previsão para Portugal do valor para 2022 do deflator no consumo privado (que, como se sabe, é o indexante adotado pela ERSE para atualização dos preços dos serviços regulados no caso do setor elétrico) de 1,8% (valor previsto no outono de 2021) para 4,5%.

C.2. CUSTO MÁXIMO PARA O TRANSPORTE DE GNL POR CAMIÃO-CISTERNA

Face à proposta inicial da ERSE, de manter a metodologia vigente e os parâmetros para cálculo do custo máximo elegível para financiamento do transporte de GNL em cisterna, o CT aconselhou a ponderação da ERSE sobre esta questão, face aos efeitos do aumento do preço dos combustíveis.

Dos comentários recebidos, salientam-se ainda os da GALP, na qualidade de Gestor Logístico do Abastecimento das UAG, que recomendou a possibilidade de revisão de preços resultante das alterações dos valores dos combustíveis que ocorrerem em períodos mais curtos, garantindo a adequação dos custos.

Adicionalmente, a ERSE recebeu já em maio, da GALP (GL UAG), informação atualizada sobre os contratos de transporte de GNL e a sua atualização quanto aos preços dos combustíveis. Recebeu também da REN uma atualização do estudo e proposta de parâmetros da fórmula de preço máximo. Esta atualização da

proposta, reflete o incremento verificado nos contratos de transporte, através de um aumento do preço máximo resultante em cerca de 4%. A REN propõe ainda um mecanismo de ajustamento periódico (semestral) dos parâmetros da formula do preço máximo, a aprovar pela ERSE, suportados num estudo prévio da REN. A REN propõe que o mecanismo de ajustamento seja ativado quando o preço do gasóleo varie mais de 5% em média, no período.

Ponderando a recomendação do CT para rever o preço máximo pelo efeito do aumento do preço dos combustíveis, e após recolha de informação junto do GL UAG e da REN, a ERSE considera necessário rever o preço máximo para o transporte de GNL em cisterna, de modo a traduzir o aumento dos preços dos combustíveis e também o efeito da inflação.

Os parâmetros da fórmula de preço máximo foram ajustados com um incremento de 4,3%. Adicionalmente, reconhecendo a volatilidade dos preços dos combustíveis e considerando que os parâmetros aprovados se aplicam entre outubro de 2022 e setembro de 2023, introduziu-se um mecanismo automático de revisão do parâmetro variável do preço.

Considera-se que com este mecanismo, o custo máximo aceite adaptar-se-á a alterações significativas nos preços do gasóleo, sejam reduções ou aumentos, aumentando a estabilidade das condições comerciais da comercialização de gás.

D. MERCADO LIVRE

D.1. PROCESSO DE EXTINÇÃO DAS TTVCF

A ERSE sublinha a pertinência do comentário do Conselho Tarifário quanto ao esforço, contínuo e sempre inacabado, de dotar os consumidores de meios e instrumentos para uma participação ativa e consciente nos diferentes referenciais de mercado. A ERSE está em crer que o Conselho Tarifário, ao reconhecer a pertinência dessa atuação, está simultaneamente a evidenciar o esforço prosseguido pela ERSE em promover a literacia energética e a preparação dos consumidores na abordagem que estes fazem do mercado.

No entender da ERSE, o são desenvolvimento do mercado deve ser obtido através de um equilíbrio simbiótico de medidas de capacitação dos consumidores e a expressão das suas reais motivações, razão pela qual se sublinha a importância dos instrumentos de divulgação de informação não apenas a respeito da dicotomia entre tarifa transitória e mercado liberalizado, mas, antes, a todo o contexto de afirmação concorrencial.

D.2. IMPACTE ESPERADO NA COMPONENTE DE ENERGIA NO MERCADO LIVRE

Estando este ponto diretamente relacionado com o ponto B.1. do Enquadramento do Parecer do CT, remete-se para os comentários apresentados pela ERSE nesse ponto.

D.3. EVOLUÇÃO DO MERCADO LIVRE

A ERSE tem procurado promover a literacia dos consumidores através da realização de diversas ações contribuindo para a disseminação do conhecimento, de entre as quais se destacam: programa ERSEForma; apoio técnico e financeiro dos Centros de Arbitragem de Conflitos de Consumo; divulgação de informação através de diferentes meios; celebração de protocolos com instituições que permitem aportar conhecimento e diversificar os públicos-alvo (GNR, AIP-CCI e Casa Pia de Lisboa).

Em matéria de formação de preços, a página da ERSE disponibiliza também informação diversa, designadamente os Boletins Eurostat para os setores de eletricidade e do gás, em base semestral, bem como vídeos didáticos sobre a formação dos preços de eletricidade e do gás natural. No simulador de preços de energia da ERSE é também disponibilizada informação sobre as componentes que determinam os preços de cada uma das ofertas.

A propósito do que refere o Conselho Tarifário a respeito do contexto de elevada volatilidade dos mercados de *commodities*, entende a ERSE dever reiterar, no essencial, o que atrás se referiu sobre a capacitação dos consumidores para abordagem aos mercados, com independência do referencial em que atuem.

E. TARIFA SOCIAL

No que respeita à recomendação apresentada pelo Conselho Tarifário, visando a alteração do Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, para incluir beneficiários de outros escalões de abono de família (além do primeiro escalão), importa salientar que a mesma carece de intervenção legislativa.

Como é do conhecimento do CT, nos contributos e estudos realizados pela ERSE a respeito da tarifa social, a ERSE salientou a diversidade de tratamento associada aos vários critérios de aplicação da tarifa social, alertando para a necessidade de revisão do regime, para melhorar a coerência entre setores e a aplicação não discriminatória entre clientes vulneráveis de ambos os setores regulados.

Conforme também é salientado pelo CT, o número de beneficiários da tarifa social no gás natural, em 2021, foi muito expressivo face ao ano anterior, representando, no 4.º trimestre de 2021, um incremento de 64,6% relativamente ao mesmo trimestre de 2020, e perspetivando-se, para o ano gás 2022-2023, um aumento de cerca de 2 mil clientes com tarifa social de gás face ao 4.º trimestre de 2021.

Este elemento é incontornável na avaliação da revisão do regime legal da tarifa social. A ERSE considera que, a par das preocupações de equidade na aplicação da tarifa social entre os setores regulados, deve igualmente refletir-se sobre os critérios de identificação dos beneficiários, bem como os mecanismos de financiamento desta medida, assegurando que o benefício abrange efetivamente quem necessita deste apoio e que o esforço financeiro associado à medida não tenha impactos negativos no mercado concorrencial de energia.

A avaliação aprofundada da eficácia desta medida no processo de mitigação de situações de pobreza energética é, de facto, um elemento crucial para a gestão desta matéria. A este respeito, importa referir, como já feito anteriormente, que a ERSE foi consultada sobre a "Estratégia Nacional de Longo Prazo para o Combate à Pobreza Energética 2021-2050" que esteve em consulta pública. A referida estratégia refere duas medidas de ação centradas na tarifa social:

- medida 2.1 – Tarifa Social de Energia (I), cujo objetivo é "Dar continuidade à Tarifa Social de Energia, evoluindo-a para que possa dar uma resposta emergente e eficaz às famílias economicamente vulneráveis e com carências energéticas, por via da definição de escalões que permita a caracterização e diferenciação do consumidor vulnerável";
- medida 2.2 – Tarifa Social de Energia (II), cujo objetivo é "Proceder a uma avaliação do atual mecanismo de financiamento da tarifa social de energia, com o intuito de avaliar e propor uma nova abordagem numa lógica de medida de coesão social e não de política energética, de forma a assegurar a sustentabilidade económica da mesma no médio a longo prazo".

Sem descurar a importância da tarifa social, na perspetiva da ERSE, seria desejável uma reflexão sobre instrumentos alternativos para a proteção de consumidores em pobreza energética, designadamente através de mecanismos que não diminuam o sinal preço, variável importante para a eficiência energética, que constituiu uma aposta importante da estratégia. O combate à pobreza energética deve centrar-se em medidas de investimento para melhoria da eficiência energética das habitações e dos equipamentos e de capacitação dos consumidores, algumas já existentes, devendo evitar-se lógicas de subsídios permanentes ao consumo, que induzem comportamentos menos eficientes no consumo de energia. Com a implementação da 7.ª edição do PPEC que se inicia em julho de 2022, a ERSE tem a expetativa de também contribuir para este objetivo.

Quanto ao financiamento da tarifa social, o parecer do CT, após fazer uma breve referência ao regime legal aplicável, refere que os "encargos com a tarifa social do gás natural são assumidos pelo ORT, pelos ORD e

pelos comercializadores (incluindo os de último recurso retalhistas)". De seguida, recomenda à ERSE que "proceda à elaboração de cenários resultantes do crescimento dos potenciais beneficiários desta tarifa, em especial no quadro da atual conjuntura internacional, e o seu impacte no equilíbrio económico-financeiro das empresas que suportam estes encargos: ORT, ORD, Comercializadores e CURs".

A ERSE, no âmbito das competências que lhe são legalmente atribuídas, monitoriza e avalia regularmente a evolução das atividades reguladas e o desempenho económico e financeiro das empresas, de forma a assegurar o equilíbrio económico-financeiro das mesmas. A avaliação de desempenho que a ERSE publica no início dos novos períodos de regulação é um exemplo desse exercício.

Assim, os possíveis impactes económicos e financeiros do financiamento da tarifa social nas empresas reguladas são naturalmente acompanhados pela ERSE no quadro da monitorização do desempenho económico e financeiros das empresas reguladas, desde que geridas de forma eficiente.

A ERSE tem acompanhado o tema com proximidade e emitido documentos, designadamente de natureza consultiva, sobre o modelo de tarifa social[36].

A avaliação aprofundada da eficácia desta medida no processo de mitigação de situações de pobreza energética é, de facto, um elemento crucial para a gestão desta matéria. Todavia, importa salientar que a ERSE não dispõe da informação necessária, designadamente no que respeita à sua aplicação em contexto de pobreza e caracterização económico-social da população abrangida, sendo, por natureza, matérias do foro da Segurança Social e Autoridade Tributária.

Relativamente ao impacte da medida e do aumento de número de beneficiários no equilíbrio económico-financeiro das empresas que suportam os encargos, nos termos da decisão do financiamento tomada pela Assembleia da República e de a tarifa social no setor do gás natural apresentar uma dimensão significativamente mais pequena do que apresenta no setor elétrico, a ERSE continuará a acompanhar os eventuais efeitos deste financiamento no equilíbrio económico financeiro das empresas reguladas.

F. TAXAS DE OCUPAÇÃO DO SUBSOLO

O CT, após fazer um percurso histórico da TOS, refere-se aos Despachos n.º 315/2021, de 11 de janeiro, e 5983/2021, de 18 de junho, referindo que, decorridos os prazos previstos, "não se conhece (…) o resultado do trabalho desenvolvido".

De seguida, o Parecer do CT tece duas recomendações em sentido idêntico às que havia efetuado no ano transato, a saber:

- Necessidade de serem estabelecidos tetos máximos para as taxas a aplicar (como se verifica na Taxa Municipal de Direitos de Passagem, nas telecomunicações), e mecanismos que promovam a homogeneização da sua aplicação;
- Necessidade de assegurar o equilíbrio económico-financeiro dos ORD, nos termos previstos nos seus contratos de concessão e na regulamentação em vigor, independentemente da solução que vier a ser encontrada.

A ERSE é uma das várias entidades que integraram o grupo de trabalho constituído pelo Despacho n.º 315/2021, de 11 de janeiro, cuja convocação coube ao membro do Governo responsável pela modernização do Estado e da Administração Pública.

[36] Cf., por todos, o último parecer emitido na matéria, disponível em https://www.erse.pt/media/21ml02gq/parecer-alargamento-tarifa-social.pdf.

A ERSE tem reiteradamente referido[37] que esta Entidade Reguladora não tem competências para definir limites máximos cobrados nas TOS. Com efeito, a definição das taxas depende de ato legislativo, conforme disposto no artigo 165.º, n.º 1, alínea i) da Constituição da República Portuguesa. Não tendo tal limitação sido efetuada por via legal, a ERSE não tem competência para limitar a autonomia das autarquias por via regulamentar. Acrescente-se, a este propósito que, no caso das TMDP, o percentual máximo aparece densificado no artigo 106.º, n.º 3, alínea b) da Lei n.º 5/2004, de 10 de fevereiro, e, no caso do IMI, no artigo 112.º do Decreto-Lei n.º 287/2003, de 12 de novembro. Ou seja, em ambos os casos, a limitação operou-se, como não podia deixar de ser, através de diploma com valor legislativo.

Além disso, salienta-se que é atribuição da ERSE assegurar o equilíbrio económico e financeiro das atividades dos setores regulados, quando geridas de forma adequada e eficiente (artigo 3.º, n.º 2, al. b) dos Estatutos da ERSE). Em todo o caso, não se vislumbra que tal possa ser posto em causa pela atuação da ERSE nesta proposta tarifária, nem o CT o identifica.

G. QUALIDADE DE SERVIÇO

A ERSE tomou boa nota dos comentários recebidos no parecer do Conselho Tarifário sobre o tema da qualidade de serviço, procurando manter o objetivo da melhoria da qualidade de serviço, nas vertentes técnica e comercial, e um equilíbrio com os custos que daí resultam. Durante o presente ano estão previstas várias iniciativas que visam aumentar a divulgação de informação sobre a vertente comercial da qualidade de serviço.

III – RECOMENDAÇÕES

Alínea a)

A ERSE regista a recomendação apresentada pelo CT no que respeita às eventuais expectativas criadas sobre a "evolução das ofertas em regime de mercado". Tendo em conta a situação atual, em que se assiste a uma elevada volatilidade do preço da componente de energia, a evolução do preço de energia pode apresentar diferenças relevantes entre o mercado regulado e o mercado livre. Por esse motivo, será retirada do sumário executivo a análise quantitativa sobre o impacte da componente de energia nos preços finais do mercado livre.

Alínea b)

A respeito deste aspeto, entende a ERSE dever reiterar o que atrás se referiu sobre o desenvolvimento do mercado e de instrumentos de promoção da concorrência, sendo que a consulta pública a que o Conselho Tarifário faz referência se insere numa linha de partilha e discussão com os agentes de mercado e demais interessados, de temas de desenho de mercado. Importa, pois, reconhecer que, embora tendo uma possível repercussão tarifária, a discussão promovida pela ERSE está longe de se esgotar nesta componente, ainda que se sublinhe que a definição de tarifas e preços é, como quase todos os demais processos regulatórios, subsidiária dos desenvolvimentos no plano da concorrência e do desenho do mercado.

Alínea c)

Conforme referido anteriormente, a ERSE acompanha em permanência a evolução da procura nos setores que regula para avaliar o seu impacto nos proveitos e tarifas de cada setor.

[37] Cf. Página 21 dos Comentários ao Parecer do Conselho Tarifário sobre a "*Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2020-2021*", disponível em https://www.erse.pt/media/tglnjrux/coment%C3%A1rios-ao-parecer-do-ct.pdf e página 26 dos Comentários ao Parecer do Conselho Tarifário sobre a "*Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2021-2022*", disponível em https://www.erse.pt/media/prwdfhd0/coment%C3%A1rios-ao-parecer-do-ct.pdf.

A ERSE tem noção de que o custo das tarifas de acesso às infraestruturas de AP previsto para o ano gás 2022-2023 é bastante baixo e que resulta essencialmente, da conjugação de várias circunstâncias extraordinárias.

A forte diminuição das tarifas de acesso às infraestruturas de AP sucede num contexto totalmente oposto para os preços de gás natural nos mercados grossistas. Assim, considera-se fundamental a repercussão de montantes disponíveis através das tarifas das infraestruturas em AP, de forma a mitigar os aumentos significativos da componente de energia. Havendo a possibilidade de mitigar este efeito no curto prazo, seria de difícil compreensão se o regulador retivesse esse alívio tarifário.

A médio prazo é expectável a reversão dos preços de energia para níveis, embora possivelmente ainda altos, mais próximos do "normal histórico", mitigando o risco de se conjugarem efeitos simultâneos de crescimento das tarifas de acesso às infraestruturas de AP e dos preços de energia.

No entanto, a ERSE concorda que a incerteza associada às atuais circunstâncias aconselha o acompanhamento e a antecipação dos seus possíveis futuros efeitos na volatilidade das tarifas. Neste sentido, o acompanhamento que é feito em permanência pela ERSE aos fatores que possam perigar a estabilidade tarifária, nomeadamente a evolução da procura, pretende antecipar os eventuais impactes desses fatores na volatilidade das tarifas e permitir a aplicação atempada dos mecanismos à disposição da ERSE, referidos ao longo da resposta a este parecer, que são mais eficazes para controlar esses impactes.

Alínea d)

A ERSE acolheu as recomendações do CT, atualizando os valores para refletir os custos mais atuais dos combustíveis e incluindo um mecanismo de atualização trimestral para refletir a variação dos preços.

Alíneas e) e f)

Os custos de aquisição de gás natural têm subjacente, como refere o CT, o aprovisionamento-fornecimento suportado pelos contratos históricos do CSNG, celebrados em regime de take-or-pay, existindo ainda dois contratos nestas condições, válidos até 2023 e 2027. Em termos regulamentares, a atividade de Compra e Venda de gás natural foi dividida em duas funções:

1. Função de compra e venda de gás natural, decorrentes da aquisição de gás natural, diretamente ou através de leilões, no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo;
2. Função de Compra e Venda de gás natural em mercados organizados ou através de contratos bilaterais.

No entanto, no ano gás 2022-2023, apenas são calculados os proveitos para a função de Compra e Venda de gás natural, resultantes da aquisição de gás natural, diretamente ou através de leilões, no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo, pois não existem previsões nem informações para as outras funções.

Desta forma, o custo de aquisição de gás natural tem em conta o custo previsto no âmbito dos dois contratos celebrados em regime de *take-or-pay*, ainda em vigor. Não sendo previstas aquisições por parte do CURg em mercados organizados ou através de contratos bilaterais, as cotações verificadas e previstas em outros mercados de referência não são tidas em consideração no custo previsto de aquisição de gás natural.

A consideração das tendências verificadas nos mercados grossistas do gás, subjacente à recomendação do CT, não respeitaria a legislação, designadamente o Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, e a regulamentação em vigor.

Sobre os riscos apontados pelo CT em matéria de equilíbrio concorrencial entre os mercados regulado e liberalizado, o quadro legislativo e regulamentar determina a estrutura tarifária do mercado regulado. Acresce que no setor do gás continua a vigorar a proibição de regresso ao mercado regulado, salvo as

exceções previstas regulamentarmente. Estas exceções conduzem à existência do quadro do fornecimento supletivo. Para esta situação a ERSE introduziu com o ano gás 2022-2023 uma nova abordagem para o cálculo da tarifa de Energia a aplicar ao fornecimento supletivo, que visa especificamente assegurar um maior equilíbrio concorrencial entre os mercados regulado e liberalizado[38].

Alínea g)

O CT recomenda à ERSE que seja efetuada "uma análise do modelo de organização da atividade de comercialização de último recurso retalhista, considerando o seu carácter progressivamente residual, traduzido no decréscimo do número de clientes".

A definição de um modelo de organização da atividade de último recurso obriga a um melhor conhecimento dos desafios que enfrenta esta atividade, assim como do desempenho atual das empresas para responderem a esses desafios. Para tal é necessário, entre outros aspetos, avaliar se o princípio da garantia do equilíbrio económico financeiro das empresas reguladas, desde que estas sejam geridas de forma eficiente, é e será respeitado com a evolução da atividade de comercialização de último recurso.

A avaliação da gestão eficiente da atividade passa pela análise ao contexto em que a atividade se desenvolve, assim como pela forma como são alocados os custos destas atividades, quando são desenvolvidas por empresas que integram grupos empresariais. Deste modo, a ERSE tem desenvolvido diversas atividades de monitorização do desempenho dos CUR, tanto de forma direta, nas análises ao desempenho de cada comercializador em particular, como de forma indireta, através da definição de custos de referência para essa atividade.

Tanto na avaliação do desempenho das empresas, como na definição dos custos de referência, a ERSE considera as condições em que a atividade de comercialização de último recurso é desempenhada, designadamente em termos de dimensão e maturidade das empresas.

Finalmente, a avaliação da gestão eficiente tem sido complementada com a realização de auditorias e ações de fiscalização aos CUR retalhistas, já realizadas ou perspetivadas, com vista à avaliação da forma como lhe são alocados os custos nos grupos empresariais de que fazem parte e tomada de decisões pela ERSE no que respeita às atividades de redes e de comercialização de último recurso.

A conjugação da informação recolhida nessas análises facultará à ERSE os instrumentos necessários para definição de modelo de atividade de comercialização de último recurso.

Para concluir, importa acrescentar que, no quadro de uma organização da atividade de comercialização de último recurso retalhista, não poderá deixar de ser contemplado o papel do CUR como garante do fornecimento a clientes finais em situações em que o comercializador em regime de mercado se veja impedido de atuar, com particular atenção para os efeitos decorrentes da pandemia de Covid-19 no contexto de insolvência de comercializadores, que se apresenta como risco cada vez mais presente e para o qual se deve estar especialmente alerta.

Alínea h)

A este propósito – monitorização contínua dos desenvolvimentos de mercado -, reitera-se o que atrás se mencionou a este mesmo respeito, sublinhando novamente o caráter excecional e de maior complexidade do contexto de mercado que se atravessa.

Alínea i)

A ERSE, no âmbito das competências que lhe são legalmente atribuídas, continuará a monitorizar os fatores que podem comprometer o equilíbrio económico e financeiro das atividades reguladas, desde que geridas

[38] Para mais detalhes, consultar o ponto 11.1 do documento «Estrutura tarifária no ano gás 2022-2023».

de forma eficiente. Neste âmbito, o eventual impacto do financiamento da tarifa social nas empresas cujos custos são recuperados por tarifas reguladas continuará a ser acompanhado pela ERSE.

Alínea j)

Em linha com o CT, a ERSE tem defendido a necessidade de serem estabelecidos tetos máximos para as TOS a aplicar e mecanismos que promovam a homogeneização da sua aplicação, assim como a necessidade de assegurar o equilíbrio económico-financeiro dos ORD, nos termos previstos nos seus contratos de concessão e na regulamentação em vigor.

Alínea k)

Tal como referido anteriormente, o objetivo da ERSE continuará a ser o de reduzir as descontinuidades entre escalões de consumo e as diferenças entre consumidores com consumos semelhantes, mas ligados em níveis de pressão diferentes.

Alínea l)

Reiterando o que atrás se mencionou a este mesmo respeito, a regra tem em consideração a diferença entre as Tarifas de Acesso às Redes em AP e em MP, com o objetivo de evitar decisões de investimento inadequadas numa perspetiva social, como a construção de ligações diretas à rede de AP por grandes clientes, atualmente abastecidos em MP ou BP. O facto de em anos gás anteriores o valor da modulação considerada no cálculo deste desconto ser inferior aos valores reais, originava um desconto superior ao obtido caso fosse considerada a modulação real.

◆ Tarifas e preços de gás para o ano gás 2021-2022 ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, "(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços."[39]

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas -setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT o documento "Tarifas e Preços de Gás para o Ano Gás 2021-2022", cabendo ao CT emitir parecer até 30 de abril de 2021.

Nos termos do n.º 5 do art.º 5.º do Regimento Interno do CT foi convidado, em 5 de abril de 2021, o Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC) a efetuar uma apresentação ao CT em 14 de abril de 2021.

No decurso da elaboração deste parecer foi solicitado um conjunto de esclarecimentos à ERSE, tendo-se obtido respostas, as quais são mencionadas neste documento.

Assim, a Secção do Sector do Gás do CT emite o seguinte parecer:

I - ENQUADRAMENTO

A. RECOMENDAÇÕES ANTERIORES DO CT

a. Em 31 de março de 2020, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) submeteu a parecer do Conselho Tarifário (CT) da ERSE, a "Proposta de tarifas e preços de gás para o ano gás 2020-2021" e os respetivos documentos justificativos complementares.

b. Em 30 de abril do mesmo ano, o CT emitiu parecer sobre a referida proposta, tendo efetuado um conjunto de recomendações das quais assinala positivamente terem resultado as seguintes medidas implementadas, que correspondem, na generalidade, a recomendações anteriores deste conselho:

   - Diretiva n.º 14/2020, de 30 de setembro, que "Aprova as regras de negociação de produtos com entrega no VTP na plataforma MIBGAS e procedimentos associados";
   - Disponibilização, no portal da ERSE, de um simulador nacional da taxa de ocupação de subsolo (TOS), auxiliando a decisão de investidores na instalação de atividades económicas num determinado município com o conhecimento prévio do impacte das TOS na sua fatura, e melhorando a informação aos consumidores;
   - Regulamento n.º 455/2020, de 8 de maio, "Implementação de um mecanismo de monitorização trimestral da Tarifa de Energia", com o objetivo de assegurar a adequação do preço médio de energia para os fornecimentos aos CURR, com recurso a eventual atualização tarifária.

c. Das recomendações do CT que não tiveram acolhimento por parte da ERSE destacam-se as que seguidamente se enumeram, e que o CT entende reiterar, dada a sua atualidade e pertinência:

   - No âmbito da tarifa social, o CT recomenda à ERSE que proceda à atualização de cenários resultantes do crescimento dos potenciais beneficiários da tarifa social, 59% no 1º trimestre de 2021 face ao

[39] Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.

valor registado no 4.º trimestre de 2020, em especial no quadro da atual crise da Covid-19, e o seu impacte no equilíbrio económico-financeiro das empresas que suportam estes encargos: ORT, ORD, Comercializadores e CURR.

- Identicamente, o CT solicita à ERSE que realize uma análise da atividade de comercialização de último recurso retalhista (presentemente exercida por 11 empresas) e estabeleça uma recomendação ao Governo[40] /Poder Executivo sobre a atividade dos CURR, que permita a otimização do custo da atividade num universo de clientes cada vez menor, tendo por base cenários que permitam evidenciar a resposta eficiente às necessidades do setor.
- O CT insta a ERSE, uma vez mais, a prosseguir o caminho da mitigação das descontinuidades tarifárias nas fronteiras dos escalões de consumo, a fim de evitar o eventual benefício de consumidores menos eficientes, conforme tem vindo a ser solicitado por este Conselho.
- O CT reforça a importância de assegurar opções de contratação flexíveis para os consumidores, em particular para aqueles que, pela sua dimensão, disponham de telecontagem.

d. Finalmente, no que respeita às novas atividades a exercer pelo CURG - mecanismo eficiente de aquisição de gás natural e facilitador de aquisição de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono (GOR) que foram objeto de pareceres do CT nas 89.ª e 96.º Consultas Públicas da ERSE – o CT anota que a ERSE reconheceu a pertinência das recomendações por si emitidas, traduzidas nomeadamente por:
   - Mecanismo eficiente de aquisição, sem prejuízo da sua incorporação no RT para harmonização com a legislação aplicável, a sua aplicação ficou adiada sine die;
   - Papel de facilitador para a introdução dos GOR, sendo que as obrigações de aquisição ficarão limitadas ao teor mínimo de incorporação estabelecido para o SNG, sendo também garantida a monitorização do equilíbrio económico-financeiro do CURG, face ao financiamento a posteriori a garantir pelo Fundo Ambiental.

II – ESPECIALIDADE

A. CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE GÁS NO ANO GÁS 2021-2022

A.1. CENÁRIOS ADOTADOS PARA O CONSUMO DE GÁS POR TIPO DE CONSUMIDORES

a. Na introdução à caracterização da procura para definição das tarifas para o ano gás 2021-2022, a ERSE refere a incerteza ao nível de procura de gás, principalmente durante o ano de 2021, devido à persistência da crise económica derivada da pandemia da COVID-19.

b. O CT compreende esta análise da ERSE, manifestando preocupação quanto aos efeitos da incerteza do atual contexto em possíveis desvios relevantes aos cenários de procura considerados, com impacto no sistema tarifário.

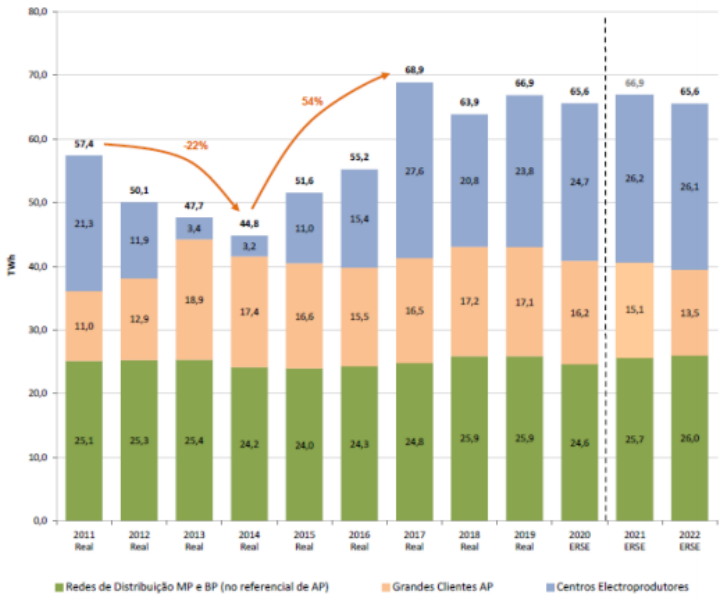
c. A ERSE apresenta os cenários de procura para os anos civis e ano gás 2021-2022, de acordo com a caracterização histórica na qual se encontram segmentados três grandes grupos de consumidores de

[40] Em linha com os comentários da ERSE ao parecer de 30/abril/2019:" Importa também referir que qualquer reflexão mais profunda que seja efetuada a este nível implica também uma alteração da legislação em vigor, nomeadamente na extensão do prazo de aplicação das tarifas transitórias de venda a clientes finais, por forma a que se consiga fazer uma reflexão atempada e tendo em consideração todos os requisitos em causa." Tendo a Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, estabelecido a obrigatoriedade de fornecimento de gás natural, pelos comercializadores de último recurso, até 31 de dezembro de 2022, para clientes finais de BP com consumos anuais superiores a 10 000 m^3 que não tenham contratado no mercado livre o seu fornecimento, e para clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m^3 que não exerçam o direito de mudança para um comercializador de mercado livre, até 31 de dezembro de 2025.

gás: os centros electroprodutores de ciclo combinado, os grandes consumidores industriais e os consumidores de menor dimensão.

d. A evolução histórica anual e as previsões para os anos civis de 2021 e de 2022 encontram-se a seguir representadas:

Figura 2-2 - Evolução do consumo de gás em Portugal por ano civil



Fonte: Proposta de caracterização da procura de gás no ano gás 2021-2022

e. Na totalidade, a ERSE prevê um consumo de 66.9 TWh para 2021, e de 65.6 TWh para 2022, que compara com os valores verificados em 2019 (66.9 TWh) e em 2020 (65.6 TWh).

A.1.1. PREVISÕES DO CONSUMO DE GÁS DOS CENTROS ELECTROPRODUTORES

a. Na sua análise de previsão de consumo a ERSE considera um conjunto de fatores que seguidamente se enumeram:

- o consumo de energia elétrica referido à emissão deduzido da produção em regime especial com regimes de remuneração garantida (feed-in tariff), que corresponde à procura efetivamente dirigida aos produtores em regime de mercado e que é indicativo da possibilidade de colocação em mercado da produção das centrais de ciclo combinado a gás e, portanto, do respetivo consumo de gás;
- os efeitos da hidraulicidade que determinam as ofertas de produção hídrica em volume e em preço e, consequentemente, condicionam as possibilidades de colocação em mercado da produção das restantes tecnologias;
- a crescente integração dos mercados ibérico e do resto da Europa, que pode levar a alterações significativas do saldo exportador devido a fatores externos, o que aumenta a possibilidade de colocação em mercado dos produtores portugueses;
- as particularidades da central da Turbogás, tendo em conta o vínculo contratual para fornecimento de gás natural em regime *take-or-pay,* pelo que a evolução do seu consumo depende dos valores mínimos de consumo estabelecidos no acordo de gestão de consumos (AGC) para evitar uma situação de *pay*;

- a política energética e ambiental a nível ibérico e europeu, que favorece a produção a gás em detrimento do carvão. Perspetiva-se que no ano gás 2021-2022 a produção de eletricidade a carvão seja residual a nível nacional e pouco significativa a nível ibérico;
- a nova potência de produção solar, a instalar durante os anos de 2021 e 2022, atribuída no leilão de 2019 (aproximadamente 1000 MW).

b. Face ao exposto anteriormente, a ERSE estima que no atual contexto de grande incerteza o consumo dos centros electroprodutores para os anos de 2021 e 2022 seja de 26,2 TWh e 26,1 TWh, respetivamente.

c. O CT regista que as previsões da ERSE para os anos de 2021 e 2022 apresentam um aumento não despiciente face aos consumos verificados nos últimos anos. Sendo este um segmento de consumo que, por natureza, está sujeito a uma elevada volatilidade, conforme identificado anteriormente pela ERSE, o CT releva a possibilidade de que condições favoráveis à produção hídrica e renovável possam reduzir as necessidades de produção elétrica por via das centrais de ciclo combinado e, por conseguinte, as necessidades de gás.

d. Nesse sentido, o CT recomenda que a ERSE reavalie as suas previsões com base em todas as fontes de informação disponíveis e projeções adotadas.

A.1.2. PREVISÕES DO CONSUMO DE GÁS DOS GRANDES CLIENTES AP

a. Para 2021, a previsão de consumo da ERSE é de 15.1 TWh e de 13.5 TWh para 2022, que compara com os valores verificados em 2019 (17.1 TWh) e em 2020 (16.2 TWh).

b. A ERSE justifica esta quebra com a previsão de encerramento da refinaria de Matosinhos durante 2021 e a manutenção do regime de laboração dos restantes consumidores.

c. O CT regista o impacte relevante que decorre do encerramento da refinaria na estrutura de consumo do SNG.

d. Entendendo a base de cálculo da ERSE, o CT não pode deixar de salientar o grau de incerteza que o atual contexto económico induz na definição dos cenários.

A.1.3. PREVISÕES DO CONSUMO DE GÁS ABASTECIDO PELAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

a. Para 2021 a previsão da ERSE é de 25.7 TWh e de 26.0 TWh para 2022 que compara com os valores verificados em 2019 (25.9 TWh) e em 2020 (24.6 TWh).

b. A ERSE refere que optou por considerar valores provisionais dos fornecimentos e números de pontos de abastecimento previstos pelos ORD para 2021 e 2022, para o agregado de MP e BP, exceto no caso da Sonorgás, para a qual foi considerada uma previsão de 50% das previsões da empresa, face ao desenvolvimento mais lento dos novos polos.

c. O CT reconhece a dificuldade na definição de cenários de procura em face das incertezas decorrentes do atual contexto socioeconómico. Em todo o caso, o CT considera adequada a metodologia seguida pela ERSE.

A.2. BALANÇO DE ENERGIA PARA O ANO GÁS 2021-2022

a. O balanço de energia tem em conta os pressupostos considerados pela ERSE, nomeadamente as previsões de consumo, por segmento, e que o CT comenta nos pontos acima.

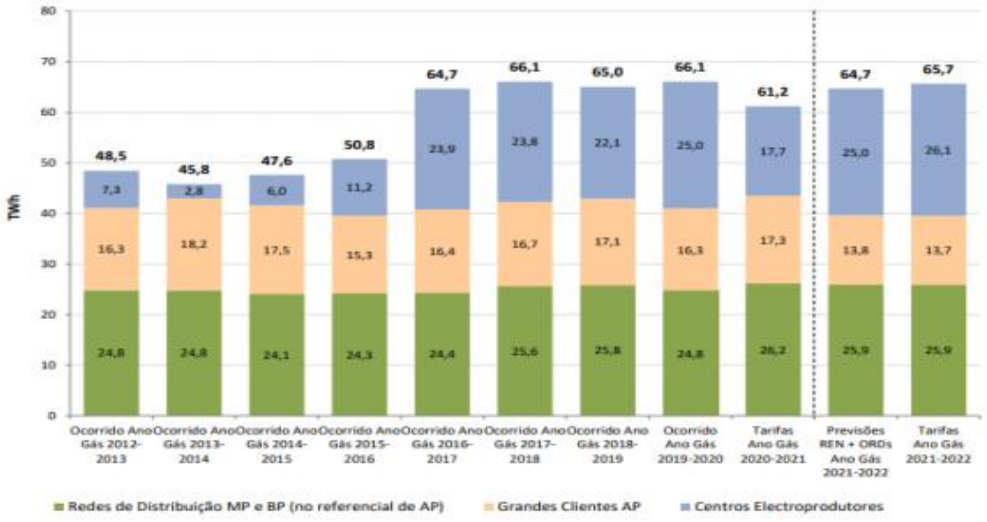
b. Relativamente à evolução do mercado liberalizado, verifica-se que 98% do consumo de gás e 85% dos clientes se encontram no mercado livre, percentagens idênticas às referidas na proposta de tarifas do ano gás anterior.

c. Face a esta evolução, o CT mantém a recomendação de que a ERSE monitorize este processo, considerando o interesse na conclusão da liberalização do mercado.

A.3. CARACTERIZAÇÃO DE QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DE PROVEITOS PARA OS ANOS 2021 E 2022

a. A evolução histórica em anos gás e as previsões consideradas para definição das tarifas e proveitos permitidos para o ano gás 2021-2022 encontram-se a seguir representadas:

Figura 2-3 - Quantidades definidas para o ano gás 2021-2022 para os grandes grupos de consumidores



Fonte: Proposta de caracterização da procura de gás no ano gás 2021-2022

b. Para além das previsões para o ano gás 2021-2022, consideradas pela ERSE para a definição de tarifas e proveitos permitidos, são apresentados os cenários de previsões da REN e ORDs para o mesmo período:

- Centros electroprodutores
  - A ERSE prevê um consumo de 26.1 TWh, em comparação com o valor de 17.7 TWh previsto para o ano gás anterior, ou seja, um incremento de 47.5%.
  - A previsão REN/ORDs aponta para um consumo de 25.0 TWh, 4.2% inferior ao previsto pela ERSE, sendo entendimento do CT que a fixação final deve ter em conta a previsão da REN/ORD.
- Grandes clientes AP
  - A proposta prevê um consumo de 13.7 TWh, em comparação com o valor de 17.3 TWh previsto para o ano gás anterior, representando uma redução de 20.8%. Este valor está em linha com a previsão REN/ORDs (13.8 TWh).
- Consumo de gás abastecido pelas redes de distribuição
  - A proposta prevê um consumo de 25.9 TWh, em comparação com o valor de 26.2 TWh previsto para o ano gás anterior, o que representa uma redução de 1.2%. Este valor é também considerado pelos operadores REN/ORDs.

c. Em síntese, para efeito dos cálculos dos proveitos permitidos e das tarifas é considerado um total de 65.7 TWh, que compara com o valor de 61.2 TWh considerado para o ano gás anterior. Este incremento (+7.35%) é totalmente justificado pela subida de consumo previsto para os centros electroprodutores,

já que os restantes segmentos de consumo registam uma previsão de descida face ao período homólogo.

d. O CT acompanha a perspetiva cautelosa da ERSE de previsão para os segmentos de consumo convencionais (grandes clientes AP e abastecidos pelas redes de distribuição) e manifesta reservas face à perspetiva de incremento de consumo para os centros electroprodutores, como justificado no ponto A.1.1.

A.4. UTILIZAÇÃO DAS REDES E INFRAESTRUTURAS

a. Em 2020, a emissão de gás natural do terminal de Sines para a RNTGN correspondeu a uma modulação[41] de cerca de 265 dias.

b. Em 2020, a emissão de gás natural para o carregamento dos camiões-cisterna correspondeu a uma modulação de cerca de 170 dias.

c. A energia armazenada no Carriço (armazenamento subterrâneo), ao longo do ano de 2020, oscilou entre os 11 e os 22 dias de consumo médio nacional diário. O gás natural armazenado no armazenamento subterrâneo e no terminal de Sines foi em média, de 27 dias do consumo médio diário nacional.

d. O terminal de Sines, o VIP[42] e o armazenamento subterrâneo (AS) representaram 86%, 7% e 6%, respetivamente, em relação ao total de entradas na RNT.

e. Em termos de saídas, os consumos dos Centros electroprodutores, dos Clientes Industriais em Alta Pressão, dos consumos nas redes de distribuição (ORD) e do Armazenamento Subterrâneo (AS) representaram em 2020, 36%, 24%, 35% e 4%, respetivamente, do total das saídas da RNT. Verificou-se também exportação por Campo Maior, representando 1% do total das saídas.

f. A ERSE identifica os seguintes factos relevantes com incidência na utilização da RNT, e demais infraestruturas da rede de gás, para o ano gás 2021-2022:

> *"- A conjuntura do setor elétrico condiciona as centrais a gás na estrutura de produção elétrica. Além da imprevisibilidade em termos de energia, também a capacidade máxima atingida, ligada à potência nominal das centrais, apresenta instabilidade enquanto variável de faturação. Neste caso, foi considerado um cenário ERSE, que prevê um pequeno crescimento do consumo destes produtores, tendo em conta todos os fatores explicitados.*
>
> *- Na utilização da RNT assume-se que existe injeção de gás através dos seguintes pontos de entrada: VIP (Campo Maior e Valença do Minho), Terminal de GNL em Sines e Armazenamento Subterrâneo no Carriço. Não se prevê qualquer injeção de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono nos pontos de entrada na rede. Assumem-se como pontos de saída os clientes ligados diretamente à rede de AP, as redes de distribuição, o Terminal de GNL em Sines (contra fluxo), as interligações internacionais de Campo Maior e Valença do Minho e o Armazenamento Subterrâneo.*
>
> *- São previstas quantidades, por ponto de entrada e por ponto de saída, associadas aos produtos de capacidade contratada nas diferentes infraestruturas (VIP, Terminal de GNL em Sines e Armazenamento Subterrâneo), com os horizontes temporais anual, trimestral, mensal, diário e intradiário (quando aplicável), como estabelecido no Regulamento Tarifário.*
>
> *- São previstas quantidades para as opções tarifárias adequadas aos consumidores com consumos concentrados no tempo, designadamente nas opções flexíveis.*

[41] A modulação é obtida pelo rácio entre a energia total e a capacidade máxima verificada.

[42] Ponto virtual de ligação.

- As quantidades de energia previstas para o Terminal de Sines resultam do balanço de energia apresentado no Capítulo 3, com a seguinte estrutura de aprovisionamento: (i) 90% da energia entra pelo Terminal de Sines; (ii) 10% da energia entra pelas interligações. Considera-se que as quantidades rececionadas pelo Terminal de Sines são iguais à soma das quantidades regaseificadas com as quantidades carregadas em camiões-cisterna, tendo como pressuposto a inexistência de carregamentos de navios metaneiros de GNL para exportação (transhipment), para o ano gás 2021-2022.

- Considera-se que existe exportação de gás do VIP para Espanha."

g. O CT entende ser de alertar para uma eventual sobrestimação dos consumos dos centros electroprodutores, com os consequentes impactos tarifários, pelo que insta a ERSE a rever esta estimativa.

A.5. COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA

a. De acordo com o estabelecido na Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, o prazo para prolongamento das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para clientes com consumos anuais de gás inferiores ou iguais a 10 000 m^3 é de 31 de dezembro de 2025.

b. No que se refere aos restantes níveis de pressão, AP e MP, as tarifas transitórias de venda a clientes finais já se encontram extintas.

c. O CT reitera a sua recomendação de pareceres anteriores no sentido de ser efetuada uma análise do modelo de organização da atividade de comercialização de último recurso retalhista, considerando o seu carácter progressivamente residual e tendencialmente decrescente.

A.6. FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS

a. O ORT enviou à ERSE uma proposta de fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos para vigorar no ano gás 2021-2022, de 0,1% para a RNTGN, 0% para o terminal de GNL e de 0,65% para o armazenamento subterrâneo.

b. A proposta do ORT representa a manutenção dos valores em vigor no ano gás 2020-2021, para a RNTG e para o terminal de GNL, e de um acréscimo 0,60% para 0,65% no armazenamento subterrâneo.

c. O acréscimo proposto relativamente ao ano anterior para a Armazenagem foi justificado[43] essencialmente pelo aumento do autoconsumo consequência do acréscimo de solicitações de arranque e paragem da infraestrutura por necessidade de compensação da RNTG e pela maior carga no funcionamento dos equipamentos compressores devido ao parque de cavernas da infraestrutura estar em média com maior pressão.

d. Os operadores da rede de distribuição propuseram a manutenção dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos para as infraestruturas de distribuição, aprovados para o ano gás 2020-2021, de 0,07% para as redes em MP, de 0,34% para as redes de BP e de 1% para as UAG.

e. O CT regista positivamente o nível de perdas e autoconsumos e a sua não degradação ao longo dos anos.

B. ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2021-2022

B.1. ADITIVIDADE TARIFÁRIA

a. O princípio da aplicabilidade da aditividade tarifária ao cálculo de tarifas está consagrado no Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação do Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro, para

[43] Pág. 104 do documento da caracterização da procura.

garantir que sejam alocados aos clientes apenas os custos associados às atividades utilizadas no abastecimento do seu ponto de consumo.

b. A ERSE determina os custos de todas as atividades envolvidas no SNG, de acordo com os serviços que lhe estão associados e respetivos custos que decorrem da sua operação. Estes são posteriormente agregados em tarifas de acesso às redes (quadro 2-2), de acordo com as atividades necessárias ao abastecimento de cada tipo de cliente.

c. Para além das tarifas de acesso, os clientes em mercado livre suportam os custos de energia negociados livremente com comercializadores em mercado.

d. No caso dos clientes em mercado regulado, à tarifa de acesso às redes, somam a energia e a tarifa de comercialização, resultando na tarifa transitória de venda a clientes finais.

Quadro 2-2 - Aditividade das tarifas de Acesso às Redes, da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais e preço de fornecimento no mercado livre

		Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais	Preço de fornecimento no mercado livre
Tarifas reguladas por atividade			
Tarifa de Acesso às Redes	tarifa de Uso da Rede de Transporte [*]	•	•
	tarifa de Uso da Rede de Distribuição	•	•
	tarifa de Uso Global do Sistema	•	•
	tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	•	•
tarifa de Energia		•	
tarifa de Comercialização		•	
Preços de mercado por atividade			
preço de energia do mercado			•
preço de comercialização do mercado			•
Destinatário		Clientes no mercado regulado	Clientes no mercado livre

[*] A tarifa de Uso da Rede de Transporte incluída na tarifa de Acesso às Redes e na tarifa transitória de Venda a Clientes Finais refere-se apenas aos preços de saída da rede de transporte aplicáveis a consumidores.

Fonte: Estrutura tarifária no ano gás 2021-2022

e. A tarifa de acesso às redes suportada por cada cliente está dependente do nível de pressão a que se encontra ligado e é aditivo tal como demonstrado no quadro 2-3:

Quadro 2-3 - Aditividade da tarifa de Acesso às Redes, por nível de pressão

Nível de pressão dos fornecimentos	AP	MP	BP >	BP <
Tarifa regulada por atividade				
Tarifa de Uso Global do Sistema	•	•	•	•
Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	•	•	•	•
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	•	•	•	•
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP		•	•	•
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP >			•	
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP <				•

Fonte: Estrutura tarifária no ano gás 2020-2021

f. A tarifa de energia, ou seja, de aprovisionamento de gás, é determinada pela ERSE no caso das TTVCF e inclui as seguintes tarifas aprovadas pela ERSE:
   - Custos de compra e venda de gás
   - Tarifa de uso do terminal de GNL
   - Tarifa de uso do armazenamento subterrâneo
   - Uso da rede de transporte (entrada)

g. O preço da atividade de comercialização de gás é determinado pelo comercializador em mercado livre ou pela ERSE no caso das TTVCF.

h. A repercussão das atividades nas tarifas, e respetivo reflexo na fatura do cliente, é realizada de acordo com variáveis físicas que se adequam à forma como os custos são incorridos, de acordo com o quadro 2-4, estando agrupadas em três categorias:
   - Energia, custo que se reflete proporcionalmente ao consumo de energia em kWh.
   - Capacidade, custo inerente à utilização das infraestruturas, que têm de ser dimensionadas para conseguir abastecer o cliente. Reflete o valor máximo diário medido em kWh/dia, e tem como objetivo a promoção da utilização mais eficiente da infraestrutura.
   - Termo fixo, custo associado a cada cliente individual e que não está dependente do consumo ou da infraestrutura (estando prevista a possível diferenciação pelo nível de pressão a que o cliente está ligado).

Quadro 2-4 - Variáveis de faturação nas tarifas reguladas por atividade

Variáveis de faturação	Energia	Capacidade	Termo fixo
Tarifa regulada por atividade			
tarifa de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	•	•	•
tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	•	•	
tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador		•	
tarifa de Uso Global do Sistema	•		
tarifa de Uso da Rede de Transporte		•	
tarifa de Uso da Rede de Distribuição	•	•	•
tarifa de Energia	•		
tarifa de Comercialização	•		•

Fonte: Estrutura tarifária no ano gás 2020-2021

i. O Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na sua redação atual, consagra ainda os princípios aplicáveis ao cálculo e à fixação das tarifas, definindo que as tarifas reguladas devem assegurar o "*equilíbrio económico e financeiro das atividades reguladas em condições de gestão eficiente*" e criar "*incentivos ao desempenho eficiente das atividades reguladas das empresas*". Os proveitos que asseguram estes dois princípios designam-se por proveitos permitidos de uma atividade regulada.

j. No início de cada período de regulação, a ERSE determina a estrutura de custos eficientes associada a cada atividade regulada. Para ajustar esta estrutura de custos aos proveitos permitidos de cada

atividade, há necessidade de ajustar a estrutura de custos através de fatores multiplicativos e de fatores aditivos, e garantido a estabilidade dos proveitos permitidos face a variações da procura.

k. O CT concorda com o princípio associado à aditividade tarifária na definição das tarifas reguladas e reitera o que já manifestou em pareceres anteriores, nomeadamente a necessidade permanente manutenção do rigor na determinação dos custos eficientes e dos proveitos permitidos e a revisão dos critérios de atribuição destes às respetivas variáveis de faturação a serem suportadas pelos vários consumidores nos diversos níveis de pressão.

B.2. TARIFAS DE USO DO TERMINAL DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GÁS LIQUEFEITO

a. As tarifas de uso do terminal de receção, armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito, e de acordo com a sua atividade, são decompostas em funções que incluem:

   i. Receção: um preço de energia aplicável à energia recebida no terminal sob a forma liquefeita (GNL), a partir do transporte marítimo, definido em euros por kWh.

   ii. Armazenamento: Preços de capacidade contratada de armazenamento, aplicáveis à capacidade contratada de armazenamento, com diferentes horizontes temporais (anual, trimestral, mensal ou diário), definidos em euros por (kWh/dia)/dia ou euros por (kWh/hora)/hora.

   iii. Regaseificação: Preços de capacidade contratada de regaseificação, aplicáveis à capacidade contratada de regaseificação das entregas à RNTG em diferentes horizontes temporais (anual, trimestral, mensal, diário e intradiário), definidos em euros por (kWh/dia)/dia ou euros por (kWh/hora)/hora. Distingue ainda os produtos de capacidade firmes e os interruptíveis. Adicionalmente, ainda se considera um preço de energia, aplicável ao volume de energia regaseificada, definido em euros por kWh.

   iv. Carregamento de GNL (aplicável às entregas a camiões-cisternas de GNL): Preço fixo, aplicável ao carregamento de camiões-cisternas, definido em euros por carregamento.

   v. Serviço agregado: Preços de capacidade contratada de regaseificação aplicáveis à capacidade contratada de regaseificação das entregas à RNTG, em diferentes horizontes temporais (anual, trimestral, mensal e diário), definidos em euros por (kWh/dia)/dia. O serviço agregado considera ainda um preço de energia, aplicável ao volume de energia regaseificada, definido em euros por kWh.

Figura 6-2 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas por atividade das infraestruturas em alta pressão[35]

Tarifa	Preço médio 2020-2021	Preço médio 2021-2022	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	0,56 €/MWh Receitas: 31 114 k€ Quantidades: 55 430 GWh	0,37 €/MWh Receitas: 22 500 k€ Quantidades: 61 170 GWh	-34,5%	-33,5%	-1,5%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	6,48 €/MWh Receitas: 13 470 k€ Quantidades: 2 080 GWh	5,02 €/MWh Receitas: 15 811 k€ Quantidades: 3 151 GWh	-22,5%	-28,1%	7,8%
Tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte	0,49 €/MWh Receitas: 30 190 k€ Quantidades: 61 190 GWh	0,46 €/MWh Receitas: 30 445 k€ Quantidades: 65 683 GWh	-6,1%	-14,2%	9,5%
Tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	0,42 €/MWh Receitas: 25 633 k€ Quantidades: 61 190 GWh	0,26 €/MWh Receitas: 17 098 k€ Quantidades: 66 486 GWh	-38,6%	-40,3%	2,9%

Nota: a relação entre as três variações é a seguinte: *(1 + Variação do preço médio) = (1 + Variação tarifária) x (1 + Efeito consumo).*

Fonte: Documento propostas de tarifas no ano gás 2021-2022

b. O CT regista a redução do preço médio da tarifa de uso do terminal de receção em 34,5%, decorrente de uma redução tarifária significativa devida, essencialmente, às receitas adicionais provenientes dos prémios de leilão realizados em 2020 e incorporadas, em parte, no cálculo dos proveitos permitidos da REN Atlântico para o ano gás de 2021/22, de acordo com as regras estabelecidas para este efeito. A previsão de aumento da procura tem também um efeito importante na redução do preço médio.

B.3. TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

a. A tarifa de uso do armazenamento subterrâneo, e de acordo com as atividades envolvidas, é decomposta em três preços, de acordo com o quadro abaixo:

Quadro 4-1 - Definição das variáveis de faturação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo

Variáveis de faturação	Definição
Energia injetada (kWh)	Quantidade de energia entregue a uma infraestrutura de armazenamento subterrâneo, a partir da rede de transporte de gás.
Energia extraída (kWh)	Quantidade de energia entregue por uma infraestrutura de armazenamento subterrâneo à rede de transporte de gás.
Capacidade contratada de armazenamento ((kWh/dia)/dia)	Valor da capacidade reservada pelo agente de mercado nos processos de atribuição de capacidade, constituindo um direito de utilização de capacidade com pagamento de caráter vinculativo independentemente do uso efetivo, para diversos horizontes temporais.

Fonte: Estrutura tarifária no ano gás 2021-2022

b. O CT regista a redução de 22,5% do valor do preço médio do armazenamento subterrâneo aprovada pela ERSE no documento de "Tarifas e preços GN 2021-2022".

Figura 6-2 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas por atividade das infraestruturas em alta pressão[35]

Tarifa	Preço médio 2020-2021	Preço médio 2021-2022	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	0,56 €/MWh Receitas: 31 114 k€ Quantidades: 55 430 GWh	0,37 €/MWh Receitas: 22 500 k€ Quantidades: 61 170 GWh	-34,5%	-33,5%	-1,5%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	6,48 €/MWh Receitas: 13 470 k€ Quantidades: 2 080 GWh	5,02 €/MWh Receitas: 15 811 k€ Quantidades: 3 151 GWh	-22,5%	-28,1%	7,8%
Tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte	0,49 €/MWh Receitas: 30 190 k€ Quantidades: 61 190 GWh	0,46 €/MWh Receitas: 30 445 k€ Quantidades: 65 683 GWh	-6,1%	-14,2%	9,5%
Tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	0,42 €/MWh Receitas: 25 633 k€ Quantidades: 61 190 GWh	0,26 €/MWh Receitas: 17 098 k€ Quantidades: 66 486 GWh	-38,6%	-40,3%	2,9%

Nota: a relação entre as três variações é a seguinte: *(1 + Variação do preço médio) = (1 + Variação tarifária) x (1 + Efeito consumo).*

Fonte: Documento propostas de tarifas no ano gás 2021-2022

c. O CT verifica que a redução do preço médio se deve ao incremento de quantidades consideradas (+ 51,5%), uma vez que a receita (proveitos a recuperar) sofre um incremento de 17,4%.

B.4. TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

a. A tarifa de uso da rede de transporte (tarifa URT) proporciona ao operador da rede de transporte (ORT) os proveitos permitidos decorrentes da atividade de transporte de gás, recuperando custos de exploração, desenvolvimento e manutenção das redes.

b. b. Em termos de estrutura tarifária, a tarifa URT aplicada pelo ORT assenta numa lógica entrada-saída, na medida em que os utilizadores da rede de transporte pagam um preço pelo gás que entra na rede e outro preço pelo gás que sai da mesma, ou seja, a tarifa é aplicada aos utilizadores nos pontos de fronteira com a RNT.

c. A tarifa URT é paga por todos os clientes finais de gás, designadamente clientes ligados em alta pressão (AP), clientes em média pressão (MP) ligados indiretamente à rede de transporte por via dos operadores das redes de distribuição e clientes abastecidos por unidades autónomas de gás (UAG), estando o valor da tarifa URT incluída no valor da tarifa de acesso às redes. Adicionalmente, a tarifa de URT é paga também pelos agentes de mercado que contratam a utilização dos pontos de entrada ou de saída da RNT e pelos produtores de gás que a ela se venham a ligar.

d. Na proposta de tarifas e preços de gás para 2021-2022, o CT constata a redução do preço médio da Tarifa URT de 6,1% face aos valores de 2020-2021.

Figura 6-2 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas por atividade das infraestruturas em alta pressão[35]

Tarifa	Preço médio 2020-2021	Preço médio 2021-2022	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	0,56 €/MWh Receitas: 31 114 k€ Quantidades: 55 430 GWh	0,37 €/MWh Receitas: 22 500 k€ Quantidades: 61 170 GWh	-34,5%	-33,5%	-1,5%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	6,48 €/MWh Receitas: 13 470 k€ Quantidades: 2 080 GWh	5,02 €/MWh Receitas: 15 811 k€ Quantidades: 3 151 GWh	-22,5%	-28,1%	7,8%
Tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte	0,49 €/MWh Receitas: 30 190 k€ Quantidades: 61 190 GWh	0,46 €/MWh Receitas: 30 445 k€ Quantidades: 65 683 GWh	-6,1%	-14,2%	9,5%
Tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	0,42 €/MWh Receitas: 25 633 k€ Quantidades: 61 190 GWh	0,26 €/MWh Receitas: 17 098 k€ Quantidades: 66 486 GWh	-38,6%	-40,3%	2,9%

Nota: a relação entre as três variações é a seguinte: *(1 + Variação do preço médio) = (1 + Variação tarifária) x (1 + Efeito consumo).*

Fonte: DOCUMENTO PROPOSTAS DE TARIFAS NO ANO GÁS 2021-2022

Fonte: documento propostas de tarifas no ano gás 2021-2022

e. Face ao ano gás 2020-2021, os proveitos a recuperar pela atividade de transporte de gás apresentam uma variação de 0,8%, refletindo aspetos como o efeito de ajustamentos dos proveitos do ano anterior, a reversão dos proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infraestruturas em situação de congestionamento e o diferimento intertemporal dos desvios associados à procura de gás.

Quadro 4-16 - Proveitos da atividade de Transporte de gás

Unidade: 10^3 EUR

		ano gás t-1 (a)	2021 (ano civil s)	2022 (ano civil s+1)	ano gás t (b)	Δ % (b-a)/a
a'=1+2+3	Custos com capital afetos a esta atividade	52 630	52 347	51 940	52 042	-1,1%
1	Amortizações do ativo fixo afeto a esta atividade, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados		27 440	27 764		-
2	Valor médio do ativo fixo afeto a esta atividade, líquido de amortizações e comparticipações		553 489	537 240		-
3	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto a esta atividade, em percentagem		4,50%	4,50%		-
4=a+b*c+d+e	Custos de exploração afetos à atividade de Transporte de gás, aceites pela ERSE	18 204	19 633	17 880	18 319	0,6%
a	*Componente fixa dos proveitos afetos à atividade de Transporte de gás*	*7 488*	*7 537*	*7 409*	*7 441*	*-0,6%*
b	*Componente variável unitária em função da capacidade utilizada nas saídas (10^3 €/(GWh/dia))*	*15,692743*	*15,795942*	*15,527411*	*15,594544*	*-0,6%*
c	*Capacidade utilizada-ótica comercial (GWh/dia)*	*288*	*314*	*306*	*308*	*7,0%*
d	*Custo de transporte por rodovia de GNL*	*5 393*	*5 518*	*4 716*	*4 917*	*-8,8%*
e	*Outros custos previstos, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, da atividade de Transporte de gás*	*805*	*1 624*	*989*	*1 156*	*43,6%*
5	Proveitos da atividade de Transporte de gás que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte	808	1 661	1 036	1 192	47,6%
6	Custos com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano s, aceites pela ERSE, de acordo com o "Plano de Promoção do Desempenho Ambiental"					
7	Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento, nos termos previstos no Regulamento do Acesso às Redes	0	24 503	0	6 126	-
8	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2					
9	Spread no ano s-2, em pontos percentuais					
10	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1					
11	Spread no ano s-1, em pontos percentuais					
12	Ajustamento dos proveitos da atividade de Transporte de gás, para o ano s-1	0			9 823	-
13	Ajustamento no ano s, dos proveitos da atividade de Transporte de gás, tendo em conta os valores ocorridos em s-2	14 475			12 994	-
14	Correção extraordinária aos ajustamentos de 2015, 2016 e 2017	14				-
A = a'+4-5+6-7*(8+9)*(10+11)-12-13-14	**Proveitos permitidos para o ano gás t da atividade de Transporte de gás**	55 537	45 817	68 784	40 225	-27,6%
D	Diferimento intertemporal dos desvios de proveitos do ano s, líquidos de ajustamentos, associados à procura de gás dos anos s-2 a s	25 347			9 779	-61,4%
C=C-D	**Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Transporte de gás**	30 190	45 817	68 784	30 445	0,8%
	Proveitos unitários por unidade transportada (€/MWh)	0,45			0,43	-4,0%

Fonte: proposta proveitos e ajustamentos para o ano gás 2021-2022

f. Mantendo-se relativamente estáveis os proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de transporte de gás, o CT constata que a redução proposta para a tarifa de URT, 14,2% face ao ano anterior, decorre essencialmente da perspetiva de aumento dos consumos de gás, que passa de 61,2 TWh em tarifas 2020-2021 para 65,7 TWh em tarifas 2021-2022 (+7,5%). Pelas razões já explanadas nos pontos anteriores, o CT reitera a necessidade de revisão em baixa dos consumos de gás, em especial dos centros electroprodutores.

B.5. PRODUTOS DE CAPACIDADE NAS INFRAESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO

a. Como referido na alínea b) do ponto B.4., a tarifa de URT aplicada pelo ORT apresenta preços de entrada e de saída da rede de transporte, classificando-se como pontos de entrada o VIP Ibérico, o terminal de GNL em Sines, o armazenamento subterrâneo no Carriço e produtores de gás ligados à rede de transporte. Como pontos de saída consideram-se o VIP Ibérico, o terminal de GNL em Sines, o armazenamento subterrâneo no Carriço, os clientes em AP, as redes de distribuição e as instalações ou redes abastecidas por UAG.

b. Nos pontos de entrada e saída da rede de transporte das infraestruturas de alta pressão – Terminal de GNL de Sines e armazenamento subterrâneo - são aplicáveis preços de capacidade contratada com pagamento efetivo, independentemente da sua utilização. Nos restantes pontos de entrada e saída, com exceção das UAG de clientes, aplica-se um regime sem reserva de capacidade, sendo a variável de faturação relevante a capacidade utilizada.

c. Analisando as componentes de entrada e de saída da tarifa de URT, o CT sublinha que as variações do preço médio apresentadas face ao ano 2020-2021, estão essencialmente suportadas pelas previsões de procura de capacidade, uma vez que o valor das receitas a recuperar apresenta um incremento marginal.

Figura 6-3 - Decomposição da variação do preço médio das componentes de entrada e de saída da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte

Tarifa	Preço médio 2020-2021	Preço médio 2021-2022	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte - Entradas	0,14 €/MWh Receitas: 8 453 k€ Quantidades: 61 190 GWh	0,13 €/MWh Receitas: 8 525 k€ Quantidades: 65 683 GWh	-6,1%	8,6%	-13,5%
Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte - Saídas	0,36 €/MWh Receitas: 21 737 k€ Quantidades: 61 190 GWh	0,33 €/MWh Receitas: 21 921 k€ Quantidades: 65 683 GWh	-6,1%	-20,7%	18,4%

Nota: a relação entre as três variações é a seguinte: *(1 + Variação do preço médio) = (1 + Variação tarifária) x (1 + Efeito consumo).*

Fonte: documento propostas de tarifas no ano gás 2021-2022

d. Tendo em conta que (i) os preços das tarifas de URT são distintos em função do ponto de entrada considerado, (ii) os comercializadores têm liberdade na forma de cobrança dos custos de entrada podendo explicitá-los em ponto próprio na fatura ou incorporá-los no preço da energia, o CT volta a reforçar a necessidade que esta informação seja apresentada pelos comercializadores aos clientes no decurso do processo de negociação contratual, explicitando de forma clara e transparente o modo como propõem cobrar esta rubrica de custo.

e. Face ao exposto, o CT recomenda uma vez mais que esta informação, fundamental para a comparabilidade de propostas e sua negociação, seja divulgada pela ERSE junto dos clientes, recorrendo eventualmente à sua divulgação no site da ERSE.

B.6. OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR (OLMC)

B.6.1. TARIFA DE OLMC

a. A tarifa de OLMC aplicada pelo operador logístico de mudança de comercializador ao operador da rede de transporte permite recuperar os proveitos permitidos desta atividade. Esta tarifa é composta por um preço de capacidade utilizada, diferenciado para entregas em AP e para entregas em redes de distribuição.

Figura 6-4 - Decomposição da variação do preço médio da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador

Tarifa	Preço médio 2020-2021	Preço médio 2021-2022	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	0,01 €/MWh Receitas: 478 k€ Quantidades: 61 190 GWh	0,01 €/MWh Receitas: 434 k€ Quantidades: 65 683 GWh	-15,3%	-12,9%	-2,8%

Nota: a relação entre as três variações é a seguinte: *(1 + Variação do preço médio) = (1 + Variação tarifária) x (1 + Efeito consumo).*

Fonte: documento propostas de tarifas no ano gás 2021-2022

b. Face ao ano gás 2020-2021, o preço médio da tarifa do OLMC reduz-se em 15,3%, devido, por um lado, a uma redução tarifária associada aos proveitos permitidos determinados para esta atividade e, por outro, ao aumento de quantidades previstas.

c. As características das atividades relativas ao OLMC fazem com que o custo mais relevante esteja associado ao número de solicitações decorrentes de ambos os setores regulados (eletricidade e gás). Assim, a variável de faturação mais adequada para refletir este custo é o termo fixo.

d. Uma vez que a tarifa de AP não contempla esta variável de faturação, a tarifa de OLMC encontra-se refletida no termo de capacidade, motivo pelo qual há diferenças entre a tarifa para entrega em redes de distribuição e a tarifa para entrega em redes de transporte (AP).

e. Face ao ano gás 2020-2021, a tarifa para entregas em redes de distribuição sofre um aumento de 44,7%, enquanto que para entregas em AP aumenta em 106,5%. Este cenário é contrário à descida do preço médio referida acima, que prevê uma diminuição dos proveitos permitidos e um incremento das quantidades consideradas. Nesse sentido, o CT solicitou uma clarificação à ERSE que justificou a diferença pelos desvios resultantes das diferentes variáveis tarifárias aplicadas entre a REN e o ORD (capacidade) e entre o ORD e os comercializadores (termo fixo diário).

f. O CT não deixa de notar que em pareceres anteriores tinha alertado para as dificuldades práticas que esta estrutura de faturação iria necessariamente criar, sugerindo a sua reavaliação.

B.6.2. REGIME LEGAL DO OLMC

a. Na sequência da audição do OLMC pelo CT, em 14 de abril de 2021, foram transmitidas um conjunto de preocupações pelo facto de este se encontrar incluído na ADENE, pessoa coletiva de utilidade pública e, consequentemente, no perímetro do Orçamento de Estado quanto ao reporte funcional, jurídico e económico do OLMC.

b. Entende o CT que sendo esta atividade regulada pela ERSE, não podem subsistir dúvidas quanto ao cumprimento das obrigações de informação e respetivos calendários ao Regulador, com a finalidade de elaboração anual das respetivas tarifas.

c. Neste sentido, o CT considera que a ERSE deverá promover junto do legislador, a conveniente alteração do regime legal do OLMC, no sentido de clarificar que a sua atividade deve compreender, exclusivamente, a operacionalização da mudança de comercializador.

d. Importa relembrar o parecer do CT à Consulta Pública n.º 63, "Revisão do Regulamento Tarifário do SGN", de 2 de março de 2018, e aprovado por unanimidade, em que foram emitidas um conjunto de recomendações no que respeita à atividade do OLMC, das quais se destacam:

"*D. Proveitos permitidos ao Operador Logístico de Mudança de Comercializador:*

4) Aquando da revisão do RT do SEN, o CT apresentou no seu parecer, as seguintes preocupações que importa aqui replicar, uma vez que se trata da mesma problemática, agora adaptada ao SNGN:

a) Deverá existir um cuidado especial na separação das atividades e na identificação dos seus custos para que não sejam considerados em duplicado ou, noutras situações, por omissão;

b) O valor a recuperar através da tarifa OLMC não deverá ser superior ao que se verificou em média nos últimos anos, para esta atividade;

5) Uma vez que o diploma acima referido, no n.º 2 do art.º 3.º, consagra como atividade do OLMC diversas funções que recaem fora da gestão direta do processo de mudança de comercializador, é entendimento do CT que, para o processo de fixação dos proveitos permitidos e restantes parâmetros regulatórios do OLMC, a correspondente atividade regulada deverá respeitar exclusivamente à atividade de gestão do processo de mudança de comercializador.

6) O CT entende que o legislador foi explícito aquando da definição das formas de financiamento do OMLC, pelo que reitera a necessidade de ser monitorizado o cumprimento do disposto no art.6º do diploma legal

acima mencionado, que "refere que as tarifas de energia como fonte de financiamento não poderão constituir um agravamento de custos para os respetivos clientes finais".

[…]

9) O CT considera assim de extrema importância que se garanta a transparência de todo o mecanismo de financiamento do novo OLMC, continuando a ERSE a acompanhar a evolução histórica dos custos com o processo de gestão de mudança de comercializador no setor do Gás Natural.

10) Por outro lado, a mudança da atividade de OLMC da REN Gasodutos para a ADENE em janeiro de 2018 deverá originar a oportuna transferência para o novo operador dos montantes alocados a esta atividade, sem criar sobrecustos ao sistema ou desvios para a próxima definição das tarifas de 2018/2019, mas assegurando a correta continuidade das operações".

e. Finalmente o CT reafirma que a transferência para os consumidores de outros custos que não os decorrentes da atividade de mudança de comercializador, configura uma medida injusta e desadequada, que não tem guarida na lei.

B.7. - TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

a. A tarifa de uso global do sistema (tarifa UGS) é composta por duas componentes, (i) parcela I que recupera os proveitos permitidos da atividade de gestão técnica global do sistema do operador da rede de transporte, incluindo também os mecanismos de socialização de custos do armazenamento subterrâneo de gás natural e do terminal de GNL, (ii) parcela II visa devolver/recuperar os desvios extraordinários de custos de aquisição de gás natural transferidos para a tarifa UGS, no âmbito da sustentabilidade do mercado livre e do mercado regulado.

b. Como referido em pareceres anteriores, a partir do período regulatório em curso, 2020-2023, o desconto que resulta da aplicação das tarifas de acesso às redes opcionais em Média Pressão (MP), bem como o desconto dos clientes ligados em baixa pressão (BP) mas com faturação em MP, passou a ser recuperado pela parcela I da tarifa UGS, de aplicação à totalidade dos consumidores de gás natural, em vez de ser repercutido na tarifa de URT.

c. Na proposta de tarifas e preços para 2021-2022, o CT constata uma redução do custo médio da tarifa de UGS do operador da rede de transporte de 38,6%, face aos valores de 2020-2021.

Figura 6-2 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas por atividade das infraestruturas em alta pressão[35]

Tarifa	Preço médio 2020-2021	Preço médio 2021-2022	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	0,56 €/MWh Receitas: 31 114 k€ Quantidades: 55 430 GWh	0,37 €/MWh Receitas: 22 500 k€ Quantidades: 61 170 GWh	-34,5%	-33,5%	-1,5%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	6,48 €/MWh Receitas: 13 470 k€ Quantidades: 2 080 GWh	5,02 €/MWh Receitas: 15 811 k€ Quantidades: 3 151 GWh	-22,5%	-28,1%	7,8%
Tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte	0,49 €/MWh Receitas: 30 190 k€ Quantidades: 61 190 GWh	0,46 €/MWh Receitas: 30 445 k€ Quantidades: 65 683 GWh	-6,1%	-14,2%	9,5%
Tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	0,42 €/MWh Receitas: 25 633 k€ Quantidades: 61 190 GWh	0,26 €/MWh Receitas: 17 098 k€ Quantidades: 66 486 GWh	-38,6%	-40,3%	2,9%

Nota: a relação entre as três variações é a seguinte: *(1 + Variação do preço médio) = (1 + Variação tarifária) x (1 + Efeito consumo).*

Fonte: documento propostas de tarifas no ano gás 2021-2022

d. Os proveitos a recuperar pela atividade de gestão técnica global do sistema de gás reduzem 33% face ao ano anterior e resultam de ajustamentos que passam de valores a receber no ano anterior para valores a devolver a tarifas 2021-2022.

B.8. TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

a. A atividade de distribuição de gás consiste na veiculação de gás em redes de distribuição de média pressão (entre 4 e 20 bar) e de baixa pressão (inferior a 4 bar), para entrega às instalações fisicamente ligadas à rede de distribuição. Esta atividade é assegurada por 11 ORD em áreas geográficas exclusivas.

b. A remuneração desta atividade é assegurada através dos proveitos permitidos definidos nos termos do regulamento tarifário em função do nível de investimento e dos custos aceites. A atividade de distribuição é regulada por aplicação de uma metodologia *price-cap* no OPEX e rate of return no CAPEX.

c. Os proveitos permitidos para a atividade de distribuição de gás são os proveitos atribuídos a uma atividade em particular, recuperados através da aplicação das suas tarifas ou através de transferência entre empresas. Assim, os proveitos permitidos para cada operador podem ser recuperados pela aplicação da tarifa de sua atividade, mas também por outros operadores, sendo posteriormente transferidos entre operadores de acordo com os respetivos proveitos permitidos.

d. Por outro lado, nos termos definidos no RT, as tarifas de uso da rede de distribuição (URD) devem proporcionar os proveitos permitidos da atividade de distribuição de gás natural de cada operador da rede, recuperando os custos que lhe estão associados de exploração, de desenvolvimento e de manutenção das redes. Para obter esta recuperação estão definidas tarifas de URD, a saber:

- tarifa de uso da rede de distribuição em MP, aplicável às entregas em MP e BP.
- tarifa de uso da rede de distribuição em BP>, aplicável às entregas em BP>.
- tarifa de uso da rede de distribuição em BP <

e. Genericamente, a tarifa de URD é composta pelos seguintes termos tarifários:

- Termo de capacidade utilizada, aplicável ao consumo máximo diário registado nos últimos doze meses, definido em euros por kWh/dia, por mês, aplicável a clientes com registo diário de consumos.
- Termo de energia, com diferenciação entre períodos de vazio e de fora de vazio, definido em euros por kWh. Define-se como período de vazio o mês de agosto.
- Termo fixo, com preços dependentes da periodicidade de registo do equipamento de medição, a qual pode ser diária, mensal ou superior.

f. Numa análise referencial global sobre a variação do preço médio da tarifa de URD, a ERSE refere que o preço médio aumenta 0,4% quando comparado com o ano gás anterior, e de acordo com a Figura 6-5, em especial devido ao impacto da redução das quantidades distribuídas esperadas.

Figura 6-5 - Decomposição da variação do preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição

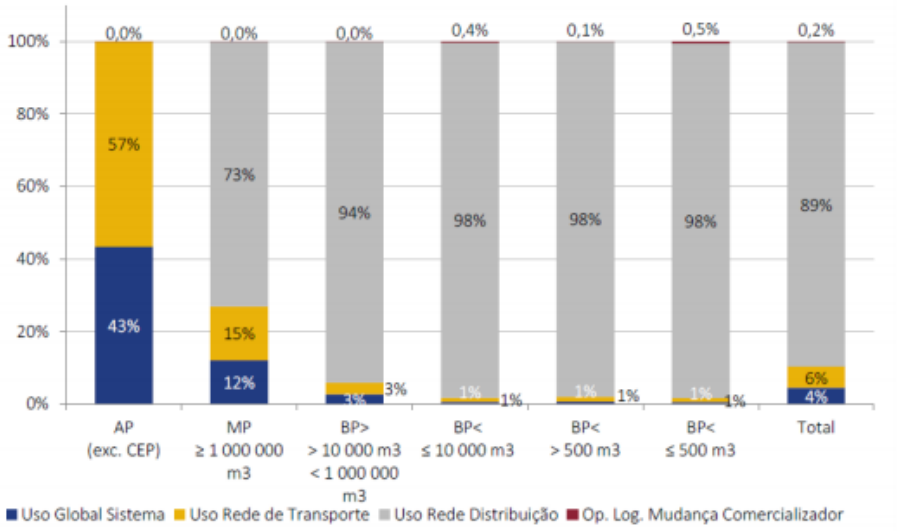
Tarifa	Preço médio 2020-2021	Preço médio 2021-2022	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	8,09 €/MWh Receitas: 211 332 k€ Quantidades: 26 138 GWh	8,11 €/MWh Receitas: 209 579 k€ Quantidades: 25 830 GWh	0,4%	-0,2%	0,6%

Nota: a relação entre as três variações é a seguinte: *(1 + Variação do preço médio) = (1 + Variação tarifária) x (1 + Efeito consumo).*

Fonte: proposta de tarifas e preços de gás para o ano gás 2021-2022

g. Tendo a tarifa de uso da rede de distribuição um impacto muito significativo nos custos finais regulados suportado pelos consumidores, como demostrado pelo peso nas tarifas de acesso reguladas da figura 6-14, o CT não pode deixar de recomendar à ERSE um acompanhamento rigoroso dos custos elegíveis a serem suportados na tarifa.

Figura 6-14 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes



Fonte: proposta de tarifas e preços de gás para o ano gás 2021-2022

B.9. LIMIAR DE CONSUMO E DEMAIS CARACTERÍSTICAS PARA APLICAÇÃO DE TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES OPCIONAIS EM MÉDIA PRESSÃO E EM BAIXA PRESSÃO>

a. Todos os consumidores com faturação em média pressão (MP), incluindo os consumidores com ligação em baixa pressão (BP) e com faturação em MP, com consumos anuais superiores ou iguais a 10 000 000 m^3 /ano podem optar por tarifas de acesso às redes opcionais em MP.

b. Esta tarifa tem como objetivo evitar decisões de investimento inadequadas numa perspetiva global, como a da construção de ligações diretas à rede AP por grandes clientes, atualmente abastecidos em MP ou BP, consequência dos níveis tarifários mais elevados da tarifa de acesso às redes de distribuição.

c. Por outro lado, evita um aumento nas tarifas de acesso às redes a serem suportadas por todos os consumidores ligados às redes de distribuição em MP e em BP, devido a uma redução do volume distribuído através destas infraestruturas.

d. Note-se que este mecanismo não entra em consideração com os custos da TOS suportados pelos clientes abastecidos pelas redes de distribuição e que não são aplicáveis aos clientes em AP, o que aumenta o diferencial de custos gerado entre os clientes abastecidos em AP e os abrangidos por este mecanismo.

e. A definição do valor de desconto a aplicar encontra-se regulamentado através de uma fórmula explícita dependente do consumo e da distância à rede AP de cada ponto de consumo em particular.

f. O termo fixo da fórmula 'Cw' é definido por uma fórmula que depende das diferenças tarifárias entre alta pressão e média pressão e também da modulação[44] considerada.

[44] A modulação, medida em dias, define-se como o quociente entre o consumo anual e o consumo diário máximo (ou seja, a capacidade).

$$C_w = \left[(TW_{MP} - TW_{AP}) + \frac{365}{modulação} \times (TCap_{MP} - TCap_{AP}) \right]$$

g. A atual proposta tarifária prevê um incremento do diferencial médio entre tarifas a aplicar a alta pressão e média pressão (1.9€/MWh nas tarifas de 2020/21 e de 1.94€/MWh para 2021/2022), pelo que o termo fixo da fórmula deveria ser atualizado para acompanhar este incremento. No entanto, na proposta, o termo fixo diminui de 0.001984 €/kWh para 0.001675€/kWh, ou seja, 0.309€/MWh.

h. Sendo esta proposta de sinal contrário ao princípio subjacente de evitar investimentos, e que levou à sua criação, o CT solicitou à ERSE esclarecimentos adicionais sobre o cálculo realizado para fixação da parcela fixa.

i. Nos esclarecimentos prestados, a ERSE justificou esta atualização com a alteração da metodologia de cálculos da modulação:

"*A constante Cw tem sido alterada anualmente, em função do valor das tarifas de Acesso às Redes em AP e em MP e da modulação considerada em cada ano gás. No ano gás 2020-2021, foi considerada uma modulação teórica de 164 dias no cálculo da constante Cw. 8 A modulação, medida em dias, define-se como o quociente entre o consumo anual e o consumo diário máximo (ou seja, a capacidade).*

No cálculo das tarifas do ano gás 2021-2022, com base em informação reportada pelos operadores de rede de distribuição, a ERSE procedeu a uma análise das modulações reais dos consumidores que estão a ser faturados com a tarifa opcional de Acesso às Redes. Esta análise permitiu verificar que a modulação considerada no ano gás 2020-2021 é reduzida, uma vez que o valor médio da modulação real destes consumidores foi sempre superior a 250 dias, entre 2017 e 2019."

	2017	2018	2019
Modulação média (dias)	257	253	257

j. A ERSE apresenta, em complemento à sua resposta, um quadro que demonstra que, desde 2017, a modulação tem sido mais elevada que os 164 dias considerados para o ano gás 2020-2021.

k. Da aplicação da fórmula, sendo utilizado um parâmetro de modulação único para todos os clientes, resulta que quando os clientes que estão nesta opção tarifária utilizam a infraestrutura de distribuição de gás de forma mais intensiva e eficiente, ou seja, consomem com maior nível de modulação, são mais incentivados a realizar investimentos para mudança do nível de pressão de abastecimento, dado que o seu desconto para a tarifa de MP diminui. Ora esta questão contradiz o princípio associado à criação deste mecanismo.

l. A manter-se a proposta da ERSE, ao contrário das descidas generalizadas de tarifas de acessos previstas para clientes em alta, média e baixa pressão, os clientes abrangidos por este desconto sofrerão um forte incremento das tarifas de acesso. Considerando a modulação indicada na resposta da ERSE e diferentes níveis de consumos e de distância à rede, pode notar-se o forte agravamento das tarifas de acesso para os clientes que estão nesta tarifa. Neste sentido, verificar-se-á um agravamento do diferencial existente face aos clientes de alta pressão, conforme quadro abaixo:

m. O CT não pode concordar com esta alteração do critério de fixação do parâmetro de modulação neste ano-gás, com impacto negativo claro na variação tarifária do conjunto de clientes abrangidos pelo desconto, e que subverte o princípio do mecanismo.

n. Entende o CT que as definições de propostas de tarifas devem reger-se pelos princípios de aditividade e de continuidade tarifária, sendo que o desconto a aplicar neste mecanismo deverá sempre espelhar o diferencial de tarifas verificado entre a AP e a MP, tal como definido no espírito da sua criação.

o. Face ao exposto, o CT recomenda à ERSE uma nova análise à metodologia utilizada para fixação do termo fixo do desconto, que garanta o acompanhamento do diferencial gerado entre tarifas de alta e média pressão. De outra forma, o objetivo de evitar decisões de investimento inadequadas estará seguramente comprometido.

B.10. OPÇÕES TARIFÁRIAS DE ACESSO ÀS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

a. No ano gás 2021-2022 as opções tarifárias de acesso às redes de distribuição em MP e em BP> são as seguintes:

- Tarifa de longas utilizações, cuja capacidade utilizada corresponde à máxima capacidade diária dos últimos 12 meses.
- Tarifa de curtas utilizações, cuja capacidade utilizada corresponde à máxima capacidade diária dos últimos 12 meses. O preço da capacidade utilizada nesta opção é inferior ao preço na opção de longas utilizações, por transferência para o preço de energia, que apresenta valores mais elevados. Esta opção tarifária é vantajosa para os consumidores com modulações anuais inferiores a cerca de 90 dias e 60 dias, na MP e na BP>, respetivamente.
- Tarifa flexível anual, que permite a contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão. A capacidade base anual contratada tem que ser maior ou igual ao máximo consumo diário registado nos meses de inverno (de outubro a março) dos últimos 12 meses anteriores, incluindo o mês a que a fatura respeita. A capacidade mensal adicional dos meses de verão corresponde à diferença entre a capacidade máxima mensal determinada no mês da faturação e a capacidade base anual contratada. Só é permitida a agregação no mesmo ponto de entrega da contratação de capacidade anual com a contratação de capacidade mensal nos meses de verão.
- Tarifa flexível mensal para contratação exclusivamente mensal. A capacidade mensal corresponde ao máximo consumo diário registado no mês da fatura. O preço da capacidade pode ser diferente em cada mês.

b. Na contratação mensal, no âmbito da tarifa flexível, e nas tarifas de curtas utilizações, sendo de caráter suplementar, está dependente da disponibilidade de capacidade das infraestruturas.

c. Os fatores multiplicativos que relacionam os preços de capacidade das opções tarifárias flexíveis em MP e em BP>, com os preços de capacidade da opção tarifária de longas utilizações para o ano gás 2021-2022, são apresentados no quadro seguinte.

Quadro 9-5 - Fatores multiplicativos das tarifas flexíveis em MP e BP>

	Mês	Fatores multiplicativos	
		Tarifa anual	Tarifa mensal
Inverno	jan	-	2,50
	fev	-	2,50
	mar	-	2,50
Verão	abr	1,25	1,25
	mai	1,25	1,25
	jun	1,25	1,25
	jul	1,25	1,25
	ago	1,25	1,25
	set	1,25	1,25
Inverno	out	-	2,50
	nov	-	2,50
	dez	-	2,50

Fonte: ERSE- Estrutura Tarifária no ano gás 2021-2022

d. O CT volta, este ano, a reforçar a importância de assegurar opções de contratação flexíveis para os consumidores, em particular para aqueles que, pela sua dimensão, disponham de sistema de telecontagem.

B.11. ESCALÕES DE CONSUMO NAS TARIFAS DE USO DAS REDES DE AP, MP E BP>

a. A ERSE introduziu escalões de consumo nos vários níveis de pressão no ano gás 2016-2017, com o propósito de aproximar as tarifas de acesso às Redes (TAR) entre os vários níveis de pressão nos intervalos de consumo em que se observam diversos consumidores com características de consumo semelhantes, mas ligados a redes de pressão diferentes.

b. b. As TAR em MP e BP> 10 000m^3/ano, de longas utilizações e de curtas utilizações, apresentam os seguintes escalões de consumo por nível de pressão:

- Média pressão:
  - Consumo anual < 2 000 000 m^3
  - Consumo anual >= 2 000 000 m^3
- Baixa pressão > 10 000m^3/ano:
  - 10 000 m^3 < Consumo anual < 700 000 m^3
  - Consumo anual >= 700 000 m^3

c. A introdução dos escalões de consumo nas TAR resulta em que os consumidores com consumos anuais localizados no 2.º escalão de consumo de cada nível de pressão (consumos superiores) observem reduções tarifárias superiores aos consumidores localizados no 1.º escalão de consumo para cada nível de pressão, como mostra a figura seguinte:

Figura 10-2 - Variação tarifária na tarifa de Acesso às Redes por nível de pressão e por escalão de consumo

Fonte: estrutura tarifária no ano gás 2021-2022

d. A ERSE, tal como em anos anteriores apresentou uma avaliação dos impactes económicos na faturação dos clientes na fronteira dos escalões de consumo.

e. A ERSE conclui que, em BP>, apenas 25 (3%) dos 934 consumidores da amostra com consumos entre 1 milhão m^3 e 700 mil m^3, teriam benefício económico caso verificassem um incremento no seu consumo anual e lhes fosse aplicada as TAR para consumos anuais >= 700.000 m^3. Esses 25 consumidores teriam uma redução total média de aproximadamente 13.797€/ano, representando uma redução média de 6.3% no total da sua fatura final.

f. A ERSE apresentou também a mesma análise para consumidores em BP com consumos anuais na fronteira de 1.000.000 m^3. Foram identificados 32 na amostra de 934 consumidores (3%) que poderiam beneficiar de um desconto médio de 20.524 €/ano, representando uma redução média de 7,8% do total da fatura final desses consumidores.

g. Quanto aos consumidores em MP com consumos anuais na fronteira de 2.000.000 m^3, foram detetados 2 na amostra de 934 (0.2%) consumidores que poderiam beneficiar de um desconto médio de 5 655 €/ano (1,2% de desconto médio), caso incrementassem os seus consumos e lhes fosse aplicada as TAR para consumos anuais >= 2.000.000 m^3.

h. Os quadros seguintes agregam os resultados dos impactes económicos na faturação dos consumidores nas fronteiras dos escalões de consumo.

Quadro 10-4 - Impactes económicos na faturação dos consumidores nas fronteiras dos escalões de consumo para o ano gás 2021-2022

Fronteira		N.º Consumidores afetados	N.º Consumidores afetados (%)	Desconto médio por consumidor (€/ano)	Desconto médio por consumidor (%)	Desconto total do escalão (€/ano)	Peso dos descontos nas receitas do escalão (%)
BP>	700 000	25	2,68%	-13 797	-6,3%	-344 919	-0,7%
BP> MP	1 000 000	32	3,43%	-20 524	-7,8%	-656 756	-3,9%
MP	2 000 000	2	0,21%	-5 655	-1,2%	-11 310	-0,02%

Quadro 10-5 - Impactes económicos na faturação dos consumidores nas fronteiras dos escalões de consumo com tarifas do ano gás 2020-2021

Fronteira		N.º Consumidores afetados	N.º Consumidores afetados (%)	Desconto médio por consumidor (€/ano)	Desconto médio por consumidor (%)	Desconto total do escalão (€/ano)	Peso dos descontos nas receitas do escalão (%)
BP>	700 000	25	2,68%	-13 901	-6,4%	-347 535	-0,7%
BP> MP	1 000 000	32	3,43%	-20 770	-8,0%	-664 643	-4,0%
MP	2 000 000	2	0,21%	-5 700	-1,2%	-11 401	-0,02%

Fonte: estrutura tarifária no ano gás 2021-2021

i. O CT regista que a proposta agora apresentada pela ERSE mantém as descontinuidades tarifárias nas fronteiras dos escalões de consumo face ao ano gás anterior.

j. O CT realça o seu entendimento em pareceres anteriores de que a análise da descontinuidade tarifária das tarifas de acesso às redes nas fronteiras dos escalões de consumo, feita cumulativamente com o preço da componente energia adquirida em mercado, pode ser distorcida face ao peso relativo das componentes energia e acesso na fatura final paga pelos consumidores.

k. O CT insta a ERSE, uma vez mais, a prosseguir o caminho da otimização da descontinuidade tarifária nas fronteiras dos escalões de consumo, a fim de evitar o eventual benefício de consumidores menos eficientes, conforme tem vindo a ser solicitado por este Conselho.

B.12. TARIFA DE ENERGIA

a. Nos termos do Regulamento Tarifário, a tarifa de energia (TE) que resulta da atividade regulada de compra e venda de gás natural, levada a cabo pelos comercializadores de ultimo recurso grossista (CURG), deve refletir o custo previsto para a aquisição de gás, bem como o custo decorrente da utilização das infraestruturas da rede de gás, designadamente terminal de receção de GNL, armazenamento subterrâneo e termo de entrada do uso da rede de transporte. Acresce ainda o custo da constituição da reserva estratégica de gás natural nos termos do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto.

b. Os custos de aquisição de gás natural dos CURR para fornecimento aos seus clientes, resultam diretamente dos custos suportados pelo CURG, que resultam dos mecanismos de aquisição previstos no quadro regulamentar.

c. A TE aplicada pelos CURR é parte integrante das tarifas transitórias de venda a clientes finais (TTVCF), que inclui ainda a tarifa de acesso às redes e a tarifa de comercialização. No quadro do processo de extinção das TTVCF, estas são exclusivamente aplicadas aos fornecimentos realizados pelos CURR em baixa pressão (BP).

d. Tal como tem vindo a ser salientado pelo CT em diversos pareceres, o alinhamento entre o custo de energia refletido nas tarifas aplicadas pelos CURR e o custo de aprovisionamento no mercado grossista, constitui um ponto fundamental para o adequado funcionamento do mercado, motivo pelo qual acolheu com agrado a alteração ao RT que aprovou a criação de um mecanismo que possibilita a revisão trimestral da TE, nos termos do Regulamento n.º 455/2020, de 8 de maio.

e. No quadro da proposta de tarifas e preços para o ano gás 2021-2022, o CT constata o aumento de 1,5% do preço médio da TE para consumidores finais com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m^3, tendo por base de comparação o ano gás 2020-2021.

Figura 6-6 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas transitórias de energia e de comercialização aplicáveis a fornecimentos anuais ≤ 10 000 m^3

Tarifa	Preço médio 2020-2021	Preço médio 2021-2022	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Energia transitória aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m^3	17,29 €/MWh Receitas: 12 960 k€ Quantidades: 750 GWh	17,54 €/MWh Receitas: 12 555 k€ Quantidades: 716 GWh	1,5%	1,5%	0,0%
Tarifa de Comercialização aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m^3	8,99 €/MWh Receitas: 6 740 k€ Quantidades: 750 GWh	9,44 €/MWh Receitas: 6 755 k€ Quantidades: 716 GWh	5,0%	6,1%	-1,1%

Nota: a relação entre as três variações é a seguinte: *(1 + Variação do preço médio) = (1 + Variação tarifária) x (1 + Efeito consumo).*

Fonte: proposta de tarifas e preços para o ano gás 2021-2022

f. De acordo com o documento relativo à proposta de proveitos, é possível concluir que o custo unitário de aquisição de gás natural considerado foi de 1,78771 cent€/kWh para o ano 2021 e 1,73318 cent€/kWh para o ano 2022, resultando, portanto, num preço médio ponderado de aproximadamente 1,74681 cent€/kWh que constitui a TE da atividade de compra e venda de gás natural para fornecimento aos CURR. Este valor inclui os custos unitários de utilização das infraestruturas de gás, o que remete para um custo de gás na sua vertente energia de 1,65986 cent€/kWh.

g. Tendo em conta que o documento de propostas e tarifas e preços de gás para o ano gás 2021-2022 foi elaborado num contexto de incerteza e volatilidade dos mercados das principais commodities energéticas, considera o CT ser de extrema relevância a monitorização continuada dos custos de aprovisionamento de gás natural dos CURR.

h. Adicionalmente, o CT reafirma o expresso em pareceres anteriores quanto à necessidade da TE ser mantida num nível adequado, evitando-se que sejam criadas condições de "competitividade" da tarifa transitória face às ofertas comerciais existentes, o que funcionaria como desincentivo à desejada migração dos clientes ainda fornecidos pelos CURR para o regime de mercado.

i. Face à possibilidade de realização de revisões trimestrais da TE, o CT recomenda que a ERSE mantenha uma monitorização atenta da evolução dos custos de aprovisionamento do gás natural.

B.13. TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO

a. A tarifa de comercialização (TC) da atividade regulada de comercialização de gás natural é aplicada pelos CURR aos seus clientes, refletindo custos de estrutura comercial, designadamente custos de gestão comercial, faturação e cobrança, sendo parte integrante das TTVCF.

b. A TC é composta por dois termos tarifários, (i) fixo, expresso em €/dia e, (ii) e preço de energia, expresso em €/kWh. A estrutura da tarifa assenta numa lógica de custos médios de referência que sofrem um escalamento multiplicativo de forma a permitir recuperar os proveitos permitidos tendo em conta o n.º de clientes e a energia.

c. A variação anual da TC para clientes do mercado regulado com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m^3 /ano, regista na proposta de tarifas e preço para 2021-2022 um aumento do preço médio de 5%.

d. Os proveitos da atividade de comercialização de último recurso retalhista registam um aumento de 15% de 2020-2021 para 2021-2022, devido essencialmente à redução do montante de ajustamentos incorporados relativos a anos anteriores (s-1 e s-2, num total de 1.644 mil €).

e. A parcela de proveitos a recuperar através de transferências para a UGSI aumenta de 1.258 mil € para 2.527 mil €, permitindo uma ligeira redução dos proveitos a recuperar pela aplicação direta da tarifa de comercialização pelos CURR.

f. No segmento <10 mil m^3, regista-se ainda assim um ligeiro aumento do valor a recuperar, de 0,2%, a diluir por um volume inferior (716 GWh contra 705 GWh no ano gás 2020-2021, equivalente a uma variação de -4,5%). São estes efeitos que conjugados conduzem a um aumento da tarifa de 6,1%.

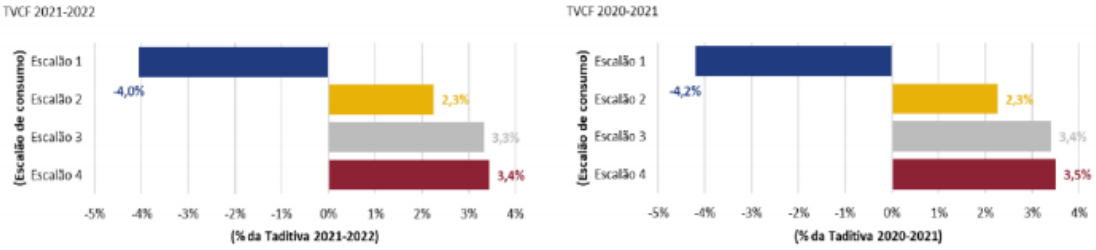
B.14. ANÁLISE DA CONVERGÊNCIA DAS TTVCF PARA A TARIFA ADITIVA, PARA CONSUMOS ANUAIS INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 M^3

a. No enquadramento legal do SNG está estabelecido o princípio da estabilidade tarifária, ou seja, da "*proteção dos clientes face à evolução das tarifas, através de um mecanismo de convergência para as tarifas aditivas*".

b. A convergência para as tarifas aditivas tem sido implementada gradualmente, para atender aos impactes tarifários nos clientes dos CURR. Apesar de se ter alcançado a uniformidade tarifária em território nacional verifica-se que as TTVCF ainda não são aditivas em todos os escalões de consumo.

c. Para o ano gás 2021-2022, a ERSE decidiu considerar que a convergência para a tarifa aditiva dos vários escalões estaria limitada a uma variação máxima de preços em 9% acima da variação tarifária média.

Figura 13-1 - Distância das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para a tarifa aditiva



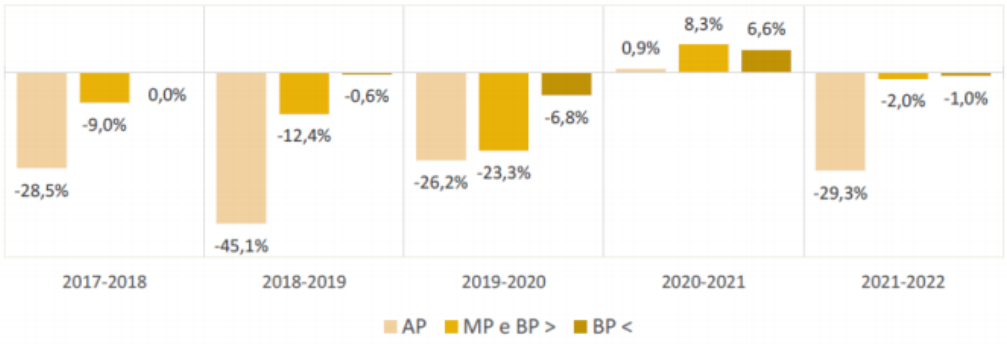
Fonte: estrutura tarifária no ano gás 2021-2022

d. Apesar de reconhecer uma aproximação entre a tarifa aditiva transitória e a tarifa transitória efetivamente estabelecida, o CT não pode deixar de manifestar, tal como em pareceres anteriores, a sua preocupação relativamente à aplicação deste mecanismo de estabilidade, em especial no que concerne às distorções tarifárias que protegem o escalão 1 da BP < em detrimento dos outros escalões tarifários de BP <, em que a maioria dos clientes são também domésticos.

B.15. EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

a. A proposta de tarifas da ERSE para o ano gás 2021-2022 mostra uma redução significativa das tarifas de acesso às redes a suportar pelos clientes e com variações muito díspares por nível de pressão.

Figura 0-2 - Evolução das variações tarifárias das tarifas de Acesso às Redes



Fonte: proposta de tarifas e preços para o ano gás 2021-2022

b. Esta variação das TAR por nível de pressão está muito associada à aditividade tarifária e à variação das tarifas por atividade associadas com o uso das redes de transporte e de distribuição, com a operação logística de mudança de comercializador (OLMC) e com a gestão global do sistema. O quadro seguinte mostra essa variação tarifária:

Quadro 0-5 - Variação tarifária das tarifas por atividade

Tarifas por atividade	Variação tarifária 2021-2022/2020-2021
Infra-estruturas de Alta Pressão	
Tarifa de Uso do Terminal de GNL	-33,5%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	-28,1%
Acesso às Redes e Gestão Global do Sistema	
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	-14,2%
Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	-12,9%
Tarifa de Uso Global do Sistema	-40,3%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	-0,2%

Fonte: proposta de tarifas e preços para o ano gás 2021-2022

c. É de salientar a descida de todas as tarifas por atividade de uma forma geral e em especial a relativa ao Uso Global do Sistema (40,3%) e ao uso das infraestruturas de Alta pressão, nomeadamente Uso do Terminal de GNL (33,5%) e Uso do Armazenamento Subterrâneo (28,1%).

d. O quadro seguinte evidencia os impactes no preço médio das TAR, por tipo de cliente. A proposta da ERSE parece indicar que todas as tarifas de acesso sofrem uma redução do seu valor para todos os tipos de clientes.

Figura 6-7 - Receitas, quantidades e preços médios associados às tarifas de Acesso às Redes, por tipo de cliente [38]

Tarifa de Acesso às Redes	Tarifas 2020-2021, consumos 2020-2021	Tarifas 2021-2022, consumos 2021-2022	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Centros eletroprodutores	**0,87 €/MWh** Receitas: 15 467 k€ Quantidades: 17 689 GWh	**0,67 €/MWh** Receitas: 17 472 k€ Quantidades: 26 111 GWh	-23,5%	**-34,3%**	16,4%
Clientes em Alta Pressão	**0,72 €/MWh** Receitas: 12 528 k€ Quantidades: 17 316 GWh	**0,53 €/MWh** Receitas: 7 639 k€ Quantidades: 14 498 GWh	-27,2%	**-29,3%**	3,0%
Clientes em Média Pressão	**2,62 €/MWh** Receitas: 46 548 k€ Quantidades: 17 780 GWh	**2,47 €/MWh** Receitas: 42 939 k€ Quantidades: 17 415 GWh	-5,8%	**-3,2%**	-2,7%
Clientes em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m³	**11,54 €/MWh** Receitas: 46 865 k€ Quantidades: 4 060 GWh	**11,31 €/MWh** Receitas: 46 290 k€ Quantidades: 4 093 GWh	-2,0%	**-0,9%**	-1,2%
Clientes em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³	**32,14 €/MWh** Receitas: 138 147 k€ Quantidades: 4 298 GWh	**31,83 €/MWh** Receitas: 137 550 k€ Quantidades: 4 321 GWh	-1,0%	**-1,0%**	0,1%

Nota: a relação entre as três variações é a seguinte: *(1 + Variação do preço médio) = (1 + Variação tarifária) x (1 + Efeito consumo).*

Fonte: proposta de tarifas e preços para o ano gás 2021-2022

e. No entanto, e como demonstrado acima no ponto "B.9. - Limiar de consumo e demais características para aplicação de tarifas de acesso às redes opcionais em média pressão e em baixa pressão>", face à alteração da metodologia de cálculos da modulação, os clientes que se encontram nesta tarifa registam, neste ano gás 2021/22, um aumento significativo das suas tarifas.

f. O CT insta a ERSE a repensar a alteração da metodologia assente em valor teórico para valor real, adequando a fórmula em conformidade para garantir a consistência temporal deste mecanismo, em

momento tão delicado para a economia nacional devido aos efeitos da pandemia e com um reflexo claro na competitividade da sua indústria.

C. PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA O ANO GÁS 2020-2021 DAS EMPRESAS REGULADAS DO SETOR DO GÁS

PONTO PRÉVIO - REVISÃO EXTRAORDINÁRIA DAS BASES DE CUSTOS[45]

a. O CT tomou conhecimento da proposta da ERSE de revisão extraordinária das bases de custos dos operadores da rede de distribuição e comercializadores de último recurso retalhistas, para o período regulatório de 2020 a 2023, ditada pelas auditorias realizadas ou em curso desde 2019.

b. A ERSE faz notar a complexidade e detalhe da informação enviada pelas empresas, pelo que os valores finais dos proveitos permitidos às empresas objeto de auditorias poderão ser diferentes dos apresentados na presente Proposta.

c. O CT recomenda a realização com maior frequência deste tipo de auditorias, garantindo subsequentemente a aplicação integral das consequências das suas conclusões.

C.1. PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS

a. As tarifas de gás são aplicadas no período compreendido entre 1 de outubro do ano civil (s) e 30 de setembro do ano civil (s+1). Por esta razão a determinação dos proveitos para efeito de cálculo de tarifas em ano gás é também calculada na proporção de 0,25 dos proveitos permitidos do ano s e de 0,75 dos proveitos permitidos do ano s+1.

b. Os pressupostos, as metodologias e os cálculos que sustentam os parâmetros regulatórios definidos para o corrente período regulatório, 2020-2023, encontram-se no documento "Parâmetros de regulação para o período 2020 a 2023", de maio de 2019.

c. O Quadro 2-6 resume os fatores de eficiência a aplicar às atividades reguladas por incentivos nos 2 últimos períodos regulatórios e no período regulatório em curso (2020-2023):

Quadro 2-6 - Metas de eficiência anuais aplicadas às atividades reguladas

Atividade	Metas de eficiência Período Regulatório 2016-2017 a 2018-2019	Metas de eficiência Período Regulatório 2020-2023
Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	2,0%	2,0%
Armazenamento Subterrâneo	3,0%	3,0%
Transporte	3,0%	3,0%
Gestão Técnica e Global do Sistema	2,0%	2,0%
Distribuição	2,0% a 7,0%	2,0% a 5,0%
Comercialização	2,0%	2,0%

Fonte: proposta de tarifas e preços para o ano gás 2021-2022

d. O Quadro 2-7 apresenta as taxas de remuneração consideradas no cálculo dos proveitos permitidos:

[45] Ponto 4.5.2.2. do documento "Proposta de proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2021-2022 das empresas reguladas do setor do gás".

Quadro 2-7 – Taxas de remuneração dos ativos regulados

	Taxa 2019	Taxa 2020	Taxa estimada 2021	Taxa prevista 2022
Alta Pressão	5,40%	4,56%	4,50%	4,50%
Média e Baixa Pressão	5,70%	4,76%	4,70%	4,70%
Taxa de remuneração implícita no cálculo da parcela de TOTEX da atividade de OLMC	4,40%	4,40%	4,40%	4,40%

Fonte: proposta de tarifas e preços para o ano gás 2021-2022

e. Aos proveitos permitidos que resultam do modelo regulatório de cada atividade há que adicionar os ajustamentos definitivos do ano s-2 e, eventualmente, o provisório de s-1.

f. Os ajustamentos a repercutir no ano gás 2021-2022 dos operadores das infraestruturas são determinados essencialmente a partir dos desvios entre a procura de gás do ano 2019 versus os valores estimados, bem como na melhor estimativa do ano 2020 baseada nos dados disponíveis à data de emissão da Proposta.

g. No caso dos CURR os desvios resultam da diferença entre o consumo e número de consumidores no mercado regulado relativamente ao estimado e ao desvio da realidade decorrente dos fluxos associados à aditividade tarifária, e no CURG o desvio do custo de energia.

h. O quadro seguinte permite comparar os proveitos a recuperar por atividade subjacentes ao cálculo das tarifas de 2020-2021 com os da proposta de tarifas 2021-2022, segmentados por atividade com os respetivos ajustamentos e mecanismos de atenuação de desvios atualmente em vigor.

Unid. M€	tarifas 2020-2021	tarifas 2020-2021	Variação	
Terminal	38,2	37,8		
Armazenagem	18,2	17,8		
Transporte (exclui transporte rodovia)	64,6	64,3		
Gestão Global do Sistema (exclui ERSE)	10,3	8,1		
OLMC	0,5	0,4		
Distribuição	206,9	206,6		
Acesso às redes	*338,7*	*334,9*	*-3,8*	*-1,1%*
CUR G (energia)	15,8	14,8		
Curr (comercialização	10,2	9,8		
Proveitos permitidos Regulados	364,6	359,4	-5,2	-1,4%
GLUAG	0,3	0,3		
ERSE	4,5	4,9		
Transporte de GNL por rodovia	5,4	4,9		
Tarifa social	-0,8	0,0		
PPEC		0,6		
Custos pass through	9,3	10,8	1,4	15,3%
Ajust t-1	-8,5	-12,5		
Ajust t-2	-9,6	-16,0		
Ajustamentos	-18,1	-28,5	-10,4	57,4%
Diferimento intertemporal	-25,3	-9,8		
Mecanismo atenuação dos desvios tarifários				
Trenminal	4,2	0,0		
Armazenagem	-4,2	0,0		
Proveitos da atribuição de capacidade				
Terminal		-10,4		
Transporte		-6,1		
Outros	-25,3	-26,3	-0,9	3,6%
Total proveitos a recuperar com as tarifas	330,5	315,4	-15,1	-4,6%

Fonte: proposta de proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2021-2022, pp. 60, 62, 86, 93, 105, 112, 131, 133, 134, 293, 298, 299

i. Da análise do quadro o CT constata que relativamente aos valores considerados para o ano gás 2020/2021, o total de proveitos permitidos a recuperar com as tarifas apresentam um decréscimo de 15,1 M€ (-4,6%):

- Os proveitos permitidos das atividades reguladas apresentam um decréscimo de cerca de 3,8 M€ (-1,2%), como consequência da aplicação dos parâmetros regulatórios em vigor.
- Os custos *pass through* sofrem um acréscimo de 15,3% para o qual contribui a inclusão pela primeira vez no setor do gás de custos com o Plano de Promoção de Eficiência no Consumo, no montante de 0,6 M€.
- Os ajustamentos a devolver às tarifas tiveram um aumento de 10,4 M€ (57,4%) contribuindo para o decréscimo das tarifas.
- O mecanismo intertemporal dos desvios de procura na atividade de transporte no presente exercício tarifário voltou a ser ativado, no sentido de aumento dos proveitos a recuperar pelas tarifas, com um montante de 10,7 milhões de euros a incorporar nos proveitos do ano gás 2021- 2022. O valor 9,8 M€ incorpora as anuidades dos diferimentos referente aos anos gás de 2018- 2019 e 2019-2020 num total de 20,5 M€.
- O mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários previsto para atividade de receção, armazenamento e regaseificação de GNL e da atividade de armazenamento subterrâneo, não foi ativado, pela primeira vez desde a sua criação. A ERSE justifica esta decisão tendo em conta a análise das vantagens e dos constrangimentos associados a este mecanismo, e face à evolução verificada e perspetivada para os proveitos a recuperar destas atividades.
- Para a redução dos proveitos permitidos contribuiu ainda os proveitos do leilão de atribuição de capacidade nas infraestruturas do Terminal de GNL e da RNTG referentes ao ano gás 2020-21, não tendo sido acionado o mecanismo criado para o efeito na última revisão regulamentar.

j. O CT reconhece o esforço conjunto do regulador e das empresas na otimização do valor base dos proveitos permitidos, que se tem traduzido numa redução sistemática, o que sinaliza eficiência, sustentabilidade e compromisso destas entidades para com os consumidores. Anota-se igualmente a resposta positiva dos operadores para com as metas definidas pela ERSE.

k. O CT não pode deixar de sublinhar o aumento do consumo face às previsões, de que decorrem desvios tarifários a devolver às tarifas pelos operadores. A volatilidade dos consumos do setor elétrico, sinalizada no ponto deste parecer relativo à estimativa de procura, e as circunstâncias associadas à atual crise sanitária, aconselham a alguma preparação no sentido de as tarifas poderem vir a ter variações significativas nos próximos anos, para refletirem os desvios de recuperação de proveitos.

C.2. PROVEITOS PERMITIDOS DO OPERADOR DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL E DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE DE GÁS

a. Os prémios de leilão da atribuição da capacidade das infraestruturas, em situação de congestionamento, nos termos previstos no Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações (RARII), não foram considerados para efeitos de cálculo dos ajustamentos provisórios de 2020, uma vez que o RT em vigor, na altura em que foram calculados os proveitos permitidos para o ano de 2020, previa apenas que os montantes recebidos referentes a prémios de leilão no ano civil s-2, fossem revertidos às tarifas no ano gás t. Assim, as receitas de prémios de leilão, recebidas no ano de 2020, apenas serão consideradas no cálculo dos proveitos permitidos do ano gás 2022-2023, em sede de ajustamentos do ano civil 2020.

b. Relativamente às receitas recebidas em 2021, tendo em conta a fórmula de cálculo dos proveitos permitidos foi considerado no ano gás 2021-2022, 25% do valor recebido.

c. O CT regista que o mecanismo de diferimento intertemporal do reconhecimento tarifário das receitas resultantes da aplicação de prémios de leilões de capacidade das infraestruturas introduzido na recente revisão regulamentar não foi aplicado.

C.3. PROVEITOS DOS OPERADORES DE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS

a. O CT tomou nota da decisão da ERSE de não fazer refletir nos proveitos permitidos do ano gás 2021-2022 o valor do ajustamento provisório referentes ao ano civil 2020 (s-1), justificando tal decisão no impacte tarifário que os montantes teriam nos proveitos permitidos da atividade.

C.4. PROVEITOS DO OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

a. O CT alerta para o facto de que os valores que constam do quadro 3.3 dos proveitos permitidos do OLMC s/ ajustamento não coincidirem com os valores do quadro 4.34.

C.5. PROVEITOS DOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS

a. Face ao ano gás 2020-2021, os proveitos a recuperar da atividade de distribuição de gás apresentam uma variação de -0,4%, sendo que essa redução se deve essencialmente à diminuição da componente de custos de exploração aceites pela ERSE para o ano gás 2021-2022.

b. De facto, constata-se uma redução do nível dos proveitos permitidos da atividade de distribuição para o ano gás 2021-2022 face ao ano anterior de -0,1%, resultante da redução da parcela de custos com capital em linha com a redução da taxa de remuneração do ativo fixo. De acordo com a ERSE, regista-se igualmente uma redução da componente do OPEX, em parte, justificada pela revisão das bases de custos.

Quadro 4-25 - Proveitos da atividade de Distribuição de gás

Unidade: 10^3 EUR

		Tarifas 2020-2021	Tarifas 2021-2022	Variação 2020-2021/ 2021-2022
A=B+(C*D)	Custos com capital afetos a esta atividade, previstos para o ano gás *t*	135 682	135 816	0%
B	Amortizações do ativo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados, previstas para os anos s e s+1			
C	Valor médio do ativo fixo afecto à actividade de distribuição do ORD líquido de amortizações e comparticipações, previstos para os anos s e s+1			
D	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição			
E	Custos de exploração aceites pela ERSE	71 177	70 779	-0,6%
F	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás *t-2*, do operador da rede de distribuição *k*, aceites pela ERSE	0	0	
H=A+E+F	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de gás, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s	206 859	206 595	-0,1%
I	Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP do operador da rede de distribuição k previstos para o ano gás t	6 046	5 137	-15,0%
J	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da atividade de Distribuição do ORD para o ano s-1	0	0	-
K	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da atividade de Distribuição de gás, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	-4 473	-2 983	-33,3%
L=H-I-J-K	Proveitos a recuperar da atividade de Distribuição de gás, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados nos anos s-2 e s-1	205 287	204 442	-0,4%
	Proveitos unitários por unidade distribuída (€/MhW)	7,853	7,910	0,7%

Fonte: proposta proveitos e ajustamentos para o ano gás 2021-2022

c. No que respeita à atividade de distribuição de gás para o ano gás 2021-2022, cujo valor é recuperado por via da aplicação da tarifa de URD, os ajustamentos são neste período a favor das empresas, aumentando assim o valor dos proveitos a recuperar pela tarifa de URD.

d. Como se pode verificar no quadro anterior, os ajustamentos do ano de 2019 foram a favor das empresas na ordem dos 2,9 milhões de euros. Importa realçar que o ano de 2019 não foi alvo de qualquer ajustamento provisório no ano gás 2020-2021, no que se refere à atividade de distribuição.

e. O CT reconhece a dificuldade de previsão da evolução de todas as variáveis do sistema tarifário, especialmente no que ao consumo diz respeito em períodos atípicos como o que temos vivido.

f. O CT regista que, mais uma vez, a ERSE optou por não incluir o ajustamento provisório de S-1 no cálculo dos proveitos permitidos, tendo-o estimado em 7 milhões de euros, a favor das empresas. No documento, a ERSE justifica a não inclusão deste montante pela aplicação do n.º 9 do artigo 113º do RT. Apesar de previsto no RT, a ERSE deve garantir que estes montantes não devolvidos às empresas, não condicionam o seu equilíbrio económico-financeiro.

g. Não se colocando em causa a legitimidade desta decisão, o CT deixa, contudo, a nota de que deverá ser evitada alguma opção assimétrica sistemática, com consideração dos ajustamentos de (s-1) nos casos em que tal leve a devoluções à tarifa, e não incorporação no caso contrário, pela instabilidade tarifária potencialmente daí decorrente.

C.6. PROVEITOS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO GROSSISTA

a. O CT nota que se mantém uma situação de não reconhecimento dos custos associados a todas as atividades da comercialização de último recurso grossista.

b. Com efeito, no cálculo dos proveitos permitidos desta atividade, a ERSE apenas reconhece os custos da compra de gás, que lhe são repassados pelo comercializador do SNG, função que é exercida sem qualquer margem comercial, e os associados à atividade de GL-UAG.

c. Continuam, assim, por reconhecer os gastos incorridos pelo CURG que não se enquadram nas funções anteriores, correspondentes à gestão contratual dos contratos de compra e venda de gás celebrados com os comercializadores de último recurso retalhista, não obstante corresponderem ao core da sua atividade regulada.

C.7. PROVEITOS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

a. No que respeita à atividade de comercialização de último recurso retalhista, o CT reafirma a necessidade de monitorizar eventuais desequilíbrios financeiros gerados nos comercializadores por via da contínua migração de clientes para o mercado livre, associada às exigências crescentes a nível da qualidade de serviço e outras obrigações regulamentares, fiscais e legais.

b. Em particular o CT alerta para o crescente peso dos custos fixos desta atividade na estrutura de custos das empresas, cuja recuperação poderá ficar potencialmente em risco face à evolução decrescente da atividade.

D. PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS A VIGORAREM EM 2021-2022 E CUSTO MÁXIMO PARA O TRANSPORTE DE GNL POR CAMIÃO-CISTERNA

D.1. PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS A VIGORAREM EM 2021-2022

a. Nos termos fixados no RRC, a ERSE fixa anualmente os preços dos serviços regulados a prestar pelos ORD e pelos CURR, tendo por base a proposta apresentada pelas entidades reguladas. Estes preços são aplicáveis aos seguintes serviços:

- Serviços de interrupção e de restabelecimento do fornecimento (ORD);

- Leitura extraordinária (ORD);
- Quantia mínima a pagar em caso de mora (CURR).

b. Adicionalmente, o RRC estabelece que a ERSE deverá aprovar anualmente, também mediante proposta apresentada pelos operadores de rede, os seguintes parâmetros:
   - Encargos com a rede a construir;
   - Valores de referência, a considerar para efeitos tarifários, referentes aos custos com a integração nas redes de polos de consumo existentes;
   - Fatores a considerar no cálculo do sobrecusto de veiculação de gás natural relativamente ao custo médio dos ativos considerados nas tarifas de uso das redes, para ligações às redes de instalações com consumo anual superior a 10 000 m^3 (n).

c. Relativamente aos serviços a prestar pelas empresas reguladas, para a proposta de tarifas e preços de gás para o ano gás 2021-2022, apenas a Sonorgás, na qualidade de ORD e CURR, apresentou à ERSE uma proposta de manutenção dos preços dos serviços regulados. Os restantes ORD e CURR não apresentaram qualquer proposta neste âmbito.

d. A ERSE, na sua proposta de tarifas, considera adequada a manutenção, no ano gás 2021-2022, dos preços dos serviços regulados que estão em vigor no ano gás em curso, tendo em consideração, por um lado, a situação socioeconómica derivada da pandemia COVID-19, e, por outro, a convergência verificada no passado relativamente aos custos reais destes serviços.

e. O CT concorda com a proposta pela ERSE, considerando os valores adequados aos fins previstos na regulamentação.

D.2. CUSTO MÁXIMO PARA O TRANSPORTE DE GNL POR CAMIÃO-CISTERNA

a. Os custos de transporte rodoviário de GNL, por camião-cisterna, para unidades autónomas de gás natural (UAG), privadas ou públicas, são suportados pelo operador da rede de transporte (ORT), tendo por base um regime de custo máximo, deduzido a partir de uma análise por perequação dos contratos celebrados com os transportadores. Esses custos são recuperados através da aplicação das tarifas de rede, quer aos consumidores abastecidos pela RNTGN, quer para os consumidores abastecidos a partir de uma UAG, de forma a garantir uma partilha solidária de custos, numa lógica nacional.

b. Este meio de transporte tem assegurado o abastecimento de GN a áreas remotas, onde o abastecimento através de uma infraestrutura de rede, suportada na RNTGN, não seria competitivo.

c. No que respeita à evolução das quantidades e custos de transporte de GNL, verifica-se, no quadro abaixo, que há um aumento, face a 2019, do número de UAG (+8%) e do total de energia transportada (+2%).

d. O quadro abaixo permite também concluir que o mecanismo de preço máximo reduziu em cerca de 3% o valor do custo a incluir, em 2020, na atividade de transporte, sendo que a proporção do custo coberto varia consoante o comercializador, situando-se entre 85% e 100%.

Quadro 5-1 – Evolução das quantidades e custos de transporte de GNL

	N.º de UAG abastecidas	N.º de cisternas carregadas	Total de energia transportada (MWh)	Custo total (€)	Custo aceite (€)
2009-2010	30	2037	625 676	1 919 960	1 919 960
2010-2011	34	2331	705 502	2 180 523	2 180 523
2011-2012	36	2526	761 215	2 334 632	2 334 632
2012-2013	43	2648	808 713	2 537 760	2 537 760
2013	50	3237	987 285	2 901 132	2 861 106
2014	56	3361	1 021 545	3 123 536	2 870 964
2015	64	3271	966 873	2 756 575	2 670 428
2016	64	3497	1 039 386	3 205 071	3 016 395
2017	68	3806	1 140 376	3 404 915	3 220 621
2018	84	4672	1 391 256	4 037 341	3 861 732
2019	95	4985	1 481 459	4 499 206	4 199 300
2020	103	5040	1 512 009	4 970 100	4 813 862

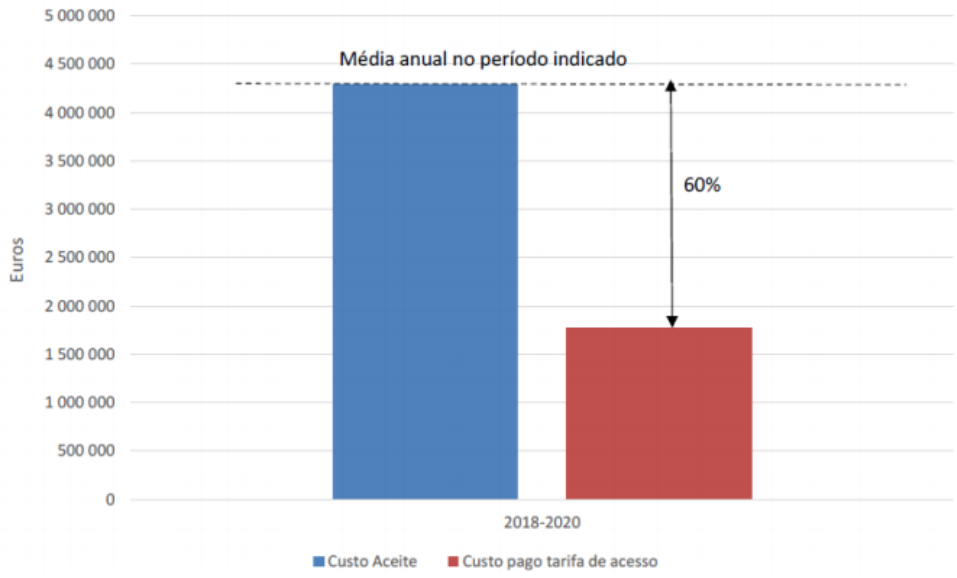
Nota: valores sem IVA; não consideradas as cargas para a UAG Socorridos.

Fonte: proposta de tarifas e preços de gás para o ano gás 2021-2022

e. Quanto aos custos desta forma de abastecimento, o sobrecusto do abastecimento das UAG, definido como a diferença entre o valor do preço contratual de transporte rodoviário de GNL e o valor obtido pela aplicação das tarifas de acesso às redes, é apresentado na proposta de tarifas para o valor médio 2018-2020 como se identifica no gráfico abaixo.

f. Relativamente ao período 2018-2020, verifica-se um aumento do sobrecusto, justificado pelo aumento do custo de transporte em cisterna e pela diminuição da tarifa de acesso.

Figura 5-1 – Custo aceite com transporte de GNL em cisterna e custo com a tarifa de acesso



Fonte: proposta de tarifas e preços de gás para o ano gás 2021-2022

g. O CT destaca também que, de acordo com a informação prestada pela ERSE, foram estabelecidos novos contratos de transporte de GNL e iniciou-se o transporte por ferrovia, como forma de complemento ao transporte por rodovia, o que contribui para a segurança de abastecimento.

h. Na sequência de uma anterior recomendação do CT, a ERSE procedeu à alteração da fórmula, e respetivos parâmetros, para cálculo do custo máximo do transporte. Esta alteração ocorreu no ano gás 2019-2020, destacando-se que, desde outubro de 2020, não se verifica a existência de sobrecusto.

i. A ERSE propõe manter a mesma metodologia e parâmetros para o ano gás 2021-2022, seguindo a proposta do ORT e tendo como pressuposto que não existem previsões de aumentos dos custos de transporte.

j. O CT considera que a manutenção da metodologia e parâmetros é uma solução adequada.

E. MERCADO LIVRE

E.1. PROCESSO DE EXTINÇÃO DAS TTVCF

a. A Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, estendeu a prorrogação do prazo para a extinção das tarifas transitórias aos fornecimentos de gás natural em BP, com consumos anuais iguais ou inferiores a 10 000 m^3, para 31 de dezembro de 2025. Do mesmo modo, esta Portaria prorrogou a data de extinção das tarifas transitórias para o segmento BP> até 31 de dezembro de 2022.

b. De acordo com o último Boletim do Mercado Liberalizado do Gás Natural relativo a janeiro de 2021, o mercado regulado representa cerca de 16% do número total de clientes, ou seja, cerca de 245 mil clientes, e cerca de 2% do consumo de gás natural em Portugal.

c. Adicionalmente, importa referir que, de acordo com o Boletim das Ofertas Comerciais de Gás Natural publicado pela ERSE, referente ao 1.º trimestre de 2021, existem atualmente entre 3 e 6 comercializadores em mercado livre que apresentam um preço mais competitivo do que a tarifa regulada, o que corresponde a uma poupança anual significativa face à tarifa transitória:

Poupança anual da oferta mais competitiva face ao Mercado Regulado

Gás natural	48 €	45 €	36 €
Dual	71 €	96 €	217 €

Comercializadores com ofertas mais competitivas do que a Tarifa Regulada

Gás natural	6	5	3
Dual	4	4	4

Fonte: Boletim das Ofertas Comerciais de Gás Natural – 1.º Trimestre de 2021

d. O CT reconhece a importância do aprofundamento do mercado livre e, por esse motivo, recomenda que a ERSE mantenha o seu foco na transmissão de mensagens claras e informativas ao mercado, nomeadamente sobre a coexistência entre mercado regulado e mercado livre, a existência de simuladores, bem com outras matérias capazes de aumentar o desejável nível de literacia energética dos consumidores.

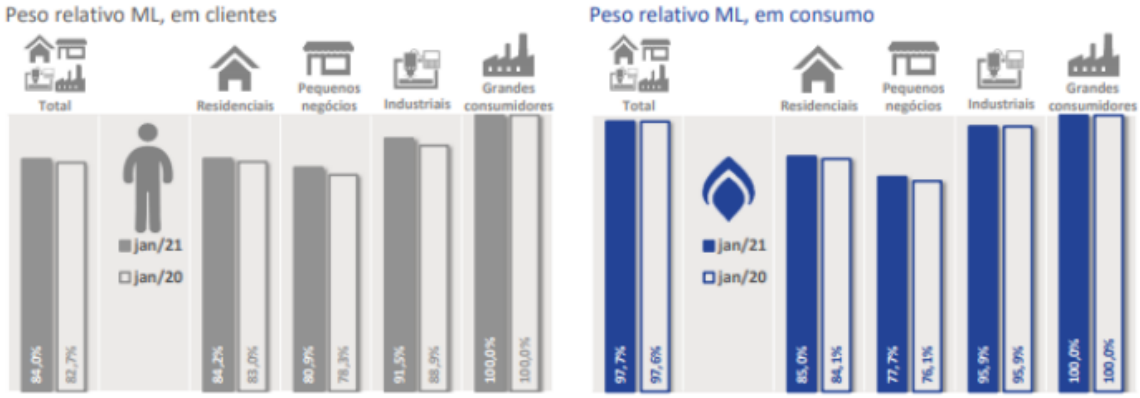
e. Tendo em consideração a recente atualização da vigência das tarifas transitórias, e observando-se uma estabilização da dimensão do mercado regulado, o CT recomenda que a ERSE continue a monitorizar uma adequada transição dos clientes em mercado regulado para o mercado liberalizado, salvaguardando os interesses dos consumidores e assegurando o adequado equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso.

E.2. EVOLUÇÃO DO MERCADO LIVRE (ML)

a. De acordo com o último Relatório do Mercado Liberalizado de Gás Natural publicado pela ERSE relativo ao mês de janeiro de 2021, em termos absolutos, o número acumulado de clientes em mercado livre

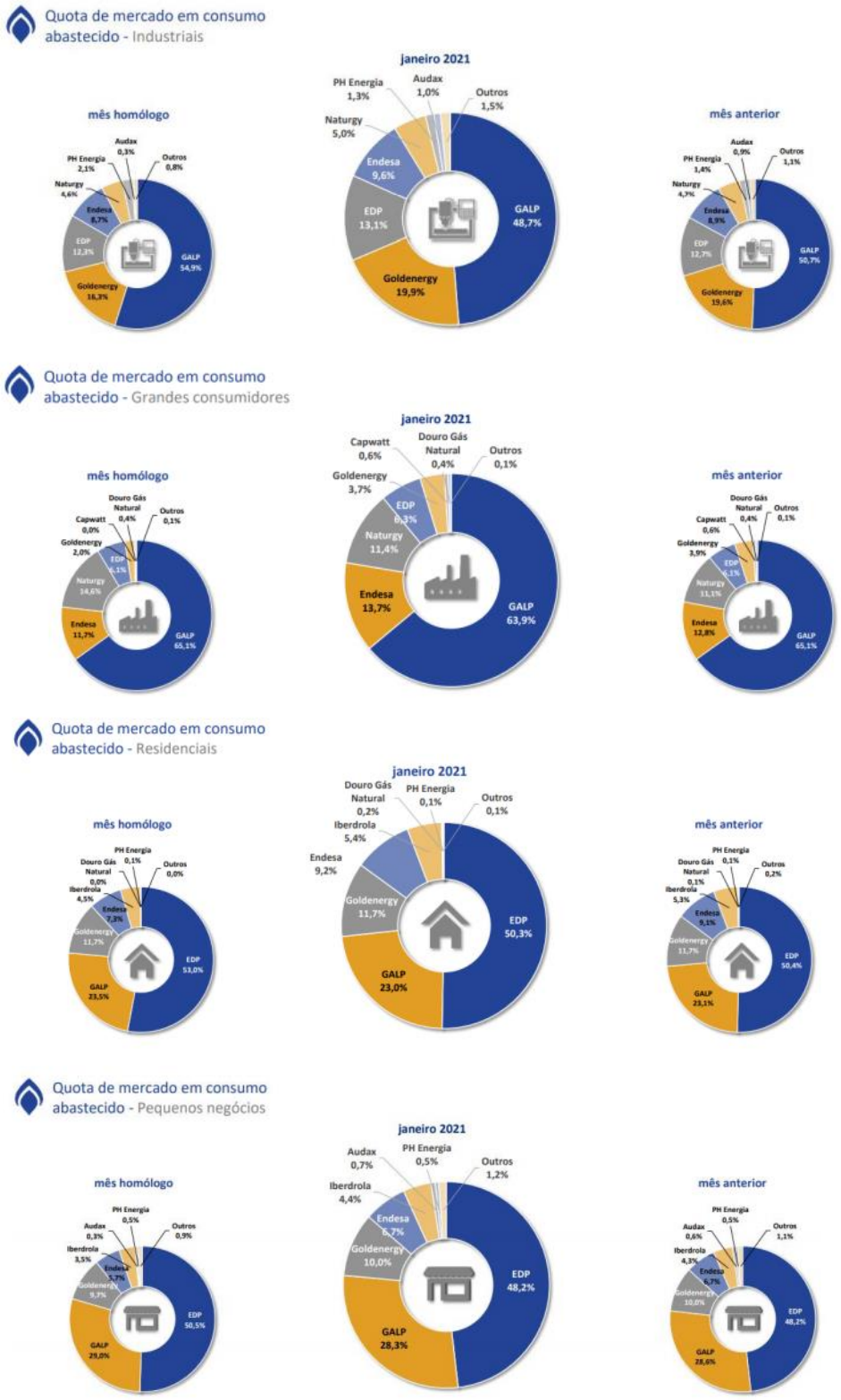
ascende a 1.283.690 (cerca de 84% do número total de clientes), representando o seu consumo cerca de 98% do consumo total.

b. De referir que a grande maioria dos clientes já optaram por um comercializador em mercado livre, conforme se pode verificar na tabela abaixo:



Fonte: Boletim da ERSE sobre liberalização do mercado de gás natural relativo a janeiro de 2021

c. Importa também destacar que os indicadores demonstram uma reduzida diminuição da concentração de mercado ao longo do tempo:



Fonte: Boletim da ERSE sobre liberalização do mercado de gás natural relativo a janeiro de 2021

d. Nesse sentido, o CT reconhece ser fundamental o acompanhamento da evolução do número de consumidores no mercado livre, bem como promover o esclarecimento e a capacitação dos

consumidores, nomeadamente, relativamente à existência de simuladores que lhes permitem avaliar as várias ofertas comerciais disponíveis.

F. TARIFA SOCIAL

F.1. TARIFA SOCIAL NO SETOR DO GÁS

a. A tarifa social de gás natural foi criada pelo Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, tendo como objetivo proteger os consumidores economicamente vulneráveis, garantindo-lhes o acesso a um bem essencial, como é o fornecimento de gás natural, independentemente do seu prestador e consiste num desconto na tarifa de acesso às redes em baixa pressão, aprovado por Despacho do membro do Governo responsável pela área da energia.

b. Por força do disposto no Decreto-Lei n.º 100/2020, de 26 de novembro, que alterou o supracitado diploma, alargando o universo de beneficiários, passaram a poder beneficiar da tarifa social todos os consumidores que, cumulativamente, reúnam as seguintes condições:

   - Se encontrem a receber da Segurança Social um dos seguintes apoios:
     - Complemento solidário para idosos;
     - Rendimento social de inserção;
     - Prestações de desemprego;
     - Abono de família (primeiro escalão);
     - Pensão social de invalidez do regime especial de proteção na invalidez ou do complemento da prestação social para a inclusão, e
   - Sejam titulares de um contrato de fornecimento de gás natural, com consumo destinado exclusivamente a uso doméstico em habitação permanente, integrando escalões de consumo anual inferior ou igual a 500 m^3.

c. A Lei nº 7-A/2016, de 30 de março, que aprovou o Orçamento do Estado para 2016, veio alterar o Decreto-Lei n.º 138-A/2010 e o Decreto-Lei n.º 101/2011 determinando, no seu art.º 121.º, que "*os descontos sociais existentes para o acesso ao serviço essencial de fornecimento de energia elétrica e de gás natural são redesenhados, com vista à definição de um modelo único e automático*".

d. O acesso ao benefício da tarifa social de energia elétrica e de gás natural passou, assim, a ser realizado através de um mecanismo de reconhecimento automático, com efeitos a partir de 1 de julho de 2016, centralizado na Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG).

e. O membro do Governo responsável pela área da energia aprovou, através do Despacho n.º 3163/2021, de 24 de março, o desconto da tarifa social de gás natural aplicável a partir de 1 de outubro de 2021 até 30 de setembro de 2022, correspondendo a um desconto de 31,2 % sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais, excluído o IVA, demais impostos, contribuições, taxas e juros de mora que sejam aplicáveis.

f. O CT reitera o entendimento expresso no parecer anterior no sentido de ser pertinente refletir sobre a possibilidade/viabilidade de tornar o acesso à tarifa social de gás natural menos rígido, nomeadamente através da inclusão de mais escalões de abono de família.

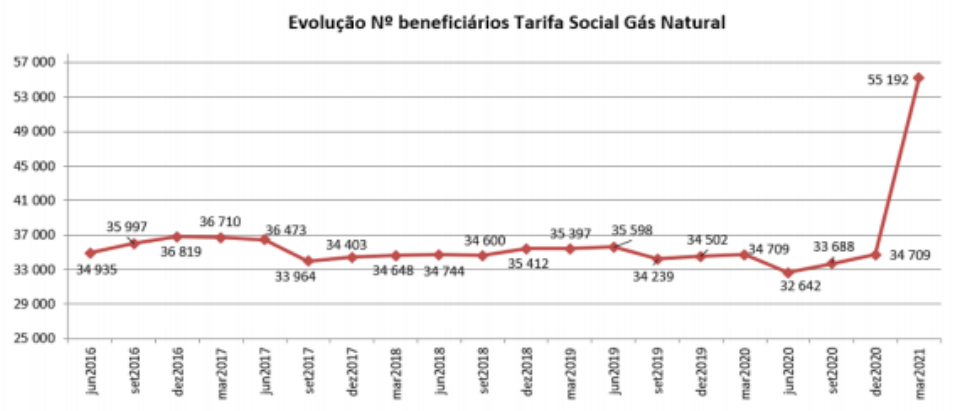
g. Conforme apresentado no Quadro 3-59, cerca de 33 mil clientes beneficiavam de tarifa social de gás natural no final do 4.º trimestre de 2020, representando um decréscimo de 7,8% em relação ao trimestre homólogo, e um acréscimo de 0,2% em relação ao trimestre anterior. Para o ano gás 2021-2022 a ERSE prevê que cerca de 35 mil clientes continuarão a beneficiar de tarifa social de gás natural, previsão por defeito, como adiante se demonstra:

Quadro 3-59 - Evolução clientes beneficiários da tarifa social de gás

	T1 2018	T2 2018	T3 2018	T4 2018	T1 2019	T2 2019	T3 2019	T4 2019	T1 2020	T2 2020	T3 2020	T4 2020	Variação T42020/T42019	Variação T42020/T32020
Mercado Regulado	3 360	3 292	3 234	3 019	3 013	2 945	2 894	2 734	2 574	2 555	2 330	2 342	-14,3%	0,5%
Mercado Livre	32 386	32 347	32 469	33 239	32 967	32 229	32 310	32 888	32 298	31 371	30 467	30 512	-7,2%	0,1%
Total	35 746	35 639	35 703	36 258	35 980	35 174	35 204	35 622	34 872	33 926	32 797	32 854	-7,8%	0,2%

fonte: proposta de tarifas e preços de gás para o ano gás 2021-2022, p. 131

h. De acordo com o site da DGEG a evolução do n.º de beneficiários da TS no setor do gás, verifica-se um aumento de 20 483 beneficiários no 1.º trimestre de 2021, que corresponde a 59%, como se documenta na figura abaixo:



Fonte: site DGEG em 20/04/2021

F.2. FINANCIAMENTO DA TARIFA SOCIAL

a. No que diz respeito ao financiamento dos custos com a tarifa social, a Lei n.º 114/2017, de 29 de dezembro, que aprovou o Orçamento do Estado para 2018, introduziu alterações nesta matéria estipulando no seu artigo 209.º, que os custos decorrentes da aplicação da tarifa social aos consumidores de gás passam a ser suportados "…*pelas empresas transportadoras e comercializadoras de gás natural na proporção do volume comercializado de gás no ano anterior*". Esta disposição legal voltou a constar do artigo 241.º da Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro, do artigo 290.º, da Lei n.º 2/2020, de 31 de março, e do artigo 307.º da Lei n.º 75-B/2020, de 31 de dezembro.

b. Assim, nos termos da legislação em vigor, os encargos com a tarifa social do gás natural são assumidos pelo ORT, pelos ORD e pelos comercializadores (incluindo os de último recurso).

c. Neste particular o CT destaca que o operador da rede de transporte (ORT), operadores das redes de distribuição (ORD) e comercializadores de último recurso (CURR) são empresas reguladas economicamente pela ERSE através da definição dos proveitos a recuperar pelas tarifas, obedecendo aos seguintes princípios:

- A eficiência económica na afetação dos recursos para a realização das atividades reguladas;
- A promoção da sustentabilidade económica das atividades reguladas;
- A aplicação de tarifas e preços em condições de igualdade;
- A uniformidade e a convergência tarifária, a nível nacional;

- A inexistência de subsidiações cruzadas entre atividades e entre clientes, adequando as tarifas aos custos provocados na utilização do sistema;
- A promoção de uma regulação económica que permita às empresas reguladas o desempenho das suas atividades de uma forma economicamente eficiente, respeitando os padrões de qualidade de serviço aplicáveis e os níveis adequados de segurança.

d. Em síntese, ao definir os proveitos permitidos das atividades reguladas, a ERSE deve incentivar as empresas/entidades a desempenharem de forma eficiente as suas atividades, isto é, a otimizarem a qualidade dos serviços prestados, ao menor custo para os consumidores, garantindo assim a sustentabilidade económica dessas atividades.

e. Conforme resulta do parecer da ERSE relativo ao "Alargamento das condições de acesso à tarifa social de eletricidade e gás natural, de 10 de novembro de 2020", foi estimado em 2,2 M€ o aumento da TS no setor do gás, considerando o universo de 50.000 beneficiários, montante que, de acordo com os dados mais recentes da DGEG, já tem um deficit de 10%.

f. Sobre esta questão, o relatório da Agência Internacional de Energia (AIE) sobre a política energética portuguesa – Energy Policies of IEA Countries – Portugal – 2016 Review[46] – recomenda uma análise cuidada sobre o universo de clientes beneficiários da tarifa social, e que o financiamento da medida de apoio social seja diretamente do Governo (e não das empresas do setor ou dos consumidores). A AIE refere que o financiamento direto pelo erário público incentivaria a que o desenho da medida fosse rigoroso na sua aplicação a clientes efetivamente vulneráveis.

g. É entendimento da ERSE, no suprarreferido estudo, que:

- *O modelo de financiamento não deve provocar desequilíbrios económicos ou financeiros nos agentes e operadores nem ser desproporcionado face à sua atividade, procurando garantir a equidade na distribuição do financiamento (transversalidade na aplicação), embora se possa justificar a utilização de critérios de materialidade;*
- *A mera extensão da elegibilidade, sem a consideração de outros fatores, pode induzir à consideração de consumidores elegíveis onde não se verifique verdadeiramente uma vulnerabilidade económica;*
- *Considera desejável a introdução de níveis de apoio distintos em função do nível de vulnerabilidade, promovendo uma repartição mais equilibrada quer dos benefícios junto dos consumidores vulneráveis, quer dos custos pelos diversos financiadores, podendo concorrer para a limitação dos custos;*
- *Deve igualmente atender-se que, no quadro do atual modelo de financiamento, a proposta de revisão dos critérios de atribuição da tarifa social e correspondente aumento dos custos é temporalmente coincidente com a erosão de receitas por parte dos agentes financiadores, o que deve levar a uma cuidada ponderação da sua sustentabilidade económico-financeira*.

h. O CT revê-se no estudo da ERSE.

i. O CT destaca a importância de ser assegurada a proteção dos clientes domésticos vulneráveis e em situação de carência energética por meio da política social ou por outros meios.

j. O CT recomenda ainda que, em salvaguarda do setor do gás, do equilíbrio económico-financeiro das suas empresas, designadamente das empresas reguladas, e dos custos resultantes para os consumidores, a ERSE envide esforços para que a tarifa social do gás seja incluída na questão mais

[46] Disponível em https://www.iea.org/reports/energy-policies-of-iea-countries-portugal-2016-review.

abrangente da pobreza energética e, nesses termos, apoiada por programas criados para mitigação dessa situação.

G. TAXAS DE OCUPAÇÃO DO SUBSOLO (TOS)

a. A Lei n.º 53-E/2006, de 29 de dezembro, que consagra o Regime Geral das Taxas das Autarquias Locais, na sua redação atual, permite às autarquias locais a criação de taxas por regulamento aprovado pelo respetivo órgão deliberativo autárquico, impondo o dever de fundamentação económico-financeira das mesmas. É o caso da TOS, considerada pelo Supremo Tribunal Administrativo como uma verdadeira taxa.

b. No âmbito da renegociação dos contratos de concessão, nos termos da Resolução do Conselho de Ministros n.º 98/2008, de 23 de junho e do Anexo III da Portaria n.º 1213/2010, de 2 de dezembro, estabeleceu-se o direito de as concessionárias fazerem repercutir sobre os utilizadores das suas infraestruturas, quer se trate de entidades comercializadoras de gás ou de consumidores finais, o valor integral das TOS que lhes sejam cobradas pelos municípios respetivos.

c. A Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, que aprovou o Orçamento de Estado para 2017, estabeleceu no n.º 3 do artigo 85.º que: "*A taxa municipal de direitos de passagem e a taxa municipal de ocupação do subsolo são pagas pelas empresas operadoras de infraestruturas, não podendo ser refletidas na fatura dos consumidores*".

d. Dando cumprimento ao estabelecido no Decreto-Lei n.º 25/2017, de 3 de março, sobre as normas de execução do Orçamento de Estado para 2017, a ERSE procedeu a uma avaliação das consequências do n.º 3 do artigo 85.º da Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, no equilíbrio económico-financeiro das empresas operadoras de infraestruturas, concluindo que o mesmo poderia, a médio prazo, colocar em causa o equilíbrio económico-financeiro de algumas daquelas empresas.

e. Adicionalmente, a ERSE afirmou que, à data, o quadro regulamentar de cálculo e de aplicação da TOS criava fortes distorções económicas no sistema nacional de gás natural, independentemente da sua repercussão ou não sobre os clientes, configurando um fator desestabilizador do setor do gás natural.

f. A Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro, que aprovou o Orçamento de Estado para 2019, consagrou no seu artigo 246.º que: "*o Governo procede, até final do 1.º semestre de 2019, à revisão do quadro legal enquadrador da taxa de ocupação do subsolo em vigor, nomeadamente em matéria de repercussão das taxas na fatura dos consumidores*". Adicionalmente, esta norma consagrou que se deverá "*assegurar a fixação de um limite mínimo e máximo indicativo do valor das taxas de ocupação do subsolo para os fornecimentos em BP< [menor que] e para os fornecimentos em BP> [maior que] e MP por parte dos municípios, atendendo aos princípios da objetividade, proporcionalidade e não discriminação*".

g. Para o efeito, em 2019, foram convidados a participar num grupo de trabalho, representantes da Direção-Geral das Autarquias Locais, da Direção-Geral de Energia e Geologia, da Direção Geral do Consumidor, da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos e da Associação Nacional de Municípios Portugueses, bem como representantes das áreas de governo das autarquias locais e energia.

h. A proposta de lei apresentada pela Secretaria de Estado das Autarquias Locais, em 3 de maio de 2019, conheceu parecer desfavorável da Associação Nacional de Municípios Portugueses.

i. Neste seguimento, foi criado novo grupo de trabalho através do Despacho n.º 315/ 2021, publicado a 11 de janeiro de 2021, sendo que, nos termos do seu n.º 4, este "*deverá apresentar proposta de alteração legislativa aos membros do Governo no prazo de quatro meses a contar da publicação do presente despacho*".

j. O CT regista, assim, a importância de que a referida proposta legislativa se venha a concretizar no prazo determinado no Despacho n.º 315/2021, para que o processo de definição do quadro regulamentar da TOS seja concluído, de forma consistente e com a brevidade desejável.

k. O CT reitera, por manterem pertinência e oportunidade, as recomendações apresentadas no parecer de 2020, a saber:

- Necessidade de serem estabelecidos tetos máximos para as taxas a aplicar (como se verifica na taxa municipal de direitos de passagem, nas telecomunicações), e mecanismos que promovam a homogeneização da sua aplicação;
- Necessidade de assegurar o equilíbrio económico-financeiro dos ORD, nos termos previstos nos seus contratos de concessão e na regulamentação em vigor, independentemente da solução que vier a ser encontrada.

l. O CT insiste que é fundamental finalizar e consensualizar o processo de definição do quadro regulamentar da TOS, salientando que a atual incerteza constitui um elemento de instabilidade para o SNG e gera expetativas junto dos consumidores e insegurança junto dos agentes económicos do setor.

m. Por último, o CT regista como positiva a aceitação, por parte da ERSE, de uma das últimas recomendações deste Conselho, que se refere concretamente ao desenvolvimento e disponibilização, na sua página da internet, de um instrumento de identificação e de cálculo dos valores da TOS, por município, o que contribui para uma maior transparência e acessibilidade de informação.

H. QUALIDADE DE SERVIÇO

a. O Regulamento da Qualidade de Serviço – RQS – aplicável ao setor elétrico e ao setor do gás, estabelece a divulgação anual pelas empresas reguladas e pela ERSE de informação relativa à avaliação da qualidade de serviço prestada e percecionada pelos clientes.

b. O CT assinala a publicação pela ERSE do Relatório da Qualidade de Serviço Técnica do Setor do Gás, relativo ao ano de 2019, que avalia a qualidade de serviço do ponto de vista do grau de satisfação dos clientes e do desempenho dos operadores de redes de transporte e distribuição e do operador do terminal de GNL, abarcando os temas da continuidade de serviço, da pressão do fornecimento na rede de distribuição e das características do gás natural.

c. O CT regista com agrado o cumprimento generalizado, em 2019, por parte das empresas reguladas, dos padrões dos indicadores de qualidade de serviço, na vertente técnica, mantendo-se a trajetória registada nos últimos anos de melhoria contínua da qualidade de serviço, aspeto que aprecia e incentiva.

d. O CT considera a qualidade de serviço uma componente essencial do processo regulatório com impactos evidentes no quadro da competitividade das empresas e das opões de consumo por parte dos consumidores.

e. Por isso, o CT valoriza o papel que a ERSE atribui à qualidade de serviço e reconhece o seu esforço para acompanhar e monitorizar de forma permanente o desempenho dos operadores em matéria de qualidade de serviço.

f. O CT volta a advogar que as propostas de tarifas e preços do gás devem refletir objetivos de cumprimento dos padrões dos indicadores de qualidade de serviço estabelecidos no RQS e, nessa medida, é fundamental poder dispor de informação sobre a qualidade de serviço das suas diversas vertentes.

g. Assim, o CT entende recomendar à ERSE e aos operadores que mantenham o objetivo da melhoria contínua da qualidade de serviço, nas vertentes técnica e comercial enquanto elemento fulcral do sistema regulatório.

III - RECOMENDAÇÕES

Sem prejuízo das recomendações formuladas ao longo do presente parecer, o CT entende serem de salientar as que seguidamente se elencam, e que aqui se dão por integralmente reproduzidas:

a. A realização por parte da ERSE de uma análise da atividade de comercialização de último recurso retalhista (presentemente exercida por 11 empresas) e uma recomendação ao Governo/Poder Executivo sobre a atividade dos CURR, que permita a otimização do custo da atividade num universo de clientes cada vez menor, tendo por base cenários que permitam evidenciar a resposta eficiente às necessidades do setor.

b. A prossecução da trajetória da redução das descontinuidades tarifárias nas fronteiras dos escalões de consumo, a fim de evitar o eventual benefício de consumidores menos eficientes.

c. A reavaliação das previsões do consumo dos centros electroprodutores com base em todas as fontes de informação disponíveis, nomeadamente projeções adotadas pelo ORT/ORD.

d. A necessidade que a informação relativa à componente de entrada da tarifa URT, que pode ser repercutida na fatura do cliente, seja apresentada pelos comercializadores aos clientes no decurso do processo de negociação contratual, explicitando de forma clara e transparente o modo como propõem cobrar esta rubrica de custo.

e. A revisão da metodologia utilizada para fixação do termo fixo do desconto da tarifa opcional de MP e BP, que garanta o acompanhamento do diferencial gerado entre tarifas de alta e média pressão e o não agravamento das tarifas para estes clientes em linha com os restantes.

f. A necessidade da TE ser mantida num nível adequado, evitando-se que sejam criadas condições de "competitividade" da tarifa transitória face às ofertas comerciais existentes, o que funcionaria como desincentivo à desejada migração dos clientes ainda fornecidos pelos CURR para o regime de mercado.

g. O CT reitera que é essencial que se proceda a uma avaliação da implementação da tarifa social em toda a área coberta pela rede de distribuição de gás natural, que apresente, nomeadamente, os efeitos desta medida na situação dos agregados familiares economicamente mais vulneráveis.

h. O CT renova a recomendação expressa no parecer anterior no sentido de que a ERSE proceda à elaboração de cenários resultantes do crescimento dos potenciais beneficiários desta tarifa, em especial no quadro da atual crise do Covid-19, e o seu impacte no equilíbrio económico-financeiro das empresas que suportam estes encargos: ORT, ORD, Comercializadores e CURR.

i. O CT recomenda à ERSE o acompanhamento das medidas pertinentes decorrentes da política nacional de combate à pobreza energética, designadamente as que tenham eventual impacto nas tarifas do setor de gás. J

j. Finalmente, relativamente à TOS, a necessidade de serem estabelecidos tetos máximos para as taxas a aplicar e mecanismos que promovam a homogeneização da sua aplicação, assim como a necessidade de assegurar o equilíbrio económico-financeiro dos ORD, nos termos previstos nos seus contratos de concessão e na regulamentação em vigor

IV - CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que a proposta apresentada pela ERSE deverá ser reformulada em conformidade com as recomendações constantes deste parecer.

Aprovado em 30 de abril de 2021.

[Parecer integral digitalizado]

◆ Resposta da ERSE ◆

Nos termos do n.º 7 do artigo 202.º do Regulamento Tarifário[47] e do n.º 2 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE[48] , o Conselho de Administração (CA) da ERSE submeteu a parecer do Conselho Tarifário (CT) da ERSE, no dia 31 de março de 2021, a "Proposta de tarifas e preços de gás para o ano gás 2021-2022" e os respetivos documentos justificativos complementares, tendo o CT emitido parecer a 30 de abril de 2021.

O processo de aprovação das tarifas e preços de gás a vigorar no ano gás 2021-2022 correu no contexto de estado de emergência e em atual situação de calamidade[49]. Neste contexto, a Lei n.º 1-A/2020, de 19 de março, determinou a suspensão dos prazos administrativos que corressem a favor de particulares, tendo a alteração pela Lei n.º 4-A/2020, de 6 de abril, esclarecido que a suspensão se referia à prática de atos por particulares em procedimentos administrativos.

O processo de fixação de tarifas e preços pela ERSE não se encontra abrangido pela referida suspensão, tal como o prazo de emissão de parecer pelo Conselho Tarifário, previsto no n.º 10 do artigo 202.º do Regulamento Tarifário, que correu os seus normais termos e foi, como sempre, oportunamente cumprido.

Após a análise do parecer do Conselho Tarifário, tomando em consideração os comentários e sugestões nele apresentados, assim como as observações das demais entidades consultadas nos termos regulamentares, a ERSE aprova as tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2021-2022.

As decisões tomadas no processo de aprovação das tarifas e preços são devidamente justificadas através do documento "Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2021-2022" e respetivos documentos complementares, sendo os mesmos divulgados no site da ERSE, acompanhados pelo parecer do CT e dos comentários da ERSE sobre o mesmo.

Apresentam-se de seguida as observações da ERSE aos comentários e recomendações na especialidade constantes do parecer do CT à "Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2021-2022". Sobre os pontos do parecer do CT relativos a análise de matérias relevantes numa perspetiva de caracterização e análise da sua evolução, não são tecidas observações dadas as suas características iminentemente factuais e de enquadramento.

I – ENQUADRAMENTO

A. RECOMENDAÇÕES ANTERIORES DO CT

II – ESPECIALIDADE

A. CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE GÁS NO ANO GÁS 2021-2022

A.1 CENÁRIOS ADOTADOS PARA O CONSUMO DE GÁS POR TIPO DE CONSUMIDORES

A.1.1 PREVISÕES DO CONSUMO DE GÁS DOS CENTROS

[47] Aprovado pelo Regulamento n.º 368/2021, publicado na 2.ª Série do Diário da República n.º 82/2021, de 28 de abril de 2021.

[48] Aprovados em anexo ao Decreto Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, com a última alteração a introduzida pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho.

[49] Decreto do Presidente da República n.º 14-A/2020, de 18 de março, que por efeito dos Decretos de renovação do estado de emergência perdurou até às 23:59 horas do dia 2 de maio, aquando do fim da produção de efeitos do Decreto do Presidente da República n.º 20-A/2020, de 17 de abril, e subsequente situação de calamidade, declarada pela Resolução de Conselho de Ministros n.º 33-A/2020, de 30 de abril, e prorrogada pela Resolução de Conselho de Ministros n.º 38/2020, de 17 de maio.

Face aos comentários recebidos no Parecer do CT, dado o atual contexto de grande incerteza, a ERSE fez uma revisão da previsão do consumo de gás dos centros electroprodutores em baixa, alinhada com a previsão da REN. Este cenário, corresponde a um fator de utilização da capacidade total instalada das centrais de ciclo combinado a rondar os 36%, com a central da Turbogás a situar-se nos 41%, para cumprir as condições atualmente conhecidas para o acordo de gestão de consumos (AGC), enquanto para o agregado das restantes centrais de ciclo combinado a utilização da potência instalada não deverá ultrapassar, em média, os 35%. Para o ano gás 2021-2022 prevê-se, assim, um consumo dos centros electroprodutores de 25,0 TWh.

A.1.2 PREVISÕES DO CONSUMO DE GÁS DOS GRANDES CLIENTES AP

A ERSE concorda com o CT nas considerações que tece sobre o grau de incerteza que o atual contexto económico induz na definição das previsões do consumo de gás dos grandes clientes em Alta Pressão (AP). Neste contexto, a ERSE mantém a proposta de consumos em AP para 2021 e 2022, considerando os consumos previstos pela REN para a globalidade dos clientes em AP, mas incluindo informação mais recente relativa às previsões do encerramento da refinaria em Matosinhos.

A.2 BALANÇO DE ENERGIA PARA O ANO GÁS 2021-2022

O CT recomenda que a ERSE monitorize o processo de liberalização do mercado, considerando o interesse na conclusão da liberalização do mercado.

A ERSE, mantém uma constante monitorização do mercado liberalizado através da análise ao seu funcionamento e caracterização, tal como se pode verificar na publicação do Boletim do Mercado Liberalizado de Gás Natural[50].

Cabe à ERSE a monitorização e apresentação da melhor informação disponível, sendo que, a definição dos limiares temporais para a vigência de tarifas transitórias e consequente conclusão da liberalização do mercado é da responsabilidade do legislador. A liberalização tem sido concretizada de forma progressiva, encontrando-se extintas as tarifas transitórias de venda a clientes finais em AP e em média pressão (MP).

De acordo com a Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, até 31 de dezembro de 2022 serão também extintas as tarifas transitórias de venda a clientes finais para clientes de baixa pressão com consumos anuais de gás superiores a 10 000 m^3 (BP>).

A.3 CARACTERIZAÇÃO DE QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DE PROVEITOS PARA OS ANOS 2021 E 2022

Considerando os comentários recebidos no Parecer do CT, a ERSE reviu a sua previsão para as quantidades de gás associadas aos centros electroprodutores, para o ano gás 2021-2022, tendo mantido a previsão do consumo de gás para os restantes segmentos de consumo.

A.4 UTILIZAÇÃO DAS REDES E INFRAESTRUTURAS

Considerando os comentários recebidos no parecer do CT, a ERSE reviu a sua previsão para as quantidades de gás associadas aos centros electroprodutores, para o ano gás 2021-2022, tendo mantido a previsão do consumo de gás para os restantes segmentos de consumo.

A.5 COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA

A ERSE partilha a preocupação do CT. Neste sentido, tem procurado acompanhar a adequabilidade do atual modelo de organização da atividade de comercialização de último recurso retalhista, face ao seu carácter progressivamente residual e tendencialmente decrescente. A definição de um modelo de organização da atividade de último recurso depende do conhecimento dos desafios que esta atividade enfrenta e do desempenho das empresas que desenvolvem esta atividade. Além de outros aspetos, este processo implica

[50] https://www.erse.pt/media/d1oc2me3/202102_gas_rel_ml.pdf .

a monitorização do cumprimento do princípio basilar de garantia do equilíbrio económico financeiro das empresas reguladas, desde que geridas de forma eficiente.

Neste sentido, a ERSE tem desenvolvido diversas atividades de monitorização do desempenho dos Comercializadores de Último Recurso (CUR), designadamente através de análises constantes ao desempenho de cada comercializador em particular. A avaliação de desempenho da atividade é divulgada externamente, no início dos novos períodos de regulação.

A ERSE define, igualmente, anualmente, custos de referência para a atividade de comercialização, que inclui uma avaliação dos níveis de eficiência dos diferente comercializadores. Nesse exercício, são tidas em conta as condições em que a atividade de Comercialização de Último Recurso é desempenhada, designadamente em termos de dimensão e maturidade das empresas. A definição dos custos de referência integra o documento de proveitos permitidos que acompanha a proposta tarifária submetida a parecer do CT.

A avaliação da gestão eficiente da atividade passa, igualmente, pela análise ao contexto em que a atividade se desenvolve e pela forma como são alocados os custos destas atividades. Importa ter presente que os 11 CURR se encontram, a partir de 2020, integrados em 4 grupos económicos, que, de um modo geral, apresentam dimensões significativas no contexto económico nacional.

Deste modo, a avaliação da gestão eficiente é cada vez mais complementada com a realização de auditorias extraordinárias e ações de fiscalização, que visam essencialmente avaliar a forma como são alocados os custos nos grupos empresariais de que fazem parte as empresas reguladas, designadamente os CUR. As conclusões retiradas das últimas auditorias que incidiram sobre empresas que desenvolvem a atividade de comercialização justificaram revisões, em baixa, das bases de custos aceites para efeitos tarifários, evidenciadas no documento de proveitos permitidos que suporta a presente proposta tarifária.

A conjugação dessas várias ações procura adequar de forma eficaz os sinais regulatórios à evolução do contexto económico e legal em que os CUR desenvolvem as suas atividades, no respeito pela proteção dos consumidores e pelo funcionamento equilibrado dos mercados retalhistas regulado e liberalizado.

A ERSE também se encontra disponível para apresentar às entidades competentes, as recomendações que se vierem a demonstrar necessárias para assegurar um equilibrado funcionamento do mercado retalhista.

B. ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2021-2022

B.1 ADITIVIDADE TARIFÁRIA

A ERSE subscreve naturalmente a posição do CT sobre a importância do princípio da aditividade tarifária como instrumento para evitar situações de subsidiação cruzada. De referir que a tarifa de Acesso às Redes sempre foi plenamente aditiva. No caso das tarifas de venda a clientes finais a aditividade tarifária está a ser concretizada de forma gradual através do mecanismo de limitação de impactes[51], que protege os clientes finais do mercado regulado de variações excessivas ao nível de cada termo tarifário.

Salienta-se, que o ano gás 2020-2021 marcou a concretização da uniformidade tarifária em Portugal nas tarifas transitórias de venda a clientes finais e nas tarifas sociais de venda a clientes finais. Atingida a uniformidade tarifária, alcançar a aditividade tarifária fica facilitada, uma vez que, os acréscimos tarifários máximos por termo tarifário são iguais para todos os comercializadores de último recurso retalhistas (CURr).

A ERSE partilha a preocupação do Conselho Tarifário sobre a necessidade de manutenção do rigor na determinação dos custos eficientes e dos proveitos permitidos.

[51] Previsto no artigo 174.º do Regulamento n.º 368/2021, de 28 de abril.

O cumprimento deste princípio tem assumido um papel primordial na definição dos parâmetros para os períodos regulatórios (bases de custos, metas de eficiência, estrutura de custos, entre outros). Esta definição, tem sido pautada por processos que visam fundamentar de forma rigorosa as decisões tomadas. Estes, incluem a análise de desempenho, a realização anual de exercícios de benchmarking e de definição dos custos de referência da atividade, ambos suportados em metodologias econométricas e não paramétricas. O recurso a estas metodologias, tem-se estendido à análise da estrutura de custos das empresas e à definição das bases de custos sujeitas a metas de eficiência para os períodos de regulação.

Complementarmente, são realizadas ações no terreno, como auditorias extraordinárias ou ações de fiscalização, para averiguar a fiabilidade e a racionalidade económica dos gastos imputados e reportados por aquelas empresas, em particular, quando se encontram integradas em grupos económicos.

B.4 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

Considerando os comentários recebidos no Parecer do CT, a ERSE reviu a sua previsão das quantidades de gás associadas aos centros electroprodutores, para o ano gás 2021-2022, tendo mantido a previsão do consumo de gás para os restantes segmentos de consumo.

A revisão da procura implicou uma revisão do diferimento intertemporal de desvios da procura, na atividade de transporte, com um impacte de cerca de -680 mil euros.

O efeito conjugado da redução da procura e dos proveitos da atividade de transporte, resulta numa redução da tarifa de Uso da Rede de Transporte superior à da proposta submetida ao Conselho Tarifário.

B.5 PRODUTOS DE CAPACIDADE NAS INFRAESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO

Quanto à recomendação do CT para a divulgação de informação que apoie a comparabilidade de propostas comerciais por parte dos clientes, em particular para clientes com registo de medição diário, a ERSE passará a incluir informação complementar no seu site, mais concretamente na secção «Transparência das tarifas de transporte». Essa secção de informação decorre dos artigos 29.º e 30.º do Regulamento (UE) 2017/460 da Comissão, de 16 de março de 2017, que estabelece um código de rede que define as regras relativas às estruturas harmonizadas das tarifas de transporte de gás natural.

A informação complementar, a incluir no ponto «Art. 30 (1)(c) Tarifas de transporte e outras tarifas», irá incluir um resumo das tarifas dos produtos de capacidade nas infraestruturas de alta pressão, uma descrição das diferenças entre a variável de capacidade utilizada e de capacidade contratada e uma referência aos prémios de leilão nos produtos de capacidade[52].

Importa reforçar que a ERSE mantém o seu entendimento sobre a repercussão dos custos com a utilização das infraestruturas de alta pressão, nomeadamente que a repercussão dos mesmos na fatura dos clientes deve decorrer da negociação livre entre comercializadores e clientes. Conforme expresso nos comentários da ERSE ao parecer do CT, no contexto da recente reformulação dos regulamentos do gás[53], apesar do custo de entrada na rede de transporte resultar de um preço regulado pela ERSE, a repercussão concreta desse preço regulado no preço de venda a clientes finais depende da estratégia de aprovisionamento de cada comercializador.

B.6 OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR (OLMC)

B.6.1 TARIFA DE OLMC

[52] Nos termos do Regulamento (UE) 2017/460 da Comissão, de 16 de março, a informação prevista no artigo 30.º deve ser publicada pela ERSE, o mais tardar, trinta dias antes do respetivo ano gás.

[53] Ver observações da ERSE na página 126 e seguintes do Relatório da Consulta Pública da ERSE n.º 96.

O CT sugere a reavaliação da estrutura de faturação da tarifa de operação logística de mudança de comercializador (OLMC).

Considerando a natureza essencialmente fixa dos custos do OLMC, a tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador deveria apresentar uma estrutura monómia, composta por termos tarifários fixos (euros por dia). Esta estrutura, é a mais aderente aos custos e a que permite uma alocação mais eficiente dos custos pelos vários utilizadores.

Contudo, as tarifas de acesso às redes em AP são cobradas pelo operador da rede de transporte e não têm como variável de faturação o termo fixo. A opção por repercutir os custos do OLMC aos clientes de AP através de um termo fixo seria, assim, impactante ao nível dos sistemas comerciais de faturação do operador de rede de transporte e dos comercializadores, sendo a materialidade do novo termo fixo a introduzir bastante reduzida. No ano gás 2021-2022 os proveitos a recuperar pelos clientes em AP são cerca de 18 euros, representado cerca de 0,004% dos proveitos totais da atividade de operação logística de mudança de comercializador.

Neste contexto, a tarifa de operação logística de mudança de comercializador aplicada pelo operador da rede de transporte é composta por um preço de capacidade utilizada, definido em euros por kWh/dia, por dia. A repercussão dos custos da atividade de OLMC, através de preços de capacidade utilizada, é efetuada garantindo-se a inexistência de subsidiação cruzada entre níveis de pressão. Para tal, os proveitos a recuperar no ano gás 2021-2022 são repartidos por cada nível de pressão em função do número de clientes. Assim, garante-se uma alocação de custos por nível de pressão idêntica à que se obteria com a aplicação de termos fixos em todos os níveis de pressão.

Face à sugestão do CT, na próxima revisão regulamentar, a ERSE compromete-se a efetuar uma reflexão das variáveis de faturação adotadas, avaliando o custo beneficio da introdução de uma nova variável de faturação (termo tarifário fixo) na alta pressão.

B.6.2 REGIME LEGAL DO OLMC

A atividade de Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC) atribuída à ADENE, sendo regulada, está sujeita à regulamentação setorial e aos poderes tarifário e sancionador da ERSE. Quanto ao financiamento, dispõe o artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março que:

"O financiamento da atividade de OLMC é assegurado por:

a) Aplicação de receitas próprias da ADENE;

b) Taxa paga pelo comercializador cessionário, fixada por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, sob proposta da ERSE;

c) Tarifas de eletricidade e de gás natural, desde que não constituam um agravamento de custos para os respetivos clientes finais."

Apesar de este financiamento estar adstrito à atividade de OLMC, não existem regras legais vincadas de separação das atividades. Além disso, para além da operacionalização da mudança de comercializador a lei atribui funções como a de disponibilizar "informações sobre utilização eficiente da energia, destinados a promover a eficiência energética e a utilização racional dos recursos" (artigo 3.º, n.º 2, al. c), v).

A ERSE está consciente que, como é reconhecido no parecer do CT, a alteração da situação implica uma alteração legislativa. Refira-se, contudo, que a ERSE tem acompanhado a ADENE, na sua atividade de Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC), nos setores da eletricidade e do gás.

Inicialmente, face às disposições legais de não aumento dos custos com a atividade bem como pelo facto de não existir um histórico de custos da atividade de OLMC no âmbito de um operador independente, a ERSE estabeleceu uma metodologia de regulação baseada num TOTEX alisado ao longo de um período regulatório, o que permitiu não sobrecarregar os consumidores com os custos mais elevados que se

previam para os primeiros anos de atividade, provocados, em parte, pela coexistência de plataformas que haviam transitado das empresas que desenvolviam anteriormente a atividade, nos setores elétrico e do gás natural.

Paralelamente, houve a dificuldade de segmentar os custos a recuperar pelos dois setores regulados, a qual foi manifestada pela própria ADENE, pelo que, de modo a garantir que seja alocado aos consumidores um nível de custos adequado nos termos legalmente definidos, a ERSE limitou os proveitos da atividade regulada de OLMC a um valor máximo, correspondente aos custos reportados pela EDP Distribuição e pela REN Gasodutos, com base na atividade de mudança de comercializador que desenvolviam, nos setores elétrico e do gás, respetivamente.

Passados três anos, já é possível ter alguma informação histórica que permite aferir se, a afetação dos custos pelos dois setores regulados em que atua, possibilita que a ADENE recupere os custos com a atividade de OLMC.

Faz-se notar que, independentemente da estabilidade de custos que advém da metodologia de regulação aplicada à atividade, é espectável que haja uma oscilação anual dos proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de OLMC, uma vez que, à semelhança das outras atividades reguladas, os proveitos de cada ano incluem uma parcela de ajustamentos de anos anteriores, referente à recuperação / devolução dos desvios ocorridos nos proveitos dos anos s-1 e s-2.

B.8 TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

A ERSE partilha a preocupação do CT. Neste sentido, tem procurado não apenas monitorizar a evolução dos custos reportados para a atividade de distribuição de gás, como também, definir custos eficientes com base na informação reportada pelas empresas e, finalmente, assegurar que esses custos sejam adequados à natureza da atividade desenvolvida em regime de concessão de serviço público ou sob licença.

No que diz respeito, a esta última vertente das suas ações, a ERSE tem realizado cada vez mais auditorias e ações de fiscalização. As conclusões retiradas das últimas auditorias, que incidiram sobre empresas que desenvolvem a atividade de distribuição de gás, tal como no caso dos CUR, justificaram revisões, em baixa, das bases de custos aceites para efeitos tarifários, evidenciadas no documento de proveitos permitidos que suportou a proposta tarifária. No que diz respeito à definição de custos eficientes, a ERSE realiza benchmarkings, sustentados em métodos paramétricos e não paramétricos, divulgados nos documentos que justificam os parâmetros regulatórios definidos para os períodos de regulação e sujeitos a parecer do CT. Finalmente, a ERSE acompanha a evolução do desempenho das empresas de distribuição, sendo que tal avaliação é reportada externamente com as tarifas do primeiro ano dos períodos de regulação.

B.9 LIMIAR DE CONSUMO E DEMAIS CARACTERÍSTICAS PARA APLICAÇÃO DE TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES OPCIONAIS EM MÉDIA PRESSÃO E EM BAIXA PRESSÃO>

Todos os consumidores com faturação em média pressão (MP), incluindo os consumidores com ligação em baixa pressão (BP) e faturação em MP, com consumos anuais superiores ou iguais a 10 000 000 m^3/ano, podem optar por tarifas de acesso às redes opcionais em MP.

Conforme referido no parecer do CT, o cálculo do desconto a aplicar às tarifas de acesso às redes em MP é efetuado com base na diferença entre as tarifas de acesso às redes em AP e MP, descontando o custo de investimento necessário à construção de um ramal de ligação da rede de MP até à rede de AP. O desconto unitário é calculado pela seguinte fórmula:

$$\text{Desconto } (W,d)\ [€/kWh] = C_w - (C_{d1} \times d + C_{d2}) \times \frac{1}{W}$$

Em que C_w, C_{d1} e C_{d2} são constantes definidas como:

$$C_w = \left[(TW_{MP} - TW_{AP}) + \frac{365}{modulação} \times (TCap_{MP} - TCap_{AP}) \right]$$

Em que C_{d1} = 35 030 €/km e C_{d2} = 39 596 €

As constantes *Cd1* e *Cd2* foram determinadas no primeiro ano de implementação da regra do desconto, tendo permanecido constantes nos anos gás subsequentes.

A constante C_w tem sido alterada anualmente, em função do valor das tarifas de Acesso às Redes em AP e em MP e da modulação[54] considerada em cada ano gás. No ano gás 2020-2021, foi considerada uma modulação teórica de 164 dias no cálculo da constante C_w.

No cálculo das tarifas do ano gás 2021-2022, com base em informação reportada pelos operadores de rede de distribuição, a ERSE procedeu a uma análise das modulações reais dos consumidores que estão a ser faturados com a tarifa opcional de Acesso às Redes. Esta análise, permitiu verificar que a modulação considerada no ano gás 2020-2021 é reduzida, uma vez que o valor médio da modulação real destes consumidores foi sempre superior a 250 dias, entre 2017 e 2019.

Quadro 1 – Modulação média dos consumidores em MP e BP com tarifa de Acesso às Redes opcional em MP

	2017	2018	2019
Modulação média (dias/ano)	257	253	257

Assim, na proposta de tarifas para o ano gás 2021-2022, a ERSE propôs adotar uma modulação de 257 dias, valor real de 2019, na determinação da constante C_w. Tendo em conta esta modulação e as tarifas de acesso às redes da proposta de tarifas para o ano gás 2021-2022, resultou uma redução do termo fixo do desconto (C_w) de 0,001984 €/kWh para 0,001675 €/kWh:

O CT discorda da alteração do critério de fixação do parâmetro de modulação neste ano gás, recomendando que a ERSE efetue uma nova análise à metodologia utilizada para a fixação do termo fixo do desconto, que garanta o acompanhamento do diferencial gerado entre tarifas de acesso às redes de AP e MP.

Atendendo à solicitação do CT, a ERSE reviu a modulação considerada no cálculo da constante C_w passando a ser calculada pela média dos valores reais de modulação dos últimos três anos dos consumidores em MP ou BP com tarifas de acesso às redes opcionais em MP. Esta alteração, tem como objetivo evitar variações significativas desta variável em determinado ano.

A ERSE prevê, assim, que a alteração do valor da modulação dos 164 dias/ano (tarifas do ano gás 2020-2021) para o valor médio dos últimos três anos, 256 dias/ano (tarifas do ano gás 2021-2022), seja efetuada

[54] A modulação, medida em dias, define-se como o quociente entre o consumo anual e o consumo diário máximo (ou seja, a capacidade).

de forma progressiva, em três anos, acautelando-se assim os impactes tarifários sobre os consumidores que beneficiam desta opção tarifária.

Desta forma, o termo fixo do desconto (C_W) a aplicar no ano gás 2021-2022 é dado por[55]

$$C_w = \left[(0{,}001078-0{,}000241)+\frac{365}{195}\times(0{,}00075641-0{,}00017865)\right] = 0{,}001921\ (€/kWh)$$

Importa referir, que a fórmula de desconto a aplicar aos consumidores é geral e aplicável a cada um dos consumidores a que seja aplicada a tarifa de acesso às redes opcional. O desconto unitário que cada consumidor irá observar, de acordo com a primeira fórmula acima indicada, depende destas constantes definidas anualmente pela ERSE, do seu consumo (*W*) e da distância a que se encontra da rede de AP (*d*).

A alteração implica um valor global de desconto de cerca de 6,3 milhões de euros, socializado por todos os consumidores através da tarifa de uso global do sistema, em vez dos 5,1 milhões de euros subjacentes na proposta de tarifas submetida ao Conselho Tarifário.

Ainda, com esta alteração, garante-se que o conjunto de consumidores com tarifas de Acesso às Redes opcionais em MP também beneficiam das reduções generalizadas de tarifas de Acesso às Redes previstas para os restantes clientes em AP, MP e BP.

B.10 OPÇÕES TARIFÁRIAS DE ACESSO ÀS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

O CT refere no seu parecer a importância de assegurar opções de contratação flexíveis para os consumidores, em particular para aqueles que, pela sua dimensão, disponham de sistema de telecontagem.

Concordando com a importância de assegurar a existência de opções de contratação flexíveis, a ERSE destaca que tem vindo a introduzir este tipo de opções tarifárias, existindo diferentes opções tarifárias flexíveis nas tarifas de acesso às redes, nomeadamente a tarifa flexível anual, a tarifa flexível mensal e a tarifa flexível diária (esta última apenas disponível para clientes em AP).

B.11 ESCALÕES DE CONSUMO NAS TARIFAS DE USO DAS REDES DE AP, MP E BP>

Conforme referido pelo CT, a introdução dos escalões de consumo nos vários níveis de pressão teve como objetivo aproximar as tarifas de acesso às redes entre os vários níveis de pressão, nos intervalos de consumo em que se observavam diversos consumidores com características de consumo semelhantes, mas ligados fisicamente em níveis de pressão diferentes.

O CT insta a ERSE, a prosseguir o caminho da otimização da descontinuidade tarifária nas fronteiras dos escalões de consumo, a fim de evitar o eventual benefício de consumidores menos eficientes. Em linha com a recomendação do CT, o objetivo da ERSE continuará a ser o de reduzir as descontinuidades entre escalões de consumo e as diferenças entre consumidores com consumos semelhantes, mas ligados em níveis de pressão diferentes.

Com base no estudo apresentado no documento "Estrutura tarifária no ano gás 2021-2022" conclui-se que, as tarifas de acesso às redes aprovadas para o ano gás 2021-2022, permitem reduzir o número de consumidores de BP que beneficiaria de uma redução da tarifa de Acesso às Redes se estivesse ligado na MP, de 32 para 30 de consumidores, assim como o desconto médio de que beneficiariam os restantes 30 consumidores.

[55] O preço de energia da tarifa de acesso às redes em MP resulta de uma média ponderada do preço de energia em fora de vazio e em vazio.

Adicionalmente, o CT entende que a análise da descontinuidade tarifária das tarifas de acesso às redes nas fronteiras dos escalões de consumo, feita cumulativamente com o preço da componente de energia adquirida em mercado, pode ser distorcida face ao peso relativo das componentes energia e acesso na fatura final paga pelos consumidores. A ERSE considera que esta análise deve ser efetuada em termos dos preços finais pagos pelos consumidores, mesmo que em termos de acesso tenham pesos diferenciados por consumidor, como referido pelo CT, uma vez que a análise em preço final é a que traduz os impactes reais sentidos pelos consumidores nas suas faturas.:

B.12 TARIFA DE ENERGIA

A ERSE partilha as preocupações do CT relativamente à necessária monitorização continuada dos custos de aprovisionamento de gás natural dos CURr, que, por sua vez, dependem dos custos de aquisição do CURg. Nesse sentido, foi aprovada uma alteração regulamentar (Regulamento n.º 455/2020), que introduziu um mecanismo de adequação da tarifa de energia no ano gás 2019-2020. No âmbito deste mecanismo, as previsões da ERSE para o custo do aprovisionamento do gás natural no ano gás em curso, são comparadas com as que suportaram as tarifas reguladas em vigor. Sempre que a diferença entre os dois valores seja superior ao limiar estabelecido no Regulamento Tarifário do setor de gás natural, ocorrerá uma atualização da tarifa de energia.

Este mecanismo, permite à ERSE reagir sobre o valor da tarifa de energia, que integra as tarifas transitórias de venda a clientes finais, adequando as tarifas dos clientes finais dentro de parâmetros estabelecidos previamente, sem ferir os fundamentos da decisão tarifária aprovada, assegurando-se a maximização do bem-estar e a criação de sinais adequados ao mercado através da repercussão dos custos da energia de forma mais imediata.

Importa recordar, que os custos de aprovisionamento do CURg refletem as condições estabelecidas em contratos do tipo *take-or-pay*, indexados ao preço do petróleo, cujo racional de evolução tem estado cada vez mais afastado do racional de evolução do preço do gás natural vigente nos mercados grossistas. No entanto, registe-se, que tal sucede num contexto em que o peso do mercado regulado é cada vez mais residual no mercado retalhista, tanto em termos de número de clientes como de quantidades de gás consumidas.

O mecanismo de monitorização trimestral da tarifa de energia, contribui para que a coexistência entre mercados regulado e livre se desenvolva de forma equilibrada, sem subsidiações cruzadas entre consumidores dos dois mercados, tornando mais transparente o mercado retalhista no seu todo.

De relembrar que este mecanismo desencadeou a primeira, e até agora única, atualização no último trimestre do ano gás 2019-2020, com uma redução em 2 EUR/MWh na tarifa de energia do CURg, a vigorar entre 1 de julho de 2020 e 30 de setembro de 2020.

B.13 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO

A ERSE toma boa nota do comentário do CT.

B. 14 ANÁLISE DA CONVERGÊNCIA DAS TTVC PARA A TARIFA ADITIVA, PARA CONSUMOS ANUAIS INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 M^3

O CT refere que, apesar de reconhecer uma aproximação entre a tarifa aditiva transitória e a tarifa transitória efetivamente estabelecida, não pode deixar de manifestar, a sua preocupação relativamente à aplicação deste mecanismo de estabilidade, em especial no que concerne às distorções tarifárias, que protegem o escalão 1, da BP<, em detrimento dos outros escalões tarifários de BP<, em que a maioria dos clientes são também domésticos.

A ERSE partilha a preocupação manifestada pelo CT. Conforme referido na proposta de "Estrutura Tarifária no ano gás 2021-2022", por um lado, a divergência existente aconselharia a estabelecer uma variação

máxima de preços superior aos limiares definidos, para poder acelerar o processo de convergência, mas, por outro lado, a limitação de impactes tarifários condiciona o limiar de variação máxima.

Para uma maior convergência, seria necessário um maior acréscimo nos preços dos termos fixos. Para o ano gás 2021-2022, o limiar para a variação máxima de preços foi definido em 9% acima da variação tarifária média, para permitir uma convergência para a tarifa aditiva entre o ano gás 2020-2021 e o ano gás 2021-2022. Este limiar só atua nos termos fixos, representando no escalão 1, referido pelo CT, um acréscimo de 0,19 euros por mês. Apesar da redução do preço de energia, como os consumidores do escalão 1 têm consumos reduzidos, importa acautelar eventuais acréscimos na sua fatura global.

Assim, a ERSE reitera o seu objetivo de continuar a prosseguir a convergência para tarifas aditivas, atendendo sempre aos impactes tarifários, destacando a diminuição de 0,2 p.p no ano gás 2021-2022 no escalão referido.

B.15 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

Conforme indicado no ponto "B.9. Limiar de consumo e demais características para aplicação de tarifas de Acesso às Redes opcionais em média pressão e em baixa pressão>", tendo em conta o parecer do CT, a ERSE alterou a modulação considerada no cálculo do desconto de que beneficiam os consumidores desta opção tarifária. Com esta alteração, garante-se que o conjunto de consumidores com tarifas de Acesso às Redes opcionais em MP também beneficiam das reduções generalizadas de tarifas de Acesso às Redes previstas para os restantes clientes em AP, MP e BP.

C. PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA O ANO GÁS 2021-2022 DAS EMPRESAS REGULADAS DO SETOR DO GÁS

PONTO PRÉVIO - REVISÃO EXTRAORDINÁRIA DAS BASES DE CUSTOS

Face à complexificação do contexto em que as empresas reguladas desenvolvem as suas atividades, e apesar da informação real para efeitos tarifários ser auditada nos termos previstos no Regulamento Tarifário, a exigência e necessidade de mais informação e com maior detalhe tornam imperativos a realização de ações complementares junto das empresas. Neste sentido, a realização de auditorias e ações de fiscalização é, cada vez mais, um dos procedimentos seguidos pela ERSE na sua atuação enquanto regulador setorial, pelo que a ERSE acolhe com satisfação a recomendação do CT.

De entre as ações inspetivas, especificamente as auditorias, pressupõem procedimentos de contratação, de acompanhamento e de finalização dos trabalhos relativamente morosos, cuja conclusão nem sempre ocorre em tempo útil de repercussão tarifária imediata. A ERSE tem procurado compatibilizar os calendários destes processos, de modo a que tenham efeitos no processo tarifário em curso ou no seguinte.

Adicionalmente, a ERSE tem complementado as auditorias com procedimentos de *follow up*, monitorizando o grau de implementação das recomendações dos auditores pelas empresas reguladas.

C.1 PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS

A ERSE toma boa nota do comentário do CT.

C.2 PROVEITOS PERMITIDOS DO OPERADOR DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL E DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE DE GÁS

Os valores recebidos pelos operadores de gás, referentes a prémios de leilão, devem reverter às tarifas, contribuindo para a redução dos proveitos a pagar pelos consumidores aos operadores de alta pressão. No ano gás 2021/2022, foram pela primeira vez considerados para efeitos de cálculo dos proveitos, valores referentes aos prémios de leilão, recebidos nos anos de 2019 a 2021, sendo que no caso do Operador de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, apenas impactam nas tarifas para o ano gás 2021-2022

os montantes referentes a 2021 (com um impacte de 25% nos proveitos permitidos, por via da aplicação da fórmula de cálculo dos proveitos constante do Regulamento Tarifário).

No ano gás 2022-2023, o valor referente aos prémios de leilão terá um impacto maior nos proveitos dessa atividade, uma vez que serão considerados os montantes referentes ao ano 2020 (por via do ajustamento de s-2) e os montantes referentes ao ano de 2021 (estes referentes ao ajustamento de s-1, cuja consideração está sujeita a avaliação dos impactes tarifários).

A aplicação, já no ano gás 2021-2022, do mecanismo de diferimento intertemporal do reconhecimento tarifário das receitas resultantes da aplicação de prémios de leilões de capacidade das infraestruturas, criaria um desnível de proveitos significativo, face ao nível que se perspetiva no ano gás 2022-2023. Com os dados atualmente à disposição, antecipa-se que este desnível assim gerado seria, provavelmente, dificilmente anulado nesse ano, mesmo com a aplicação do referido mecanismo, criando uma indesejável volatilidade tarifária. Não obstante a não aplicação este ano do mecanismo, introduzido na recente revisão regulamentar, pelo acima referido perspetiva-se que, no cálculo das tarifas para o ano gás 2022-2023, seja provavelmente necessário aplicá-lo.

C.3 PROVEITOS DOS OPERADORES DE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS

A decisão tomada pela ERSE, de não considerar nos proveitos do ano gás 2021-2022 o ajustamento provisório de 2020, decorre da aplicação do Regulamento Tarifário. Recorde-se que o Regulamento Tarifário prevê a não consideração de ajustamentos provisórios, quando esta possa originar grandes impactos tarifários, tal como se verificaria, no caso, face ao elevado valor deste ajustamento comparativamente com o valor do total dos proveitos permitidos do operador de armazenamento subterrâneo de gás.

C.4 PROVEITOS DO OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

A situação foi revista e corrigida na versão final dos documentos de tarifas e preços de gás para 2021-2022.

C.5 PROVEITOS DOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS

Por não se basear em informação definitiva e auditada, a inclusão, ou não, dos ajustamentos provisórios no cálculo dos proveitos permitidos de cada ano, tal como previsto no Regulamento Tarifário, é uma opção que visa evitar grandes oscilações tarifárias. Esta opção é ponderada de modo a não comprometer o equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas, desde que geridas de forma eficiente. Registe-se, finalmente, que a não consideração do ajustamento provisório é independente do sentido do ajustamento, como o CT poderá concluir se considerar o impacte desta opção nos proveitos permitidos, conjuntamente com a opção semelhante tomada para atividade de armazenamento subterrâneo.

C.6 PROVEITOS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO GROSSISTA

A questão levantada pelo CT, relativamente ao não reconhecimento dos custos associados a todas as atividades da Comercialização de Último Recurso Grossista, foi abordada pela primeira vez este ano. Este tema surgiu, num primeiro momento, com a inclusão da nova função de Compra e Venda de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono, para fornecimento aos Comercializadores de último recurso retalhista, no âmbito das propostas de reformulação dos regulamentos do setor do gás, em grande medida motivada pelas alterações do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto. É de realçar, que as duas funções são de teor bastante diferente, pois, a nova função de compra e venda de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono, é uma função inovadora, sem histórico no âmbito das funções do Grupo onde se insere o CURg, ao contrário da função de aquisição de gás natural, diretamente ou através de leilões, no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo, para fornecimento aos comercializadores de último recurso.

Tal como referido em anteriores ocasiões pela ERSE, a função de aquisição de gás natural, diretamente ou através de leilões, no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo, para fornecimento aos comercializadores de último recurso inclui, ao nível do custo de aquisição do gás natural, uma parcela associada a outros custos, os quais contemplam os custos de exploração unitários, nomeadamente os custos de fornecimentos e serviços externos e os custos com pessoal. Estes custos, são os reportados pela Galp Gás Natural, S.A. (GGN) no âmbito das auditorias aos custos e às quantidades reais das componentes do custo de aquisição de gás natural.

Tendo em conta a semelhança nas atividades do CURg e da GGN e o facto das empresas integrarem o mesmo grupo empresarial, a avaliação da razoabilidade de inclusão dos custos referidos pelo CT teria, necessariamente, de passar por um reporte de informação mais exaustivo e detalhado por parte da GGN, nomeadamente para avaliar quais os rendimentos desta empresa que têm origem nos custos mencionados, quer por via de faturação ao CURg, quer por via de faturação a outras entidades, por forma a garantir a não duplicação de custos ou subsidiações cruzadas entre atividade reguladas e não reguladas.

Desta forma, e sem a recolha e obtenção de mais elementos, desejavelmente suportados em informação auditada, não será possível efetuar uma análise detalhada da origem dos outros custos do CURg que permita a sua aceitação para efeitos tarifários.

No entanto, a ERSE toma boa nota da recomendação do CT e irá envidar esforços na recolha da informação necessária e respetiva análise, para avaliar a adequabilidade de aceitação de custos adicionais do CURg, garantindo a não duplicação de custos para os consumidores.

C.7 PROVEITOS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

A ERSE continuará a manter a monitorização do mercado retalhista, assim como, procurará manter o equilíbrio económico-financeiro das atividades reguladas nesses mercados, desde que geridas de forma eficiente. Recorde-se que, na definição da estrutura de custos para o período regulatório de 2020 a 2023, a ERSE procedeu a um incremento do peso dos custos fixos para incorporar o efeito do *phasing out* da atividade.

D. PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS A VIGORAREM EM 2021-2022 E CUSTO MÁXIMO PARA O TRANSPORTE DE GNL POR CISTERNA

D.1 PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS A VIGORAREM EM 2021-2022

A ERSE toma boa nota do comentário do CT.

D.2 CUSTO MÁXIMO PARA O TRANSPORTE DE GNL POR CISTERNA

A ERSE toma boa nota do comentário do CT.

E. MERCADO LIVRE

E.1 PROCESSO DE EXTINÇÃO DAS TTVCF

No parecer emitido, o CT sublinha a importância e a necessidade de aprofundamento do mercado livre, recomendando à ERSE que "(…) mantenha o seu foco na transmissão de mensagens claras e informativas ao mercado, nomeadamente sobre a coexistência entre mercado regulado e mercado livre, a existência de simuladores, bem com outras matérias capazes de aumentar o desejável nível de literacia energética dos consumidores".

A ERSE regista e subscreve a menção do CT quanto ao desenvolvimento do mercado livre, cabendo reiterar o seu compromisso quanto à promoção de escolhas informadas por parte dos consumidores, o que, de resto, se pode retirar da orientação que consistentemente tem vindo a ser dada à revisão de normas regulamentares, produção de informação sobre o mercado, em linguagem simplificada e dirigida

especificamente aos consumidores, bem como a articulação com outras entidades para a promoção da literacia de consumo.

São exemplos deste esforço e compromisso contínuos, a fusão dos Regulamento da Qualidade de Serviço e, mais recentemente, do Regulamento de Relações Comerciais – que beneficiou de uma reorganização estrutural, para, justamente, permitir um entendimento mais claro e transversal -, assim como a reformulação do Boletim do Mercado Liberalizado do Gás Natural – que o CT cita e transcreve no parecer -, que se orientou para a simplificação das mensagens e promoção de escolhas informadas.

Por fim, cabe mencionar que o processo de transição de clientes entre o mercado regulado e o mercado livre é continuamente monitorizado, ainda que este não seja o único aspeto de concretização da liberalização no mercado do gás natural.

E.2 EVOLUÇÃO DO MERCADO LIVRE (ML)

O CT regista, ainda, a importância da informação de acompanhamento do mercado livre, sublinhando o elevado número de clientes que optaram já pelo fornecimento de gás natural através de um comercializador em regime de mercado. Menciona o CT, que se vem observando uma reduzida diminuição da concentração de mercado, no segmento de mercado livre.

O CT reconhece que é "(…) fundamental o acompanhamento da evolução do número de consumidores no mercado livre, bem como promover o esclarecimento e a capacitação dos consumidores (…)".

A este propósito, cabe reiterar o que no ponto anterior se mencionou de comprometimento da ERSE para com a capacitação dos consumidores, o que se concretiza e se potencia com uma continuada monitorização do desenvolvimento do mercado livre, quer quanto à migração de clientes entre a tarifa transitória e uma oferta de mercado, quer quanto ao aprofundamento de condições concorrenciais neste mercado. De resto, a divulgação de informação mensal, com a caracterização detalhada dos movimentos de mercado e dos níveis de concentração na comercialização de gás natural insere-se, de há largos anos a esta parte, nesse esfoço e compromisso da ERSE.

Em todo o caso, a ERSE entende dever chamar a atenção para o facto de, a reduzida dimensão relativa do mercado português de gás natural, constituir uma dificuldade significativa no aprofundamento de uma desconcentração do mercado.

F. TARIFA SOCIAL

F.1 TARIFA SOCIAL NO SETOR DO GÁS

No que respeita à recomendação apresentada pelo Conselho Tarifário, visando a alteração do Decreto-Lei n.º 101/2011, para incluir beneficiários de outros escalões de abono de família (além do primeiro escalão), importa salientar que a mesma carece de intervenção legislativa.

Como é do conhecimento do CT, nos contributos e estudos realizados pela ERSE a respeito da tarifa social, a ERSE salientou a diversidade de tratamento associada aos vários critérios de aplicação da tarifa social, alertando para a necessidade de revisão do regime, para melhorar a coerência entre setores e a aplicação não discriminatória entre clientes vulneráveis de ambos os setores regulados.

Todavia, conforme também é salientado pelo CT, o aumento do número de beneficiários da tarifa social no gás natural, em 2020, foi muito expressivo (+ 20 483 beneficiários no 1º trimestre de 2021, que corresponde a um incremento de 59%).

Face a este acréscimo do número de consumidores beneficiários de tarifa social, a ERSE alterou a sua previsão de beneficiários da tarifa social para o ano gás 2021-2022, de 35 000 para 56 200 clientes.

Este novo elemento é incontornável na avaliação da revisão do regime legal da tarifa social. A ERSE considera que, a par das preocupações de equidade na aplicação da tarifa social entre os setores regulados,

deverá igualmente refletir-se sobre os critérios de identificação dos beneficiários, bem como os mecanismos de financiamento desta medida, assegurando que o benefício abrange efetivamente quem necessita deste apoio e que o esforço financeiro associado à medida não tenha impactos negativos no mercado concorrencial de energia.

A avaliação aprofundada da eficácia desta medida no processo de mitigação de situações de pobreza energética é, de facto, um elemento crucial para a gestão desta matéria. A este respeito, importa referir que a ERSE foi consultada sobre a "Estratégia Nacional de Longo Prazo para o Combate à Pobreza Energética 2021-2050" que esteve recentemente em consulta pública. A referida estratégia refere duas medidas de ação centradas na tarifa social:

- medida 2.1 – Tarifa social de energia (I), cujo objetivo é "*Dar continuidade à Tarifa Social de Energia, evoluindo-a para que possa dar uma resposta emergente e eficaz às famílias economicamente*
- medida 2.2 – Tarifa social de energia (II), cujo objetivo é "*Proceder a uma avaliação do atual mecanismo de financiamento da tarifa social de energia, com o intuito de avaliar e propor uma nova abordagem numa lógica de medida de coesão social e não de política energética, de forma a assegurar a sustentabilidade económica da mesma no médio a longo prazo*".

Sem descurar a importância da tarifa social, na perspetiva da ERSE, seria desejável uma reflexão sobre instrumentos alternativos para a proteção de consumidores em pobreza energética, designadamente através de mecanismos que não diminuam o sinal preço, variável importante para a eficiência energética, que constituiu uma aposta importante da estratégia. O combate à pobreza energética, deve centrar-se em medidas de investimento para melhoria da eficiência energética das habitações e dos equipamentos e de capacitação dos consumidores, devendo evitar-se lógicas de subsídios permanentes ao consumo, que induzem comportamentos menos eficientes no consumo de energia. Com as recentes alterações ao Regulamento do PPEC, a ERSE tem a expetativa de também contribuir para este objetivo.

F.2 FINANCIAMENTO DA TARIFA SOCIAL

O parecer do CT, após fazer um percurso histórico sobre as normas constantes das sucessivas Leis do Orçamento do Estado, refere que os *"encargos com a tarifa social do gás natural são assumidos pelo ORT, pelos ORD e pelos comercializadores (incluindo os de último recurso)"*. De seguida, elenca princípios a que a ERSE está sujeita na definição das tarifas.

Referindo-se ao universo de consumidores abrangidos pela medida da aplicação da tarifa social, o CT lembra a posição da Agência Internacional da Energia (AIE), de acordo com a qual o financiamento deste apoio deveria ser efetuado diretamente pelo Governo e não pelo setor, o que permitiria que o *"desenho da medida fosse rigoroso na sua aplicação a clientes efetivamente vulneráveis"*.

Como tal, o CT conclui que a proteção dos clientes economicamente vulneráveis deveria ser efetuada tendo em conta a política social. Desta forma, convida a ERSE a *"envid[ar] esforços para que a tarifa social do gás seja incluída na questão mais abrangente da pobreza energética e, nesses termos, apoiada por programas criados para mitigação dessa situação"*.

A questão que o CT coloca no seu parecer deve, independentemente da sua pertinência, ser analisada e decidida pelas instituições com competência para a definição da política energética nacional, ou seja, pelo Governo (artigo 2.º, n.º 3 dos Estatutos da ERSE) e pela Assembleia da República, uma vez que, atento o princípio da legalidade, ínsito no artigo 3.º do CPA, ao qual a ERSE se encontra vinculada, esta Entidade Reguladora não define concretamente o modelo de financiamento da Tarifa Social. Em qualquer caso, diga-se, que a ERSE coopera com o Governo e com a Assembleia da República, nos termos do artigo 59.º dos seus Estatutos e que, após a fixação das tarifas, o parecer do CT e os comentários da ERSE são publicamente divulgados.

A ERSE tem acompanhado o tema com proximidade e emitido documentos, designadamente de natureza consultiva, sobre o modelo de tarifa social[56].

G. TAXAS DE OCUPAÇÃO DO SUBSOLO (TOS)

O CT, após fazer um percurso histórico da TOS, refere-se ao Despacho n.º 315/2021, de 11 de janeiro, pedindo que a *"proposta legislativa [da TOS a que o mencionado despacho alude] se venha a concretizar no prazo determinado"*. Ademais, acrescenta, que a situação da TOS corresponde a um *"elemento de instabilidade para o SNG e gera expetativas junto dos consumidores e insegurança junto dos agentes económicos do setor"*.

De seguida, o Parecer do CT tece duas recomendações em sentido idêntico às que havia efetuado no ano transato, a saber:

- Necessidade de serem estabelecidos tetos máximos para as taxas a aplicar (como se verifica na taxa municipal de direitos de passagem, nas telecomunicações), e mecanismos que promovam a homogeneização da sua aplicação;
- Necessidade de assegurar o equilíbrio económico-financeiro dos ORD, nos termos previstos nos seus contratos de concessão e na regulamentação em vigor, independentemente da solução que vier a ser encontrada.

A ERSE é uma das várias entidades que integram o grupo de trabalho constituído pelo Despacho n.º 315/2021, de 11 de janeiro, cuja convocação cabe ao membro do Governo responsável pela modernização do Estado e da Administração Pública.

A ERSE tem reiteradamente referido[57] que, esta Entidade Reguladora, não tem competências para definir limites máximos cobrados nas TOS. Com efeito, a definição das taxas depende de ato legislativo, conforme artigo 165.º, n.º 1, alínea i) da Constituição da República Portuguesa. Não tendo tal limitação sido efetuada por via legal, não pode a ERSE limitar a autonomia das autarquias por via regulamentar. Acrescente-se, a este propósito que, no caso das TMDP, o percentual máximo aparece densificado no artigo 106.º, n.º 3, alínea b) da Lei n.º 5/2004 e, no caso do IMI, no artigo 112.º do Decreto-Lei n.º 287/2003. Ou seja, em ambos os casos, a limitação operou-se, como não podia deixar de ser, através de diploma com valor legislativo.

Além disso, quanto ao equilíbrio económico-financeiro da atividade, salienta-se que é atribuição da ERSE assegurar o equilíbrio económico e financeiro das atividades dos setores regulados, quando geridas de forma adequada e eficiente (artigo 3.º, n.º 2, al. b) dos Estatutos da ERSE), o que, sublinhe-se, não corresponde necessariamente ao equilíbrio contratual das concessões. Em todo o caso, não se vislumbra que tal possa ser posto em causa pela atuação da ERSE nesta proposta tarifária, nem o CT o identifica.

H. QUALIDADE DE SERVIÇO

A ERSE tomou boa nota dos comentários recebidos no parecer do Conselho Tarifário sobre o tema da qualidade de serviço, procurando manter o objetivo da melhoria da qualidade de serviço, nas vertentes técnica e comercial enquanto elemento fulcral do sistema regulatório.

[56] Cf., por todos, o último parecer emitido na matéria, disponível em https://www.erse.pt/media/21ml02gq/parecer-alargamento-tarifa-social.pdf

[57] Cf. Página 21 dos Comentários ao Parecer do Conselho Tarifário sobre a "*Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2020-2021*". Disponível em https://www.erse.pt/media/tglnjrux/coment%C3%A1rios-ao-parecer-do-ct.pdf.

III – RECOMENDAÇÕES

Alínea a)

O CT sugere à ERSE "*a realização (…) de uma análise da atividade de comercialização de último recurso retalhista (presentemente exercida por 11 empresas) e uma recomendação ao Governo/Poder Executivo sobre a atividade dos CURR, que permita a otimização do custo da atividade num universo de clientes cada vez menor, tendo por base cenários que permitam evidenciar a resposta eficiente às necessidades do setor*".

Os comercializadores de último recurso retalhistas (CURR) foram criados, nos termos da lei, por cada um dos operadores das redes de distribuição. Não obstante, a experiência revela (e o quadro normativo não impede) a existência de CURR que não façam parte do ORD responsável pela distribuição em certa área. Pelo que, o quadro legal aplicável já o consente.

A otimização do custo face ao nível de atividade das empresas é preocupação inerente à regulação, em especial num contexto de diminuição do universo de clientes. Assim, se observados os requisitos legalmente definidos, não se encontram obstáculos à fusão de entidades que possam obter sinergias, a induzir no plano tarifário. Tal, de resto, pode revestir-se de vantagens ao nível administrativo e de separação de imagem no caso de a tanto, as entidades serem obrigadas.

Alínea b)

A ERSE mantém-se empenhada em prosseguir a trajetória de redução das descontinuidades tarifárias nas fronteiras dos escalões de consumo, como referido no ponto B.11.

Alínea c)

Foi revista a previsão do consumo dos centros electroprodutores, tendo em conta o parecer do CT.

Alínea d)

Expressa-se a concordância com a recomendação do CT sobre a repercussão da componente de entrada da tarifa URT, que deve ser explicitada pelos comercializadores aos clientes no decurso do processo de negociação contratual. Espera-se que a divulgação pela ERSE de informação complementar, como referido no ponto B.5, contribua para o esclarecimento dos clientes.

Alínea e)

A ERSE reviu a modulação utilizada para fixação do termo fixo do desconto da tarifa de Acesso às Redes opcional, garantindo uma redução das tarifas de Acesso às Redes para os clientes que beneficiam desta opção tarifária.

Alínea f)

Tal como mencionado no ponto C6, a ERSE partilha a preocupação do CT, o que justificou a alteração ao Regulamento Tarifário por forma a introduzir um mecanismo que monitoriza trimestralmente o custo de aquisição de gás natural relativo ao CURg e atualiza a tarifa de energia em coerência com essa monitorização.

Tal como anteriormente afirmado, importa sublinhar que os custos de aprovisionamento do CURg refletem as condições estabelecidas em contratos do tipo *take-or-pay*, indexados ao preço do petróleo, cujo racional de evolução tem estado cada vez mais afastado do racional de evolução do preço do gás natural vigente nos mercados grossistas. No entanto, registe-se que, tal sucede num contexto em que o peso do mercado regulado é cada vez mais residual no mercado retalhista, tanto em termos de número de clientes, como de quantidades de gás consumidas, e em que, além do mais, os consumidores do mercado liberalizado não podem regressar ao mercado regulado.

Alíneas g) a i)

A ERSE concorda que a avaliação aprofundada da eficácia da tarifa social no processo de mitigação de situações de pobreza energética é, de facto, um elemento crucial para a gestão desta matéria. Todavia, importa salientar que a ERSE não dispõe da informação necessária, designadamente no que respeita à sua aplicação em contexto de pobreza e caracterização económico-social da população abrangida sendo, por natureza, matérias do foro da Segurança Social e da Autoridade Tributária. Sem prejuízo do exposto, está empenhada a dar o seu contributo no âmbito das políticas públicas de combate à pobreza energética.

Refira-se que, a ERSE, no âmbito das competências que lhe são legalmente atribuídas, continuará a monitorizar os possíveis impactes económicos e financeiros do financiamento da tarifa social nas empresas reguladas.

Alínea j)

Em linha com o CT, a ERSE tem defendido a necessidade de serem estabelecidos tetos máximos para as TOS a aplicar e mecanismos que promovam a homogeneização da sua aplicação, assim como a necessidade de assegurar o equilíbrio económico-financeiro dos ORD, nos termos previstos nos seus contratos de concessão e na regulamentação em vigor.

◆ Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2020-2021 ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho " *(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*." [58]

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT o documento "Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2020-2021" cabendo ao CT emitir parecer até 30 de abril de 2020.

Nos termos do ponto 5 do Art.º 5.º do Regimento Interno do CT, foram convidados a efetuar uma apresentação ao CT, em 8 de abril:

- O Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC), convite endereçado em 1 de abril de 2020;
- O Operador da Rede de Transporte(ORT), sobre a proposta relativa ao custo máximo para o transporte de GNL por camião-cisterna, convite endereçado em 1 de abril de 2020.

Assim, a Secção do Sector do Gás Natural do CT emite o seguinte parecer:

I - ENQUADRAMENTO

Recomendações anteriores do CT

Em 1 de abril de 2019, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) submeteu a parecer do CT e a comentários da Autoridade da Concorrência e das empresas reguladas, a "Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2019-2020 e parâmetros para o período de regulação 2020-2023".

Em 30 de Abril do mesmo ano, o CT emitiu parecer sobre a referida proposta tendo elencado um conjunto de recomendações, de que se destacam, no que diz respeito às tarifas e preços do gás, as seguintes:

1. O CT considerou que a ERSE, no que respeita à estrutura tarifária, poderia ter avançado com alterações, como o estabelecimento de tarifas de saída mais adaptadas às utilizações dos clientes, recomendando o CT que a ERSE mantenha uma monitorização da adequação das tarifas de acesso às necessidades do mercado, para introdução de eventuais alterações que se revelem adequadas;
2. O CT recomendou que a ERSE procedesse, na sequência da aprovação dos parâmetros e tarifas, à competente e tempestiva revisão da subregulamentação associada, de forma a garantir o estabelecimento de um quadro regulatório completo e coerente.
3. No que diz respeito à Comercialização de Último Recurso Retalhista (CURR), o CT voltou a recomendar que a ERSE promovesse a análise do modelo organizativo desta atividade, em conjunto com o Governo e de forma coordenada com os *stakeholders* do setor, com o objetivo de assegurar que o seu desempenho desta atividade seja efetuado em condições eficientes e eficazes, garantindo o cumprimento dos níveis de qualidade de serviço estabelecidos para o sector, e salvaguardando o seu equilíbrio económico-financeiro.

[58] Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.

4. Quanto ao custo do gás natural e tarifa de Energia (TE), o CT reafirmou o anteriormente expresso quanto à necessidade da TE ser mantida num nível adequado, evitando-se que sejam criadas condições de "competitividade" da tarifa transitória face às ofertas comerciais existentes, o que funcionaria como desincentivo à desejada migração dos clientes ainda fornecidos pelos CURR para o regime de mercado.
5. Resultando do enquadramento legislativo a possibilidade de realização de revisões trimestrais da TE, o CT recomendou que a ERSE mantivesse uma monitorização atenta da evolução dos custos de aprovisionamento do gás natural, atuando se se verificarem alterações relevantes aos pressupostos que ditaram a proposta agora apresentada.
6. Quanto à Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro, o CT recomendou à ERSE que, ao proceder à alteração da subregulamentação prevista neste diploma visasse a minimização dos custos associados, por forma a reduzir os possíveis impactos a refletir no consumidor final.
7. No que se refere à tarifa de Uso da Rede de Transporte (URT), o CT salientou que a Diretiva n.º 3/2019, no seu artigo 4.º, que estabelece uma série de regras relativas ao cálculo do desconto a aplicar aos produtos de capacidade interruptível, deixava em aberto aspetos importantes relativos à aplicação do desconto ex-*post*, nomeadamente a definição da quantidade à qual se deve aplicar o preço estabelecido, assim como, aspetos associados à sua liquidação, pelo que recomendou que estes aspetos fossem clarificados em sede de subregulamentação.
8. Quanto à repercussão nas faturas aos consumidores da tarifa URT, por ponto de entrada, o CT reiterou a recomendação expressa em pareceres anteriores, no sentido da inclusão, por via regulamentar, deste parâmetro nas tarifas de acesso de cada nível de pressão, garantindo assim a transparência, equidade, uniformidade nas faturações e a comparabilidade das propostas por parte dos consumidores.
9. No que diz respeito às TAR opcionais em média pressão e em baixa pressão> 10 000 m^3/ano, o CT recomendou que a alteração aos parâmetros da fórmula do desconto a aplicar passasse também a constar no documento "Proposta de tarifas GN 2019-2020" e não apenas no documento "Estrutura tarifária GN 2019-2020".
10. No que se refere às descontinuidades tarifárias das TAR em média pressão e em baixa pressão, o CT instou de novo a ERSE a prosseguir na aproximação das curvas tarifárias entre os níveis de pressão distintos, para consumos semelhantes, conforme tem vindo a ser solicitado.
11. No campo das opções tarifárias, o CT refletiu sobre a importância de assegurar opções de contratação flexíveis para os consumidores, em particular aqueles que, pela sua dimensão, disponham de sistemas de telecontagem, considerando que seria positivo a ERSE avaliar a introdução de empilhamento de contratos de diferentes comercializadores num mesmo ponto de entrega, tendo a convicção de que esta medida seria potenciadora das dinâmicas de mercado. Neste âmbito, o CT sugeriu a implementação de um projeto-piloto que permita com rapidez convergir nas metodologias mais adequadas para assegurar a sua correta implementação.
12. Quanto à tarifa Social (TS), o CT entendeu ser pertinente refletir sobre a possibilidade/viabilidade de tornar o acesso à tarifa social de gás natural menos rígido, através da inclusão de mais escalões de abono de família e da pensão social de velhice via SS e do alargamento do acesso à tarifa social no gás natural via AT, nos mesmos moldes que existe para a energia elétrica. Tendo em conta o acréscimo do número de beneficiários da tarifa social num contexto em que o desemprego regista valores historicamente baixos, o CT recomendou que fosse fornecida informação mais detalhada, designadamente por tipo de beneficiário, considerando ainda que seria útil a explicação da evolução do número de beneficiários e do inerente custo desde 2017.

Atenta a importância e o impacto da tarifa social no combate à pobreza energética, o CT considerou pertinente que a ERSE desenvolvesse diligências tendentes a promover o acompanhamento desta medida social, no sentido de acompanhar o seu impacto.

13. No que se refere à Taxa de Ocupação do Subsolo (TOS), o CT reiterou a recomendação constante de pareceres anteriores, no que se refere à necessidade de serem estabelecidos tetos máximos para as taxas a aplicar (como se verifica no IMI e nas taxas municipais de direito de passagem nas telecomunicações), e mecanismos que promovam a homogeneização da sua aplicação.

14. Ainda no âmbito das TOS, considerando que a informação sobre as TOS é de difícil consulta por se encontrar nas páginas da Internet dos operadores das redes de distribuição (ORD), o CT entendeu que a ERSE deve promover a disponibilização no seu portal de um simulador nacional desta componente, auxiliando a decisão de investidores na instalação de atividades económicas num determinado município com o conhecimento prévio do impacte das TOS na sua fatura, e melhorando a informação aos consumidores.

15. Quanto aos Investimentos, o CT tem recomendado a análise criteriosa dos investimentos propostos pelas empresas, tendo em conta a sua viabilidade económico-financeira, de modo a evitar possíveis impactos negativos nas tarifas do gás natural, reiterando a necessidade de monitorização e responsabilização dos operadores sobre os volumes associados a estes investimentos, para que a desejável expansão da rede de abastecimento tenha em conta a sustentabilidade do SNGN, contribuindo, se possível, para a redução do custo unitário da sua utilização

16. No que diz respeito ao Transporte rodoviário de GNL para as UAGs, tem sido posição recorrente do CT a necessidade de que as atividades associadas às Unidades Autónomas de Gás natural (UAG) sejam adequadamente enquadradas e monitorizadas, de modo a prevenir a criação de custos ociosos e excessivos para o conjunto do SNGN, pelo que o CT recomendou que a fórmula de preço a aprovar pela ERSE permitisse essa cobertura dos custos do transporte rodoviário para as UAGs do SNGN.

17. No âmbito do nível de proveitos, o CT recomendou que a ERSE considerasse os efeitos exógenos, de que são exemplo as medidas legislativas com potencial impacte no setor do GN (entendido as empresas e os consumidores), na avaliação do equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas.

18. Por fim, quanto à injeção de biometano na rede de gás natural, face aos desígnios nacionais, e europeus, em matéria de energias renováveis, o CT recomendou que a ERSE desenvolvesse os necessários ajustes ao modelo de organização e aos princípios de funcionamento do SNGN, de modo a permitir contemplar devidamente o gás de fontes renováveis (i.e., biometano).

Em maio de 2019, a ERSE respondeu às preocupações e recomendações do CT, em documento autónomo[59], de cuja análise é de destacar que a maior parte das recomendações do CT mereceu acolhimento.

Das recomendações do CT que não tiveram acolhimento por parte da ERSE destacam-se as seguintes, com o respetivo fundamento:

a. Quanto aos CURr, importa referir que qualquer reflexão mais profunda que seja efetuada a este nível implica também uma alteração da legislação em vigor, nomeadamente na extensão do prazo de aplicação das tarifas transitórias de venda a clientes finais, por forma a que se consiga fazer uma reflexão atempada e tendo em consideração todos os requisitos em causa.

b. Quanto à Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro, considerou a ERSE que "*importa contextualizar que, na generalidade, as obrigações constantes da Lei n.º 5/2019 já hoje se encontram consagradas no quadro*

[59] Comentários ao parecer do Conselho Tarifário sobre a proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2019-2020 e parâmetros para o período de regulação 2020-2023.

regulamentar do setor elétrico e do setor do gás. Sem prejuízo de pontuais alterações que se afigurem urgentes, a ERSE está a ultimar a análise dos contributos oferecidos no âmbito desse processo de consulta, prevendo acomodar as alterações necessárias num quadro de revisão regulamentar mais ampla de fusão dos Regulamentos de Relações Comerciais da Eletricidade e de Gás Natural, indo de encontro a uma reivindicação antiga dos agentes do setor e dos Conselhos e que se afigura essencial para a simplificação da regulamentação e sua melhor perceção pelos consumidores e agentes do mercado, em especial os novos entrantes." e considerou ainda que "*Atentos os comentários recebidos,(…) a tarifa de acesso às redes deve ser apresentada de forma desagregada pelos preços que a compõem, conforme foi a sua proposta inicial, ou seja, identificando o preço de capacidade, de energia e do termo fixo. A ERSE considera que esta solução permite cumprir a discriminação da informação requerida pela lei, separando os preços sujeitos a decisão regulatória, dos preços sujeitos a decisão dos agentes de mercado*".

c. Acresce que, aquando da recente revisão do RRC[60], este Conselho pronunciou-se sobre a necessidade de ser aprovada subregulamentação para a Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro, dando-se aqui como reproduzidos todos os comentários e recomendações constantes do parecer do CT relativo à 81.ª Consulta Pública.

d. Quanto à tarifa URT, diz a ERSE: "*O CT recomendou ainda que fossem clarificados aspetos relevantes sobre a operacionalização do desconto posterior ('ex-post') aplicável a produtos de capacidade interruptível, nomeadamente a definição da quantidade à qual se deve aplicar e aspetos associados à liquidação.*

Sobre a definição da quantidade à qual se deve aplicar o desconto posterior, sublinha-se que a Diretiva da ERSE n.º 3/2019 remete para o documento "Implementação do código de rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás natural – Documento justificativo da decisão".

e. No que diz respeito à repercussão nas faturas dos consumidores da URT, a ERSE não acolheu a recomendação do CT, tendo entendido que: "*a definição de um parâmetro para condicionar a repercussão da tarifa de uso da rede de transporte paga nos pontos de entrada é indesejável, pois constituiria uma limitação à atividade de comercialização de gás natural em regime de mercado*". Neste contexto, a ERSE remeteu para a "Nota informativa sobre a aplicação da tarifa de entrada da rede nacional de transporte de gás natura", publicada pela ERSE a 31 de janeiro de 2014.

f. No âmbito da TS entendeu a ERSE que para o setor de gás natural, apesar de não serem apresentados dados discriminados por critério de elegibilidade, é seguro afirmar que o critério relativo ao abono familiar é residual face aos demais aplicáveis associados a prestações da segurança social e acrescentou*: "A decisão de alargamento dos critérios de elegibilidade não cabe à ERSE, sendo uma matéria da competência do governo, nos termos definidos pela lei. Contudo, será de sublinhar a importância do estudo dos impactos financeiros dessa decisão, bem como a avaliação dos regimes de financiamento associados visando garantir a sua sustentabilidade e segurança jurídica*". E prosseguiu: *"No que respeita à informação sobre a aplicação da tarifa social, atento o mecanismo automático de atribuição do benefício da tarifa social, a ERSE não recebe informação dos agentes de mercado, que permita maior detalhe sobre os critérios de atribuição da tarifa social. Sem prejuízo do exposto, a ERSE promoverá esforços para, de forma articulada com os organismos responsáveis pela atribuição da tarifa social, incrementar o nível de informação sobre esta matéria*".

g. Quanto ao transporte Rodoviário de GNL para as UAG's, a ERSE tem em conta a incerteza existente, pelo que considera prudente manter a proposta submetida ao CT, sem prejuízo das alterações que se

[60] Consulta Pública n.º 81: Proposta de fusão dos Regulamentos de Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás natural.

venham a revelar necessárias na sequência do estudo proposto pela ERSE sobre este tema, eventualmente em revisão extraordinária deste mecanismo ou dos seus parâmetros.

II – ESPECIALIDADE

PONTO PRÉVIO

Relativamente ao comunicado emitido pela ERSE aquando do envio da proposta de tarifas e preços para o ano gás 2020-2021 ao Conselho Tarifário para emissão de parecer, verifica-se que, ao contrário da prática de anos anteriores, a ERSE não apresenta uma comparação das variações tarifárias verificadas nas tarifas de acesso às redes para os vários níveis de pressão de fornecimento.

O CT considera que ao não publicar de forma explícita a variação verificada ao nível das tarifas de acesso a ERSE tomou uma opção que pode tornar menos clara a transparência da comunicação, por um lado, bem como induzir os consumidores a tirar conclusões menos corretas sobre o conteúdo da sua proposta, por outro.

Igualmente no referido "Comunicado proposta tarifas GN 2020-2021" é feita, pela ERSE, a seguinte referência: "*Quanto à componente de energia no mercado livre, não regulada pela ERSE, pressupondo que varia de forma equivalente à do mercado regulado, a variação estimada para os preços de venda a clientes finais é a seguinte (…)*".

De facto, parece simplista a assunção que o fornecimento de energia no mercado livre, com tipologias de clientes, volumes de consumo e período de fornecimento distintos dos inerentes às TTVCF, se comporte da mesma forma que a tarifa de energia regulada, como não faz sequer sentido introduzir esta análise no comunicado, quando a ERSE tem outras ferramentas, mais completas e detalhadas, para acompanhar a evolução dos preços praticados no mercado liberalizado.

A – CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE GÁS NATURAL NO ANO GÁS 2020-2021

A.1. - CENÁRIOS ADOTADOS PARA O CONSUMO DE GÁS NATURAL POR TIPO DE CONSUMIDORES

A previsão da procura de gás natural condiciona os preços das várias tarifas e os proveitos permitidos previstos. Assim, o resultado da análise da procura deve estabelecer um balanço de energia que determine a utilização esperada para o ano gás tarifário nas diversas infraestruturas do sistema de gás natural, bem como as quantidades previstas associadas a cada variável de faturação.

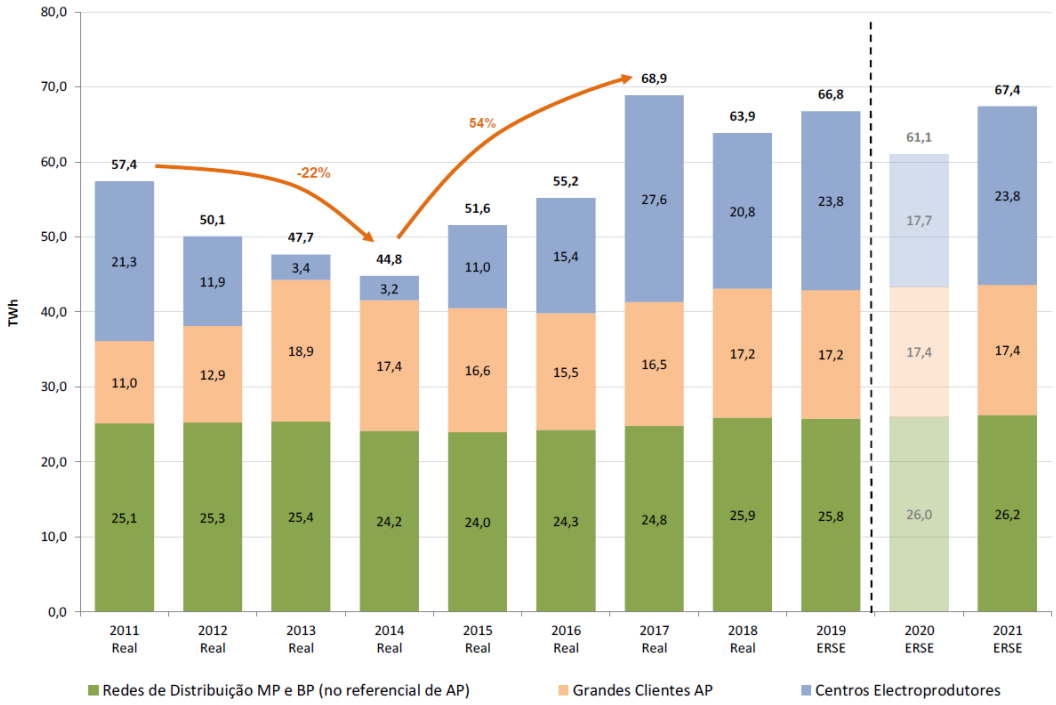
No documento da ERSE, de março de 2020, sobre "Caracterização da procura do gás natural no ano gás 2020-2021" começa por se fazer uma referência oportuna, na opinião do CT, ao acréscimo de incerteza motivada pela crise pandémica COVID-19, principalmente durante o ano de 2020, com previsível impacte significativo na procura de gás natural, sendo expectável que em 2021 possa haver algum retorno a valores de procura similares aos verificados em 2019.

Em Portugal os três grandes grupos de consumidores de gás natural são: os centros electroprodutores de ciclo combinado, os grandes consumidores industriais e os consumidores de menor dimensão.

De seguida, reproduz-se figura da ERSE[61] em que, por ano civil, se evidencia a evolução para cada um destes tipos de consumidores da estrutura dos consumos reais de gás natural em Portugal de 2011 a 2019, bem como os dados previsionais para 2020 e 2021, que adiante se comentam.

[61] Retirado do documento "Caraterização da procura de gás natural no ano gás 2020-2021".

Figura 2-2 - Evolução do consumo de gás natural em Portugal por ano civil



Nota: Os valores relativos a 2020 apresentam uma maior incerteza, face ao atual contexto de propagação da COVID-19, podendo posteriormente sofrer uma significativa revisão.

Fonte: ERSE - Caracterização da procura para o ano gás 2020-2021

As alterações na estrutura de consumos, por segmento de consumidores, que se observaram mais recentemente, deveram-se maioritariamente à evolução do consumo dos centros electroprodutores, também resultado da progressiva diminuição da produção de eletricidade baseada em carvão.

Numa perspetiva de definição de cenários futuros para a procura de gás natural, observa-se que o consumo abastecido pelas redes de distribuição é relativamente estável, designadamente em baixa pressão, enquanto o consumo abastecido em AP está concentrado num número reduzido de consumidores e é muito influenciado por fatores externos, não só de natureza económica, mas também climatéricos. Os dados reais de 2018 e as mais recentes estimativas para 2019 da energia saída da rede de transporte mostram que, apesar de serem ligeiramente inferiores ao pico registado em 2017, refletem a tendência global de crescimento do consumo de gás natural.

A.1.1. - PREVISÕES DO CONSUMO DE GÁS NATURAL DOS CENTROS ELETROPRODUTORES

O consumo dos centros electroprodutores perspetivado pela ERSE para o ano de 2021 é de 23,8 TWh. Este cenário corresponde a um fator de utilização da capacidade total instalada das centrais de ciclo combinado a rondar os 25,5%, com a central da Turbogás a situar-se nos 43%, para cumprir as condições atualmente conhecidas para o AGC (Acordo de Gestão de Consumos), enquanto para o agregado das restantes centrais de ciclo combinado a utilização da potência instalada não deverá ultrapassar, em média, os 19%. A ERSE fundamenta esta previsão na combinação de uma série de fatores condicionantes do consumo de gás natural dos centros electroprodutores, salientando-se:

a. As particularidades da central da Turbogás associada a valores mínimos contratuais;

b. A política energética e ambiental a nível nacional e europeu, que promove a produção de eletricidade a gás natural em detrimento do carvão, o que já implicou alterações nas taxas de utilização das centrais a carvão, principalmente no 2.º semestre de 2019;

c. O consumo de gás natural para produção de eletricidade tem sido menos dependente dos efeitos de hidraulicidade;

d. As incertezas do setor económico nacional e europeu, face às medidas de contenção da propagação da COVID-19 em 2020, prevendo-se que apenas em 2021 se possam retomar as perspetivas de 2019.

e. Os diferentes calendários da eliminação progressiva da isenção de ISP às centrais termoelétricas de carvão e gás natural, constante do OE para 2020.

A.1.2. - PREVISÕES DO CONSUMO DE GÁS NATURAL DOS GRANDES CLIENTES AP

No segmento dos grandes consumidores ligados à rede de transporte em alta pressão a ERSE considera que o consumo de gás natural terá atingido um nível estável, sem entradas e saídas definitivas de instalações relevantes, para o nível do consumo deste segmento e com a manutenção de um regime permanente de laboração das instalações existentes. Assim, a ERSE optou por assumir os consumos indicados pela REN para 2021 que aponta para um consumo dos grandes consumidores industriais em AP de 17,4 TWh.

O CT entende a base de cálculo adotada pela ERSE, tendente a minimizar descontinuidades tarifárias, sem prejuízo da incerteza na procura que a atual crise introduz.

A.1.3. - PREVISÕES DO CONSUMO DE GÁS NATURAL

No que respeita aos valores reais do agregado dos consumos de gás natural abastecidos pelas redes de distribuição, constata-se nos últimos anos que a diferença entre o valor dos dados reais provenientes dos Operadores das Redes de Distribuição (ORD) e o valor dos dados reais provenientes do Operador da Rede de Transporte (ORT) e do operador do terminal de GNL é residual. Confirma-se, assim, a coerência entre os dados provenientes dos diferentes operadores, que se tem registado nos últimos exercícios tarifários.

Relativamente às previsões do consumo abastecido pelas redes de distribuição em 2021, verifica-se que os valores agregados indicados pelos ORD são consideravelmente superiores à previsão do ORT (+0,7 TWh). Em 2021, os ORD preveem um total de entregas a clientes na ordem dos 26,2 TWh, cerca de 1,7% acima da sua estimativa para 2019 (25,8 TWh). Tal como referido, as previsões para o ano de 2020 apresentam uma maior incerteza, devido ao contexto atual. Refere ainda a ERSE que esta diferença poderá atribuir-se ao facto de os ORD terem um maior conhecimento das suas redes e incorporarem nas suas previsões ocorrências específicas, como seja a expansão da rede, a ligação de novos clientes ou alterações de consumos de clientes existentes.

O CT concorda com a proposta da ERSE que opta por considerar os valores previsionais dos fornecimentos e número de Pontos de Abastecimento (PA) dos ORD para 2021, para o agregado de MP e BP, exceto no caso da Sonorgás, em que considera apenas 50% das previsões da empresa para os 18 novos polos, quer para o consumo, quer para PA, para 2021.

Em síntese, o CT concorda, em geral, com a previsão e fundamentação da ERSE, sendo que, em relação às perspetivas de retoma para 2021, tenderia a ser um pouco menos otimista, tanto mais que hoje se sabe que para a crise pandémica se tornar menos incisiva e menos aguda terá que ser necessariamente mais prolongada.

A.2. - BALANÇO DE ENERGIA PARA O ANO GÁS 2020-2021

O CT concorda em geral com os pressupostos e cálculo do balanço de energia do SNGN para 2020-2021 apresentado pela ERSE e que se baseia nas previsões recebidas das empresas e na análise de tendência do consumo agregado, sem prejuízo das notas cautelares acima referidas.

Há a realçar que nas previsões do Balanço de Energia para 2020-2021, o mercado liberalizado de gás natural tem uma importância assinalável, representando a larga maioria do consumo nacional. Segundo a previsão, cerca de 98% do consumo de gás natural e 85% dos clientes estará no mercado livre.

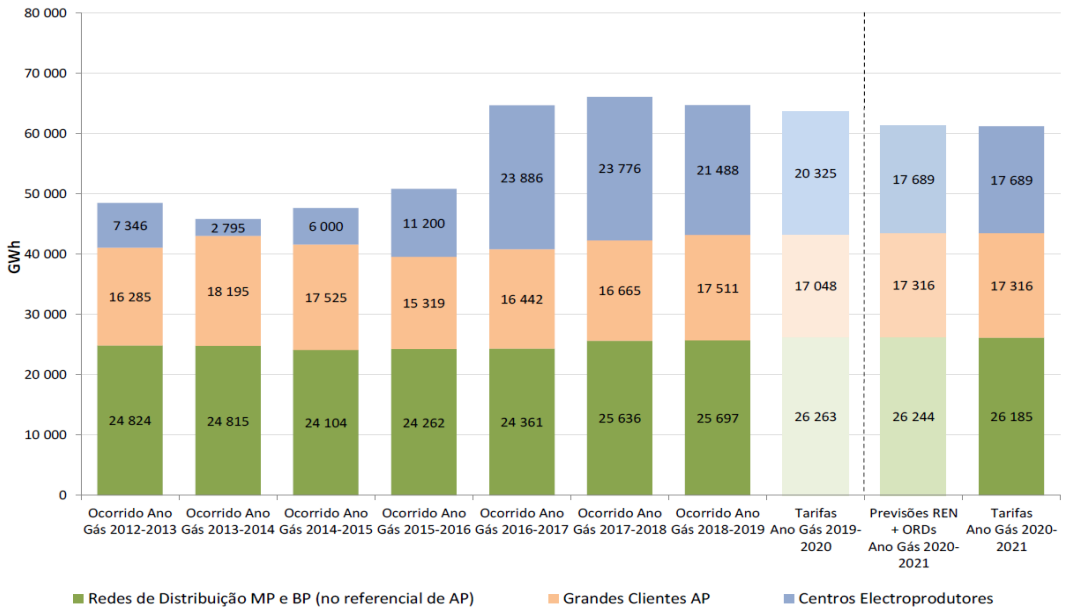
Não tendo o CT comentários específicos sobre estas previsões, nota-se que a ERSE prevê uma estabilização da dimensão do mercado regulado, com o ritmo de saída de clientes em TTVCF para comercializadores em regime de mercado muito reduzido. O CT recomenda que a ERSE monitorize este processo, considerando o interesse na conclusão da liberalização do mercado.

A.3. - CARACTERIZAÇÃO DE QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DE PROVEITOS PARA OS ANOS 2020 E 2021

O CT tem recomendado que a ERSE utilize as quantidades equivalentes na definição de proveitos permitidos e no estabelecimento de tarifas, com as necessárias ponderações pelos diferentes períodos temporais de cálculo (ano gás para as tarifas; anos civis para os proveitos).

O CT nota que da comparação das estimativas apresentadas pela ERSE para o consumo nos anos civis de 2020 e 2021 (Fig. 2-2 do Documento "Caraterização de consumo", acima reproduzida) com os valores propostos para o cálculo das tarifas (figura 2-3 do mesmo documento, a seguir apresentada), resultam diferenças com algum significado, especialmente no mercado das centrais electroprodutoras:

Figura 2-3 - Quantidades definidas para o ano gás 2020-2021 para os grandes grupos de consumidores



Nota 1: As quantidades apresentadas até ao ano gás 2018-2019 referem-se ao período de 1 de julho a 30 de junho. A partir do ano gás 2019-2020, referem-se ao período de 1 de outubro a 30 de setembro.

Nota 2: Os valores relativos a 2020 apresentam uma maior incerteza, face ao atual contexto de propagação da COVID-19, podendo posteriormente sofrer uma significativa revisão.

Fonte: ERSE, Caracterização da procura para o ano gás 2020-2021

Verifica-se com efeito que, numa perspetiva cautelosa, a ERSE adotou para o cálculo das tarifas volumes muito semelhantes aos previstos para o ano civil de 2020, não considerando o aumento previsto para os centros electroprodutores em 2021 (de 17.7 para 23.4 TWh).

Sem prejuízo de reiterar a sua opinião de que as quantidades consideradas para a definição de tarifas e proveitos deverão ser idênticas, o CT reconhece a excecionalidade da situação presente e, neste sentido,

aceita a opção conservadora seguida pela ERSE, a qual, do ponto de vista positivo, previne a criação de desvios tarifários, em especial nas infraestruturas de AP.

A.4. - UTILIZAÇÃO DAS REDES E INFRAESTRUTURAS

Em 2019, a emissão de gás natural do terminal de Sines para a RNTGN correspondeu a uma modulação[62] de cerca de 282 dias.

Em 2019, a emissão de gás natural para o carregamento dos camiões cisterna correspondeu a uma modulação de cerca de 158 dias.

A energia armazenada no Carriço (armazenamento subterrâneo) ao longo do ano de 2019 oscilou entre os 13 e os 21 dias de consumo médio nacional diário. O gás natural armazenado no armazenamento subterrâneo e no terminal de Sines foi em média, de 26 dias do consumo médio diário nacional.

O terminal de Sines, o VIP[63] e o Armazenamento Subterrâneo (AS) representaram 87%, 9% e 4%,), respetivamente, em relação ao total de entradas na RNT. Em termos de saídas, os consumos dos Centros Electroprodutores (CEP), dos clientes industriais em Alta Pressão (AP), dos consumos nas redes de distribuição (ORD) e do Armazenamento Subterrâneo (AS) representaram em 2019, 34%, 24%, 35% e 5%, respetivamente, do total das saídas da RNT. Verificou-se pela primeira vez em 2019 a exportação por Campo Maior, representando aproximadamente 1% do total das saídas.

Com base no histórico e tendo em conta o atual enquadramento de grande incerteza criado pelas medidas de contenção da propagação da COVID-19, a ERSE considerou:

- A previsão da REN para a potência nominal das centrais, valor inferior aos valores reais dos últimos anos, mas prudente, tendo em conta o atual enquadramento de grande incerteza.
- Para a estrutura de aprovisionamento: 87% da energia entra pelo terminal de Sines e 13% pelas interligações. Considerou ainda que as quantidades rececionadas pelo terminal de Sines são iguais à soma das quantidades regaseificadas com as quantidades carregadas em camiões-cisterna, tendo como pressuposto a inexistência de carregamentos de navios metaneiros de GNL para exportação (*transhipment*), para o ano gás 2020-2021.
- A existência de exportação de gás natural do VIP para Espanha, de acordo com o histórico verificado no ano de 2019.

Tendo em conta as incertezas do contexto macroeconómico, o CT considera ajustada a opção conservadora seguida pela ERSE.

A.5. - COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA

No âmbito da atividade do comercializador de último recurso retalhista, o CT nota que foi recentemente publicada a Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, que estende a prorrogação do prazo para a extinção das tarifas transitórias aos fornecimentos de gás natural em BP, com consumos anuais iguais ou inferiores a 10 000 m^3, para 31 de dezembro de 2025. Do mesmo modo, esta portaria prorrogou a data de extinção das tarifas transitórias para o segmento BP> até 31 de dezembro de 2022.

A Lei do Orçamento de Estado para 2020 já previa a prorrogação dos prazos para a extinção das tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos de eletricidade em Baixa Tensão Normal (BTN), para 31 de dezembro de 2025, em BTE para 31 de dezembro de 2022 e em MT para 31 de dezembro de 2021. Com a publicação da Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril fica assim garantida a harmonização dos calendários em ambos os setores.

[62] Número de dias equivalente à capacidade nominal.

[63] Ponto virtual de interligação.

Neste contexto, tendo presentes os comentários da ERSE ao parecer do CT sobre a "Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2019-2020 e parâmetros para o período de regulação de 2020-2023", o CT reitera a sua recomendação de pareceres anteriores no sentido de ser efetuada uma análise do modelo de organização da atividade de comercialização de último recurso retalhista considerando o seu carácter progressivamente residual e tendencialmente decrescente.

A.6. - FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS

O CT regista que os vários operadores de infraestruturas – transporte, terminal de GNL, armazenamento subterrâneo e distribuição - propuseram a manutenção dos fatores para perdas e autoconsumos que vigoraram no ano gás 2019-2020, considerando que os mesmos refletem adequadamente as condições operacionais das empresas.

A ERSE considerou que as propostas dos operadores são equilibradas, incorporando na proposta, em especial, na adequação das tarifas de energia aos vários níveis de pressão, estes fatores.

O CT concorda com a proposta da ERSE, notando que o próprio regulador reconhece que os valores são reduzidos e que existe uma estabilidade dos valores históricos, apesar do aumento da idade das redes, que é importante em termos de previsibilidade tarifária.

B - ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2020-2021

B.1. - ADITIVIDADE TARIFÁRIA

a. O princípio da aplicabilidade da aditividade tarifária ao cálculo de tarifas está consagrado no Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação do Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro, para garantir o princípio da *"inexistência de subsidiações cruzadas entre atividades e entre clientes, através da adequação das tarifas aos custos e da adoção do princípio da aditividade"*.

b. A aditividade tarifária no cálculo de tarifas permite que sejam alocados aos clientes apenas os custos associados às atividades utilizadas no abastecimento do seu ponto de consumo.

c. A ERSE determina os custos de todas as atividades envolvidas no SNGN, de acordo com os serviços que lhe estão associados e respetivos custos que decorrem da sua operação.

d. Os clientes em mercado livre suportam a soma dos custos de cada atividade regulada que se lhes aplica, de acordo com os escalões de consumo, resultando as tarifas de acesso às redes (quadro 2-2). Para além disso suportam os custos de energia negociados livremente com comercializadores em mercado.

e. No caso dos clientes em mercado regulado, à tarifa de acesso às redes, somam a energia e a tarifa de comercialização resultando na tarifa transitória de venda a clientes finais.

Quadro 2-2 - Aditividade das tarifas de Acesso às Redes, da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais e preço de fornecimento no mercado livre

		Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais	Preço de fornecimento no mercado livre
Tarifas reguladas por atividade			
Tarifa de Acesso às Redes	tarifa de Uso da Rede de Transporte [*]	•	•
	tarifa de Uso da Rede de Distribuição	•	•
	tarifa de Uso Global do Sistema	•	•
	tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	•	•
tarifa de Energia		•	
tarifa de Comercialização		•	
Preços de mercado por atividade			
preço de energia do mercado			•
preço de comercialização do mercado			•
Destinatário		Clientes no mercado regulado	Clientes no mercado livre

[*] A tarifa de Uso da Rede de Transporte incluída na tarifa de Acesso às Redes e na tarifa transitória de Venda a Clientes Finais refere-se apenas aos preços aplicáveis a consumidores.

Fonte: ERSE – Estrutura tarifária no ano gás 2020-2021

f. Assim, o preço de fornecimento de gás natural no mercado é constituído por 5 parcelas diferentes, a saber:

- Aprovisionamento de gás (determinado pelo comercializador em mercado livre ou pela ERSE no caso das TTVCF)
  - Compra e venda de gás natural (mercado livre ou regulado pela ERSE)
  - Tarifa de uso do terminal de GNL (regulado pela ERSE)
  - Tarifa de uso do armazenamento subterrâneo (regulado pela ERSE)
  - Uso da rede de transporte (entrada) (regulado pela ERSE)
- OLMC (regulado pela ERSE)
- Transporte (regulado pela ERSE)
  - Uso da rede de transporte
  - Uso global do sistema
- Uso da rede de distribuição, desagregada por nível de pressão (regulado pela ERSE)
- Comercialização de gás natural (determinado pelo comercializador em mercado livre ou pela ERSE no caso das TTVCF)

g. Estando integrada na etapa de aprovisionamento de gás e sendo um custo dependente das opções do comercializador, o custo de uso da rede de transporte (entrada) deveria ser um custo a incorporar nos preços de energia do mercado, à semelhança dos custos com a utilização do terminal de gás natural liquefeito, do armazenamento subterrâneo ou do aprovisionamento de gás natural.

h. No entanto verifica-se a aplicação direta generalizada do valor publicado pela ERSE do preço de capacidade de entrada da tarifa de URT na fatura e proporcional à capacidade utilizada pelo cliente final.

i. A tarifa regulada suportada por cada cliente está dependente do nível de pressão a que se encontra ligado, de acordo com o quadro abaixo:

Quadro 2-3 - Aditividade da tarifa de Acesso às Redes, por nível de pressão

Nível de pressão dos fornecimentos	AP	MP	BP >	BP <
Tarifa regulada por atividade				
Tarifa de Uso Global do Sistema	●	●	●	●
Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	●	●	●	●
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	●	●	●	●
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP		●	●	●
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP >			●	●
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP <				●

Fonte: ERSE – Estrutura tarifária no ano gás 2020-2021

j. A repercussão das atividades nas tarifas, e respetivo reflexo na fatura do cliente, é realizada de acordo com variáveis físicas que se adequam à forma como os custos são incorridos, estando agrupadas em três categorias:

- Energia, custo que se reflete proporcionalmente ao consumo de energia em kWh.
- Capacidade, custo inerente à utilização das infraestruturas, que tem de ser dimensionadas para conseguir abastecer o cliente. Reflete o valor máximo diário medido em kWh/dia, e tem como objetivo a promoção da utilização mais eficiente da infraestrutura.
- Termo fixo, custo associado a cada cliente individual e que não está dependente do consumo ou da infraestrutura (estando prevista a possível diferenciação pelo nível de pressão a que um cliente está ligado)

k. A determinação de cada tarifa regulada, de acordo com o Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação do Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro e Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, tem de consagrar os princípios aplicáveis ao cálculo e à fixação de tarifas, como a "adequação das tarifas aos custos" e a "transmissão dos sinais económicos adequados a uma utilização eficiente das redes e demais infraestruturas do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN)".

l. A conjugação destes princípios determina a necessidade de estabelecer para cada atividade regulada os "custos eficientes". A eficiência na afetação de recursos é conseguida quando o custo social de produzir mais uma unidade iguala o valor que a sociedade está disposta a pagar por essa mesma unidade adicional.

m. Os custos eficientes, diferenciados por variável de faturação, podem ser estabelecidos com diferentes conceitos de custo de acordo com as características físicas de determinado bem ou serviço e com o objetivo de transmitir os sinais económicos mais adequados:

- Custo médio, sendo o rácio entre o custo total e a quantidade total da variável de faturação é uma abordagem simples e apropriada para refletir custos cujo montante total não depende da atuação individual dos utilizadores
- Custo marginal, calculado como o custo de produzir ou prestar uma unidade adicional de um bem ou serviço.

- Custo incremental de longo prazo, semelhante ao custo marginal, mas incluindo uma perspetiva de longo prazo, devendo ser utilizado quando o incremento de uma variável de faturação tem um comportamento discreto e aplicável a um horizonte temporal de longo prazo.

n. O Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, consagra ainda os princípios aplicáveis ao cálculo e à fixação das tarifas, definindo que as tarifas reguladas devem assegurar o "equilíbrio económico e financeiro das atividades reguladas em condições de gestão eficiente" e criar "incentivos ao desempenho eficiente das atividades reguladas das empresas". Os proveitos que asseguram estes dois princípios designam-se por proveitos permitidos de uma atividade regulada.

o. No início de cada período de regulação a ERSE determina a estrutura de custos eficientes associada a cada atividade regulada. Para ajustar esta estrutura de custos aos proveitos permitidos de cada atividade, há necessidade de ajustar a estrutura de custos através de fatores multiplicativos e aditivos, e garantido a estabilidade dos proveitos permitidos face a variações da procura.

p. O CT concorda com o princípio associado à aditividade tarifária na definição das tarifas reguladas.

q. O CT não pode deixar de salientar, no entanto, a necessidade permanente de manutenção do rigor na determinação dos custos eficientes e dos proveitos permitidos, bem como na revisão dos critérios de atribuição destes às respetivas variáveis de faturação a serem suportadas pelos vários consumidores nos diversos níveis de pressão.

B.2. - TARIFAS DE USO DO TERMINAL DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO

a. As tarifas de uso do terminal de receção, armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito, e de acordo com a sua atividade, são decompostas em três serviços cada um dos quais é refletido numa variável de faturação de acordo com o quadro abaixo:

Quadro 3-2 - Definição das variáveis de faturação da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL

Serviço	Variáveis de faturação	Definição
Receção	Energia recebida (euros por kWh)	Volume mensal de gás natural recebido no terminal sob a forma liquefeita, a partir do transporte marítimo.
Armazenamento	Capacidade de armazenamento contratada (euros por (kWh/dia)/mês; euros por (kWh/dia)/dia)	Valor da capacidade reservada pelo agente nos procedimentos de atribuição de capacidade. A capacidade contratada pode ser estruturada em produtos com diferentes horizontes temporais, correspondendo cada produto ao direito de utilização da capacidade do valor contratado durante todos os dias do período temporal correspondente. A capacidade de armazenamento contratada refere-se às existências de energia armazenada determinadas às 24h de cada dia.
Regaseificação	Preço capacidade de regaseificação contratada (euros por (kWh/dia)/mês; euros por (kWh/dia)/dia)	Valor da capacidade reservada, pelo agente de mercado no processo de atribuição de capacidade. A capacidade contratada pode ser estruturada em produtos com diferentes horizontes temporais, correspondendo cada produto ao direito de utilização da capacidade do valor contratado durante todos os dias do período temporal correspondente.
	Energia regaseificada (euros por kWh)	Volume mensal de gás natural entregue na RNTGN, medido no ponto de entrega de gás natural à rede de transporte.
	N.º camiões	Número de carregamentos de camiões cisterna.

Fonte: ERSE – Estrutura tarifária no ano gás 2020-2021

b. O CT regista a redução do preço médio da tarifa de uso do terminal de receção em 7%, pese embora o aumento do custo do valor global imputado à tarifa de 4,2%.

c. O CT regista o facto de esta redução de 7% assentar essencialmente nas previsões de aumento de consumo/energia movimentada no terminal, cujo efeito esperado na tarifa é de uma redução de próximo 11%.

B.3. - TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

a. A tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, e de acordo com a sua atividade, é decomposta em três preços, seguindo a variável de faturação que melhor reflete o custo, segundo o quadro abaixo:

Quadro 4-1 - Definição das variáveis de faturação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo

Variáveis de faturação	Definição
Energia injetada (kWh)	Quantidade de energia entregue a uma infraestrutura de armazenamento subterrâneo, a partir da rede de transporte de gás natural.
Energia extraída (kWh)	Quantidade de energia entregue por uma infraestrutura de armazenamento subterrâneo à rede de transporte de gás natural.
Capacidade de armazenamento contratada (euros por (kWh/dia)/dia)	Valor da capacidade reservada pelo agente de mercado nos processos de atribuição de capacidade, constituindo um direito de utilização de capacidade com pagamento de caráter vinculativo independentemente do uso efetivo, para diversos horizontes temporais.

Fonte: ERSE – Estrutura tarifária no ano gás 2020-2021

b. O CT regista a manutenção do valor da tarifa de uso do armazenamento subterrâneo aprovada pela ERSE no documento de "Tarifas e preços GN 2019-2020"

c. Regista ainda que esta manutenção é conseguida através de uma redução de 0,9% da variação tarifária, sendo compensada pela previsão do aumento de utilização em 1%.

B.4. - TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

a. Em termos de estrutura tarifária, a tarifa de Uso da Rede de Transporte (URT), assenta numa lógica entrada-saída, obedecendo a requisitos europeus, sendo que os utilizadores da rede de transporte pagam um preço pelo gás que entra na rede de transporte e pagam outro preço pelo gás que sai da mesma.

b. Na prática, a tarifa URT é paga por todos os clientes finais de gás natural, designadamente clientes em Alta Pressão (AP), clientes em Média Pressão (MP) ligados indiretamente à rede de transporte por via dos operadores das redes de distribuição e por último, clientes com Unidades Autónomas de Gás (UAG).

c. Nos termos do Regulamento (UE) 2017/460 da Comissão, de 16 de março de 2017, que estabelece o código de rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás, as tarifas de transporte devem basear-se numa metodologia de preço de referência.

d. Na sequência do processo de consulta pública n.º 66, a ERSE aprovou uma metodologia designada por metodologia da capacidade ponderada pela distância modificada (metodologia CWD modificada) que utiliza como indutores de custo, para alocar os proveitos permitidos da rede de transporte, variáveis de distância efetiva e de capacidade efetiva.

e. Na proposta de tarifas e preços para 2020-2021, o CT constata a redução significativa da tarifa URT, -56% face aos valores de 2019-2020, sendo de salientar que no caso da tarifa URT do operador da rede de transporte, o efeito de consumo contribui positivamente para a diminuição da variação do preço médio.

B.5. - PRODUTOS DE CAPACIDADE NAS INFRAESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO

a. Os comercializadores têm liberdade na forma de cobrança dos custos de entrada da tarifa de URT podendo explicitá-los em ponto próprio na fatura ou incorporá-los no preço da energia, opção a acordar entre os comercializadores e os clientes no processo de negociação das condições de preço do fornecimento de gás natural, observando os princípios da transparência e da não discriminação.

b. Até ao ano gás 2018-2019, a prática usual entre os comercializadores era a da transmissão deste custo incorrido nas faturas aos seus clientes segundo a tarifa publicada pela ERSE, utilizando normalmente a tarifa de produto anual, cujos preços eram iguais independentemente do ponto de entrada.

c. Com a publicação das "Tarifas e preços GN 2019-2020", as tarifas de entrada para interligações internacionais e o terminal de GNL em Sines passaram a ter preços diferentes, o que se continua a verificar na presente proposta:

Quadro 3-18 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicáveis a produtos de capacidade firme, por ponto de entrada

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE	CAPACIDADE CONTRATADA	
(por ponto de entrada)	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/hora)/hora
Interligações internacionais (Campo Maior e Valença do Minho)		
Produto anual	0,00009479	
Produto trimestral	0,00012323	
Produto mensal	0,00014219	
Produto diário	0,00018959	
Produto intradiário		0,00020855
Terminal GNL		
Produto anual	0,00008731	
Produto trimestral	0,00011350	
Produto mensal	0,00013096	
Produto diário	0,00017462	
Produto intradiário		0,00019208
Armazenamento Subterrâneo		
Produto diário	0,00000000	
Produto intradiário		0,000000

Fonte: ERSE – "Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2020-2021"

d. É entendimento da ERSE e do CT que esta informação deve ser apresentada pelos comercializadores aos clientes no decurso do processo de negociação contratual, explicitando de forma clara e transparente o modo como propõem cobrar esta rubrica (seja através da aplicação de um valor médio, do valor associado a uma das entradas ou qualquer outra solução).

e. O CT considera que esta informação, fundamental para a comparabilidade de propostas e sua negociação, não se encontra clarificada e divulgada pela ERSE junto dos clientes, recomendando a sua divulgação no *site* da ERSE.

f. Na atual proposta e face ao ano gás 2019-2020, o CT anota uma redução desta tarifa no valor de 64,2%, o que constitui uma diminuição significativa.

B.6. - TARIFA DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR (OLMC)

a. De acordo com o Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, a atividade do OLMC de gás natural encontra-se atribuída à ADENE – Agência para a Energia.

b. A tarifa de OLMC aplicada pelo operador logístico de mudança de comercializador ao operador da rede de transporte permite recuperar os proveitos permitidos desta atividade. Esta tarifa é composta por um preço de capacidade utilizada, diferenciado para entregas em AP e para entregas em redes de distribuição.

c. Face ao ano gás 2019-2020, a tarifa para entregas em redes de distribuição sofre uma redução de 24,0% enquanto que para entregas em AP a tarifa não sofre variação.

d. A tarifa de OLMC aplicada pelo operador da rede de transporte às entregas em AP e às redes de distribuição é composta por um preço de capacidade utilizada, de iguais valores aos a si aplicados. Nas saídas para instalações abastecidas por UAG consideram-se preços de energia que, face ao ano gás anterior, sofrem uma redução de 24,0%.

e. Face ao ano gás 2019-2020, o mapa de proveitos permitidos constante no documento "Proposta de proveitos permitidos e ajustamento para o ano gás 2020-2021" identifica uma variação negativa dos proveitos desta atividade de 21,3%[64], justificada pela menor incorporação nesta proposta de ajustamento de proveitos ocorridos em anos anteriores.

B.7. - TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

a. Em termos de estrutura tarifária, a tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) é composta por duas parcelas. A parcela I recupera os proveitos permitidos da atividade de gestão técnica global do sistema do operador da rede de transporte, incluindo também os mecanismos de socialização de custos do armazenamento subterrâneo de gás natural e do terminal de GNL. A parcela II visa devolver/recuperar os desvios extraordinários de custos de aquisição de gás natural transferidos para a tarifa de UGS, no âmbito da sustentabilidade do mercado livre e do mercado regulado.

b. Importa referir que a partir do período regulatório em curso, 2020-2023, o desconto que resulta da aplicação das tarifas de acesso às redes opcionais em Média Pressão (MP), bem como o desconto dos clientes ligados em Baixa Pressão (BP) mas com faturação em MP, passou a ser recuperado pela parcela I da tarifa de UGS, de aplicação à totalidade dos consumidores de gás natural, em vez de ser repercutido na tarifa de uso da rede de transporte.

c. Na proposta de tarifas e preços para 2020-2021, o CT constata uma variação tarifária muito significativa na tarifa de UGS do operador da rede de transporte, que regista um aumento de 890% face aos valores de 2019-2020. O acréscimo decorre de ajustamentos, que passam de valores a devolver para valores a receber em tarifas.

B.8. - TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

a. A atividade de distribuição de gás natural é assegurada por 11 ORD em áreas geográficas exclusivas, e consiste na veiculação de gás natural em redes de distribuição de média pressão (entre 4 e 20 bar) e de baixa pressão (inferior a 4 bar), para entrega às instalações fisicamente ligadas à rede de distribuição.

   A atividade de distribuição é regulada por aplicação de uma metodologia *price-cap* no OPEX e *rate of return* no CAPEX.

   A remuneração desta atividade é assegurada através dos proveitos permitidos definidos nos termos do regulamento tarifário em função do nível de investimento e dos custos aceites.

b. Os proveitos permitidos não correspondem diretamente aos proveitos a recuperar por aplicação das tarifas devido às circunstâncias decorrentes do quadro legislativo e regulamentar. Os proveitos

[64] O quadro 2-19 do documento de "Tarifas e preços" deve ser retificado em conformidade.

permitidos de um operador podem ser recuperados pela aplicação da tarifa de sua atividade, mas também por outros operadores ou entidades externas, sendo posteriormente transferidos entre operadores de acordo com os respetivos proveitos permitidos.

Assim, os proveitos a recuperar de uma atividade são-no, quer por aplicação da respetiva tarifa, quer por transferência de uma entidade externa. Por outro lado, os proveitos permitidos são os proveitos atribuídos a uma atividade em particular, recuperados através da aplicação das suas tarifas ou através de transferência entre empresas.

c. Nos termos definidos no RT, as tarifas de Uso da Rede de Distribuição (URD) devem proporcionar os proveitos permitidos da atividade de distribuição de gás natural de cada operador da rede, recuperando os custos que lhe estão associados de exploração, de desenvolvimento e de manutenção das redes. Para obter esta recuperação estão definidas tarifas de URD, a saber:

- Tarifa de uso da rede de distribuição em MP, aplicável às entregas em MP e BP.
- Tarifa de uso da rede de distribuição em BP>, aplicável às entregas em BP>.
- Tarifa de uso da rede de distribuição em BP<, aplicável às entregas em BP<.

Genericamente, a tarifa de URD é composta pelos seguintes termos tarifários:

- Termo de capacidade utilizada, aplicável ao consumo máximo diário registado nos últimos doze meses, definido em euros por kWh/dia, por mês, aplicável a clientes com registo diário de consumos.
- Termo de energia, com diferenciação entre períodos de vazio e de fora de vazio, definido em euros por kWh. Define-se como período de vazio o mês de agosto.
- Termo fixo, com preços dependentes da periodicidade de registo do equipamento de medição, a qual pode ser diária, mensal ou superior.

d. Numa análise referencial global sobre a variação do preço médio da tarifa de URD, a ERSE refere que o preço médio aumenta 6,1% quando comparado com o ano gás anterior, essencialmente devido à variação tarifária (conforme ilustrado na figura 6-5 – Decomposição da variação do preço médio da tarifa de URD).

Figura 6-5 - Decomposição da variação do preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição

Tarifa	Preço médio 2019-2020	Preço médio 2020-2021	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	**7,71 €/MWh** Receitas: 202 194 k€ Quantidades: 26 216 GWh	**8,18 €/MWh** Receitas: 213 798 k€ Quantidades: 26 138 GWh	6,1%	**6,9%**	-0,8%

Nota: a relação entre as três variações é a seguinte: *(1 + Variação do preço médio) = (1 + Variação tarifária) x (1 + Efeito consumo).*

Fonte: ERSE – "Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2020-2021"

Face ao ano gás 2019-2020, os proveitos a recuperar da atividade de distribuição de gás natural apresentam uma variação de 5,5 %, sendo que esse aumento se deve especificamente ao efeito dos ajustamentos de anos anteriores devidos às empresas e refletidos no ano gás 2020-2021.

De facto, constata-se uma redução do nível dos proveitos permitidos da atividade de distribuição para o ano gás 2020-2021 face ao ano anterior de 3,9%, resultante essencialmente da redução dos custos de investimentos a recuperar pelas tarifas que, por sua vez, decorre, de acordo com a ERSE, de uma

melhor adequação entre o nível de investimentos nas redes de distribuição e o seu nível de consumo e adicionalmente a esta maior racionalidade a ERSE refere ainda que a da taxa de remuneração, por sua ação, se reflete também na diminuição dos custos de investimentos a recuperar pelas tarifas.

Quadro 4-27 - Proveitos da atividade de Distribuição de gás natural

Unidade: 10^3 EUR

		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação 2019-2020/ 2020-2021
A=B+(C*D)	Custos com capital afetos a esta atividade, previstos para o ano gás *t*	146 205	137 926	-6%
B	Amortizações do ativo fixo afecto à actividade Distribuição, liquidas das amortizações dos ativos comparticipados, previstas para os anos s e s+1			
C	Valor médio do ativo fixo afecto à actividade de distribuição do ORD liquido de amortizações e comparticipações, previstos para os anos s e s+1			
D	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição			
E	Custos de exploração aceites pela ERSE	71 375	71 177	-0,3%
F	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás *t-2*, do operador da rede de distribuição *k*, aceites pela ERSE	0	0	
H=A+E+F	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s	217 580	209 103	-3,9%
I	Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP do operador da rede de distribuição k previstos para o ano gás t	5 219	5 965	14,3%
J	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da atividade de Distribuição do ORD para o ano s-1	10 591	0	-
K	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da atividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	4 795	-4 695	-
L=H-I-J-K	Proveitos a recuperar da atividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição *k*, com ajustamentos considerados nos anos s-2 e s-1	196 975	207 832	5,5%

FONTE: ERSE – "Proposta proveitos e ajustamentos para o ano gás 2020-2021"

e. No que respeita à atividade de distribuição de GN para o ano gás 2020-2021, cujo valor é recuperado por via da aplicação da tarifa de URD, os ajustamentos são neste período a favor das empresas, aumentando assim o valor dos proveitos a recuperar pela tarifa de URD.

Como se pode verificar no quadro anterior, os ajustamentos do ano de 2018 foram a favor das empresas na ordem dos 4,7 milhões de euros, enquanto que a ERSE tinha antecipado para o ano gás 2019-2020 um ajustamento provisório para o mesmo ano na ordem de 10,6 milhões a favor dos consumidores.

O CT constata assim que o aumento do preço médio da tarifa de URD se deve essencialmente à estimativa por excesso do ajustamento provisório relativo ao ano de 2018 no ano gás 2019-2020, que reduziu os proveitos a recuperar nesse ano, e cujo ajustamento definitivo no ano gás 2020-2021 será a favor das empresas, corrigindo o valor antecipado no ano anterior.

f. O CT reconhece a dificuldade de previsão da evolução de todas as variáveis do sistema tarifário, no entanto, recomendando, ainda assim, uma maior prudência nas estimativas dos ajustamentos provisórios, em articulação com as empresas.

g. Não obstante verificar-se uma variação do preço médio da tarifa de URD em 6,1%, o CT reconhece o esforço conjunto do regulador e das empresas na otimização do valor base dos proveitos permitidos, que se tem traduzido numa redução sistemática o que sinaliza eficiência, sustentabilidade e compromisso destas entidades para com os consumidores, anotando-se igualmente a resposta positiva dos operadores para com as metas definidas pela ERSE.

B.9. - LIMIAR DE CONSUMO E DEMAIS CARACTERÍSTICAS PARA APLICAÇÃO DE TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES OPCIONAIS EM MÉDIA PRESSÃO E EM BAIXA PRESSÃO>

a. Todos os consumidores com faturação em Média Pressão (MP), incluindo os consumidores com ligação em Baixa Pressão (BP) e faturação em MP, com consumos anuais superiores ou iguais a 10 000 000 m^3/ano podem optar por tarifas de acesso às redes opcionais em MP.

b. A definição do valor de desconto a aplicar encontra-se regulamentado através de uma fórmula explícita dependente do consumo e da distância à rede AP de cada ponto de consumo em particular.

c. Esta tarifa tem como objetivo evitar decisões de investimento inadequadas numa perspetiva global, como a da construção de ligações diretas à rede AP por grandes clientes, atualmente abastecidos em MP ou BP, consequência dos níveis tarifários mais elevados da tarifa de acesso às redes de distribuição.

d. Por outro lado, evita um aumento nas tarifas de acesso às redes a serem suportadas por todos os consumidores ligados às redes de distribuição em MP e em BP, devido a uma redução do volume distribuído através destas infraestruturas.

e. Note-se que este mecanismo não tem em conta os custos da TOS suportados pelos clientes abastecidos pelas redes de distribuição, constituindo uma parcela adicional do diferencial de custos gerado entre os clientes abastecidos em AP e os abrangidos por este mecanismo.

f. O CT verifica que a atualização proposta do termo fixo da fórmula (de 0.00174 Eur/kWh para 0.00197 Eur/kWh) está alinhada com a evolução do diferencial médio entre tarifas para clientes abastecidos em AP e os abrangidos por este mecanismo.

g. O CT anota com agrado a inclusão dos parâmetros da fórmula no documento "Proposta de tarifas GN 2020-2021", tal como recomendado pelo CT no parecer relativo à "Proposta de tarifas GN 2019-2020".

B.10. - OPÇÕES TARIFÁRIAS DE ACESSO ÀS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

No ano gás 2020-2021 as opções tarifárias de acesso às redes de distribuição em MP e em BP> são as seguintes:

- Tarifa de longas utilizações, cuja capacidade utilizada corresponde à máxima capacidade diária dos últimos 12 meses.
- Tarifa de curtas utilizações, cuja capacidade utilizada corresponde à máxima capacidade diária dos últimos 12 meses. O preço da capacidade utilizada nesta opção é inferior ao preço na opção de longas utilizações, por transferência para o preço de energia, que apresenta valores mais elevados. Esta opção tarifária é vantajosa para os consumidores com modulações anuais inferiores a cerca de 90 dias e 60 dias, na MP e na BP>, respetivamente.
- Tarifa flexível anual, que permite a contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão. A capacidade base anual contratada tem que ser maior ou igual ao máximo consumo diário registado nos meses de inverno (de outubro a março) dos últimos 12 meses anteriores, incluindo o mês a que a fatura respeita. A capacidade mensal adicional dos meses de verão corresponde à diferença entre a capacidade máxima mensal determinada no mês da faturação e a capacidade base anual contratada. Só é permitida a agregação no mesmo ponto

de entrega da contratação de capacidade anual com a contratação de capacidade mensal nos meses de verão.

- Tarifa flexível mensal para contratação exclusivamente mensal. A capacidade mensal corresponde ao máximo consumo diário registado no mês da fatura. O preço da capacidade pode ser diferente em cada mês.

Na contratação mensal, no âmbito da tarifa flexível, e nas tarifas de curtas utilizações, sendo de caráter suplementar, está dependente da disponibilidade de capacidade das infraestruturas.

- Os fatores multiplicativos que relacionam os preços de capacidade das opções tarifárias flexíveis em MP e em BP> com os preços de capacidade da opção tarifária de longas utilizações para o ano gás 2020-2021 são apresentados no quadro seguinte.

Quadro 9-5 - Fatores multiplicativos das tarifas flexíveis em MP e BP>

	Mês	Fatores multiplicativos	
		Tarifa anual	Tarifa mensal
Inverno	jan	-	2,50
	fev	-	2,50
	mar	-	2,50
Verão	abr	1,25	1,25
	mai	1,25	1,25
	jun	1,25	1,25
	jul	1,25	1,25
	ago	1,25	1,25
	set	1,25	1,25
Inverno	out	-	2,50
	nov	-	2,50
	dez	-	2,50

Fonte: ERSE- Estrutura Tarifária no ano gás 2020-2021

O CT reforça a importância de assegurar opções de contratação flexíveis para os consumidores, em particular para aqueles que, pela sua dimensão, disponham de sistema de telecontagem.

B.11. - ESCALÕES DE CONSUMO NAS TARIFAS DE USO DAS REDES DE AP, MP E BP>

a. A introdução dos escalões de consumo nos vários níveis de pressão visa aproximar as tarifas de Acesso às Redes (TAR) entre os vários níveis de pressão nos intervalos de consumo em que se observam diversos consumidores com características de consumo semelhantes, mas ligados a redes de pressão diferentes.

b. As TAR em MP e BP> 10 000m^3/ano, de longas utilizações e de curtas utilizações, apresentam os seguintes escalões de consumo por nível de pressão:

- Média Pressão:

  Consumo anual < 2 000 000 m^3

  Consumo anual >= 2 000 000 m^3

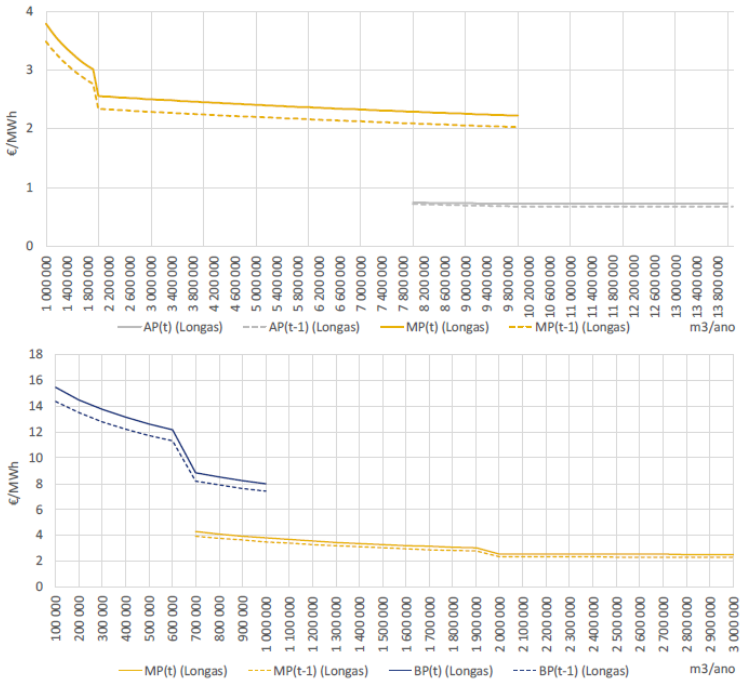
- Baixa Pressão > 10 000m^3/ano:

  10 000 m^3 < Consumo anual < 700 000 m^3

  Consumo anual >= 700 000 m^3

c. O CT regista o aumento no diferencial de preços entre as TAR em AP e em MP, provocado pela descida da tarifa de uso da rede transporte e a subida da tarifa de uso da rede de distribuição, como é evidenciado na figura seguinte:

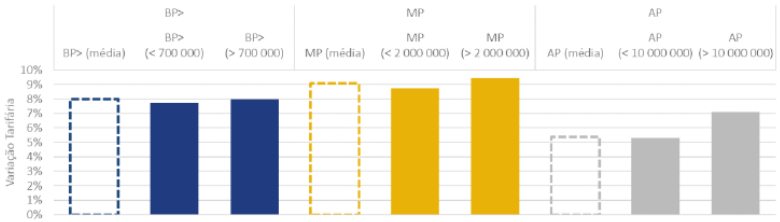
Figura 10-1 - Evolução do Preço médio das tarifas de Acesso às Redes em AP, MP e BP> em (t) e (t-1)



Fonte: ERSE- Estrutura Tarifária no ano gás 2020-2021

d. A introdução dos escalões de consumo nas TAR resulta em que os consumidores com consumos anuais localizados no 2.º escalão de consumo de cada nível de pressão (consumos superiores) observem aumentos tarifários superiores aos consumidores localizados no 1º escalão de consumo para cada nível de pressão, como mostra a figura seguinte:

Figura 10-2 - Variação tarifária na tarifa de Acesso às Redes por nível de pressão e por escalão de consumo



Fonte: ERSE- Estrutura Tarifária no ano gás 2020-2021

e. Na revisão regulamentar do gás natural, de 30 de janeiro de 2019, a ERSE apresentou no documento de "Enquadramento" um capítulo dedicado ao estudo dos "Escalões de consumo nas tarifas de uso das redes de MP e BP>".

f. O CT reconhece a relevância dos estudos feitos pela ERSE sobre esta temática, tendo em vista:

- a caracterização da estrutura tarifária das redes de distribuição de diversos países europeus;
- a caracterização de consumos, capacidades e faturações anuais de vários consumidores ligados em MP ou BP;
- a avaliação dos impactes económicos na faturação dos consumidores na fronteira de consumos.

g. Para o ano gás 2020-2021 a ERSE apresentou uma nova análise com uma amostra atualizada, por consumos, capacidades e por faturações anuais. Esta amostra é constituída por 944 consumidores com consumos anuais superiores a 100.000 m^3 ligados em MP ou BP.

h. As características dos consumidores dessa amostra estão apresentadas no quadro abaixo:

Quadro 10-2 -Características dos consumidores em BP> e MP com consumos anuais superiores a 100 000 m^3, com tarifas do ano gás 2020-2021

Tarifas 2020-2021			N.º Consumidores	Consumo Médio (m^3/ano)	Modulação Média (dias/ano)	Faturação Média (€/ano)	Preço Médio (€/MWh)
BP>	100 000	699 999	550	264 967	143	93 414	30,66
	700 000	999 999	72	823 672	160	252 224	26,30
MP	1 000 000	1 999 999	144	1 431 152	166	369 626	22,16
	2 000 000	>2000000	178	6 913 142	196	1 709 593	21,34

Fonte: ERSE- Estrutura tarifária no ano gás 2020-2021

i. A ERSE conclui que, em BP>, apenas 26 consumidores teriam benefício económico caso verificassem um incremento no seu consumo anual e lhes fosse aplicada as TAR para consumos anuais >= 700.000 m^3. Esses 26 consumidores teriam uma redução total média de aproximadamente 13.177€/ano, representando uma redução média de -5,7% no total da sua fatura final.

j. A ERSE apresentou também a mesma análise para consumidores em BP com consumos anuais na fronteira de 1.000.000 m^3, tendo sido identificados 29 consumidores que poderiam beneficiar de um desconto médio de 22.143 €/ano, representando uma redução média de -7,7% do total da fatura final desses consumidores.

k. Quanto aos consumidores em MP com consumos anuais na fronteira de 2.000.000 m^3, foram detetados 3 consumidores que poderiam beneficiar de um desconto médio de 6.189 €/ano (-1,2% de desconto médio), caso incrementassem os seus consumos e lhes fosse aplicada as TAR para consumos anuais >= 2.000.000 m^3.

l. O quadro seguinte agrega os resultados dos impactes económicos na faturação dos consumidores nas fronteiras dos escalões de consumo.

Quadro 10-4 - Impactes económicos na faturação dos consumidores nas fronteiras dos escalões de consumo para o ano gás 2020-2021

Fronteira		N.º Consumidores afetados	N.º Consumidores afetados (%)	Desconto médio (€/ano)	Desconto médio (%)	Total anual do desconto (€/ano)	Total anual do desconto na fatura final (%)
BP>	700 000	26	2,8%	-13 177	-5,7%	-342 604	-0,7%
BP> MP	1 000 000	29	3,1%	-22 143	-7,7%	-642 153	-3,5%
MP	2 000 000	3	0,3%	-6 189	-1,2%	-18 566	-0,03%

Fonte: ERSE - Estrutura tarifária no ano gás 2020-2021

O CT regista que a proposta agora apresentada pela ERSE agrava as descontinuidades tarifárias nas fronteiras dos escalões de consumo face ao ano gás anterior, o que se considera menos adequado.

m. O CT entende que a análise da descontinuidade tarifária das tarifas de acesso às redes nas fronteiras dos escalões de consumo, feita cumulativamente com o preço da componente energia adquirida em mercado, pode ser distorcida face ao peso relativo das componentes energia e acesso na fatura final paga pelos consumidores.

n. O CT insta uma vez mais a ERSE a prosseguir o caminho da otimização da descontinuidade tarifária nas fronteiras dos escalões de consumo, a fim de evitar o eventual benefício de consumidores menos eficientes, conforme tem vindo a ser solicitado por este Conselho.

B.12. - TARIFA DE ENERGIA

a. Nos termos do Regulamento Tarifário, a Tarifa de Energia (TE), que resulta da atividade regulada de compra e venda de gás natural, levada a cabo pelo Comercializador de último Recurso Grossista (CUR_g) e pelos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas (CUR_r), reflete o custo previsto para a aquisição de gás natural, mais o custo com a utilização das infraestruturas da RNTIAT (terminal de receção de GNL, armazenamento subterrâneo e termo de entrada do uso da rede de transporte) e ainda o custo da constituição da reserva estratégica de gás natural;

b. Os custos de aquisição de gás natural dos CUR_r para fornecimento aos seus clientes, resultam diretamente dos custos suportados pelo CUR_g, que estão dependentes dos mecanismos de aquisição previstos no quadro regulamentar;

c. A TE aplicada pelos CUR_r é parte integrante das tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais (TTVCF), que inclui ainda a tarifa de acesso às redes e a tarifa de comercialização. No quadro do processo de extinção das TTVCF em curso, estas são exclusivamente aplicadas aos fornecimentos realizados pelos CUR_r em Baixa Pressão (BP);

d. Tal como tem vindo a ser salientado pelo CT, o alinhamento entre o custo de energia refletido nas tarifas aplicadas pelos CUR_r e o custo de aprovisionamento no mercado grossista, constitui um ponto fundamental para o adequado funcionamento do mercado, motivo pelo qual acolheu a recente proposta da ERSE no sentido de implementar um mecanismo de monitorização trimestral da TE, com o objetivo de assegurar a adequação do preço médio de energia para os fornecimentos aos CUR_r, com recurso a eventual atualização tarifária;

e. No quadro da presente proposta de tarifas e preços para o ano 2020-2021, o CT constata a redução de -17,9% da TE para consumidores finais com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m^3, tendo por base de comparação o exercício 2019-2020.

Quadro 0-6 - Variação anual da tarifa de Energia para clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m^3/ano

Tarifas por atividade	Variação tarifária 2020-2021/2019-2020
Tarifa de Energia ≤ 10 000 m^3/ano	-17,9%

Fonte: ERSE - Proposta de tarifas e preços para o ano gás 2020-2021

f. De acordo com o documento relativo à proposta de proveitos, é possível concluir que o custo unitário de aquisição de gás natural considerado para o mesmo efeito foi de 19,84 €/MWh para o ano 2020 e 17,10 €/MWh para o ano 2021, resultando, portanto, num preço médio de aproximadamente 18,47 €/MWh que constitui a TE da atividade de compra e venda de gás natural para fornecimento aos CUR_r. Este valor encontra-se cerca de 4 €/MWh abaixo do valor de referência do ano anterior, como resultado de uma redução do custo da *commodity*;

g. A TE transitória dos CUR_r, aplicável aos consumidores em BP com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m^3 é de 18,55€/MWh, sendo de 25,96 €/MWh para fornecimentos superiores a 10 000 m^3;

h. Tendo em conta que o documento de proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2020-2021 foi elaborado num contexto de incerteza e volatilidade dos mercados das principais *commodities* energéticas, considera o CT ser de extrema relevância a monitorização continuada dos custos de aprovisionamento de gás natural dos CUR_r.

B.13. - TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO

a. A tarifa de Comercialização (TC) da atividade regulada de comercialização de gás natural é aplicada pelos CUR_r aos seus clientes, refletindo custos de estrutura comercial, designadamente custos de gestão comercial, faturação e cobrança, sendo parte integrante das TTVCF;

b. A TC é composta por dois termos tarifários:

(i) fixo, expresso em €/mês e,

(ii) e preço de energia, expresso em €/MWh.

A estrutura da tarifa assenta numa lógica de custos médios de referência que sofrem um escalamento multiplicativo de forma a permitir recuperar os proveitos permitidos tendo em conta o n.º de clientes e a energia;

c. A variação anual da TC para clientes do mercado regulado com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m^3/ano, regista na proposta de tarifas e preço para 2020-2021 um aumento de 1,1%.

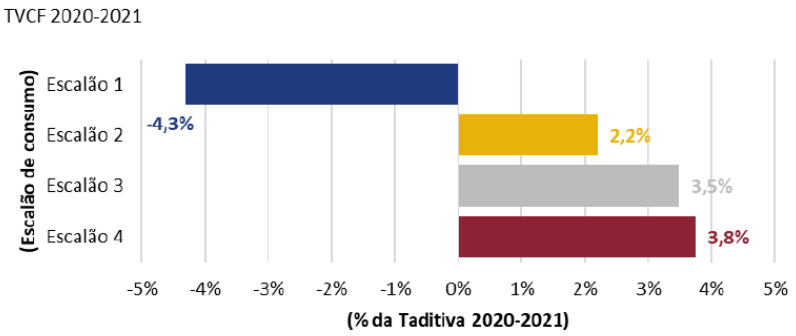
B.14. - ANÁLISE DA CONVERGÊNCIA DAS TTVCF PARA A TARIFA ADITIVA, PARA CONSUMOS ANUAIS INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 M^3

a. No enquadramento legal do SNGN está estabelecido o princípio da estabilidade tarifária, ou seja, da proteção dos clientes face à evolução das tarifas, através de um mecanismo de convergência para as tarifas aditivas. Este mecanismo assegura uma evolução gradual dos preços das TTVCF.

b. A ERSE decidiu limitar os acréscimos tarifários em termos reais de preços superiores à taxa de inflação (1,1%), devido à previsível recessão económica motivada decorrente da pandemia provocada pela COVID-19 e que reforça a necessidade de acautelar impactes significativos sobre os consumidores, situação que merece o acordo do CT.

c. Apesar deste agravamento conduzir a uma aproximação entre a tarifa aditiva transitória e a tarifa transitória efetivamente estabelecida, o CT não pode deixar de reiterar, tal como em pareceres anteriores, a sua preocupação relativamente à aplicação deste mecanismo de estabilidade, em especial no que concerne às distorções tarifárias para clientes em BP<.

Figura 13-3 - Distância das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para a tarifa aditiva transitória no ano gás 2020-2021



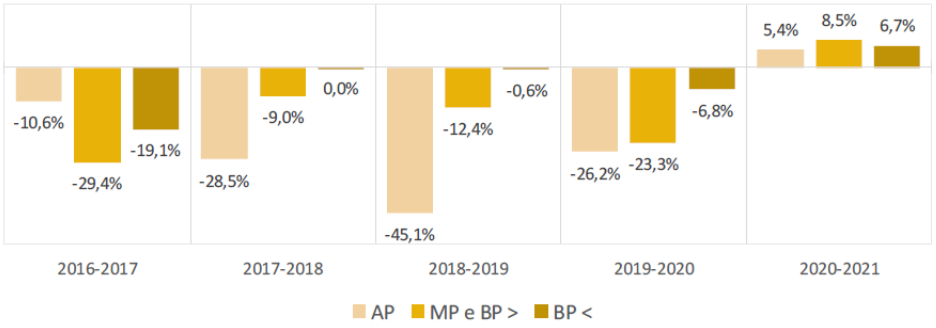
Fonte: ERSE - Estrutura tarifária no ano gás 2020-2021

d. Em particular, nota o CT uma preocupação clara da ERSE em proteger o escalão 1 da BP < em relação aos outros escalões, opção que o CT não contesta de per si, mas que considera relevante o suficiente para recomendar que a ERSE justifique este posicionamento na sua proposta de tarifas.

B.15. - EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

a. Após sucessivos anos gás onde as tarifas de Acesso às Redes (TAR) apresentaram sistematicamente variações negativas face ao ano anterior, a proposta da ERSE agora posta em discussão mostra uma inversão significativa dessa tendência, como mostra o quadro seguinte:

Figura 0-2 - Variação das tarifas de Acesso às Redes



Fonte: ERSE - Proposta de tarifas e preços para o ano gás 2020-2021

b. A proposta de TAR apresentada pela ERSE para o ano gás 2020-2021 apresenta variações positivas face ao gás anterior, como mostra o quadro seguinte:

Quadro 0-2 - Variação anual das tarifas de acesso às redes

Tarifas de Acesso às Redes	Variação tarifária 2020-2021/2019-2020
Clientes em AP (> 50 milhões de m^3/ano) *	5,4%
Clientes em MP e BP> (> 10 000 m^3/ano)	8,5%
Clientes em BP < (< 10 000 m^3/ano)	6,7%

(*) Os limites de consumo indicados são indicativos

Fonte: ERSE - Proposta de tarifas e preços para o ano gás 2020-2021

c. A variação das TAR depende das tarifas por atividade associadas com o uso das redes de transporte e de distribuição, com a Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC) e com a gestão global do sistema. O quadro seguinte mostra essa variação tarifária:

Quadro 0-5 - Variação anual das tarifas por atividade

Tarifas por atividade	Variação tarifária 2020-2021/2019-2020
Infra-estruturas de Alta Pressão	
Tarifa de Uso do Terminal de GNL	4,2%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	-0,9%
Acesso às Redes e Gestão Global do Sistema	
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	-56%
Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	-24%
Tarifa de Uso Global do Sistema	890%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	6,9%

Fonte: ERSE - Proposta de tarifas e preços para o ano gás 2020-2021

d. É de salientar a descida das tarifas de uso da rede de transporte (-56%) e da do OLMC (-24%), em contraponto com o aumento da tarifa de uso da rede de distribuição (+6,9%). A variação da tarifa UGS (+890%) decorrente de razões específicas já referidas noutros pontos deste parecer.

e. O quadro seguinte evidencia os impactes no preço médio das TAR, por tipo de cliente. As variações do preço médio são todas positivas (de 7,1% a 14%) para todos os tipos de clientes, com exceção dos centros electroprodutores (CEP) onde essa variação é negativa (-30,5%). Acresce ainda que as variações tarifárias são todas positivas, para todos os tipos de clientes. De um modo geral verifica-se a queda de 3,8% nos consumos (onde os CEP caem 13%), mas em contrapartida verifica-se o incremento das receitas de 2,2%.

Figura 6-7 - Receitas, quantidades e preços médios associados às tarifas de Acesso às Redes, por tipo de cliente

Tarifa de Acesso às Redes	Tarifas 2019-2020, consumos 2019-2020	Tarifas 2020-2021, consumos 2020-2021	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Centros eletroprodutores	**1,26 €/MWh** Receitas: 25 696 k€ Quantidades: 20 325 GWh	**0,88 €/MWh** Receitas: 15 554 k€ Quantidades: 17 689 GWh	-30,5%	3,6%	-32,9%
Clientes em Alta Pressão	**0,66 €/MWh** Receitas: 11 297 k€ Quantidades: 17 048 GWh	**0,76 €/MWh** Receitas: 13 081 k€ Quantidades: 17 316 GWh	14,0%	5,4%	8,2%
Clientes em Média Pressão	**2,35 €/MWh** Receitas: 41 644 k€ Quantidades: 17 717 GWh	**2,61 €/MWh** Receitas: 46 377 k€ Quantidades: 17 780 GWh	11,0%	9,1%	1,7%
Clientes em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m³	**10,74 €/MWh** Receitas: 43 868 k€ Quantidades: 4 086 GWh	**11,64 €/MWh** Receitas: 47 252 k€ Quantidades: 4 060 GWh	8,4%	8,0%	0,4%
Clientes em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³	**30,02 €/MWh** Receitas: 132 472 k€ Quantidades: 4 413 GWh	**32,16 €/MWh** Receitas: 138 217 k€ Quantidades: 4 298 GWh	7,1%	6,7%	0,4%

Nota: a relação entre as três variações é a seguinte: *(1 + Variação do preço médio) = (1 + Variação tarifária) x (1 + Efeito consumo).*

Fonte: ERSE - Proposta de tarifas e preços para o ano gás 2020-2021

f. A comparação entre os proveitos para o ano gás 2020-2021 da atividade de gestão técnica global do SNGN e dos mesmos para o ano gás 2019-2020, mostra um acréscimo dos proveitos associados à parcela I da tarifa de UGS decorrentes dos ajustamentos que passaram de valores a devolver pela empresa em tarifas de 2019-2020, para valores a receber em tarifas de 2020-2021.

A variação ocorrida ao nível da parcela II da tarifa de UGS deriva dos ajustamentos da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimentos aos Comercializadores de Último Recurso.

No global os proveitos a recuperar passam de 3.139 K€ em 2019-2020 para 27.115 K€ em 2020-20121, isto é, um incremento de 23.976 K€ ⇔763,7%.

g. O CT não pode deixar de relevar esta significativa inversão da tendência da evolução das TAR, tanto mais que vivemos agora num ambiente de grandes incertezas provocadas pela pandemia Covid-19, que irão certamente provocar fortes reduções do consumo de gás natural.

C - PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA O ANO GÁS 2020-2021 DAS EMPRESAS REGULADAS DO SETOR DO GÁS NATURAL

C.1. - PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS

A revisão regulamentar de 2019 do setor do gás natural, introduziu alterações ao nível do cálculo dos proveitos permitidos das atividades reguladas. As tarifas passaram a ser aplicadas no período compreendido entre 1 de outubro do ano civil (s) e 30 de setembro do ano civil (s+1). Por esta razão a determinação dos proveitos para efeito de cálculo de tarifas em ano gás passou a ser calculado na proporção de 0,25 dos proveitos permitidos do ano s e de 0,75 dos proveitos permitidos do ano s+1.

Os pressupostos, as metodologias e os cálculos que sustentam os parâmetros regulatórios definidos para o corrente período regulatório, 2020-2023, encontram-se no documento "Parâmetros de regulação para o período 2020 a 2023", de maio de 2019, e aplicam-se desde 1 de janeiro de 2020.

Aos proveitos permitidos que resultam do modelo regulatório de cada atividade há que adicionar os ajustamentos definitivos do ano s-2 e, eventualmente, o provisório de s-1.

Os ajustamentos a repercutir no ano gás 2020-2021 dos operadores das infraestruturas são determinados essencialmente a partir dos desvios entre a procura de gás natural do ano 2018 versus os valores estimados, bem como na melhor estimativa do ano 2019 baseada nos dados disponíveis à data de emissão da proposta.

Com a recuperação e estabilização dos restantes segmentos de consumo desde 2014, foram as variações de consumo dos centros electroprodutores que determinaram maioritariamente as variações do consumo nacional de gás natural.

No caso dos comercializadores de último recurso os desvios resultam da diferença entre o consumo e número de consumidores no mercado regulado relativamente ao estimado e ao desvio da realidade decorrente dos fluxos associados à aditividade tarifária. Face às previsões, os maiores desvios ocorreram no segmento dos consumidores com consumos anuais superiores a 10 000m^3, verificando-se fornecimentos acima do previsto no cálculo tarifário, em resultado de uma evolução das quotas globais do mercado liberalizado em energia que ficou abaixo da previsão.

O quadro seguinte permite comparar os valores subjacentes ao cálculo das tarifas de 2019/2020 com os da proposta de tarifas 2020/2021, relativamente a proveitos permitidos por atividade, a custos *pass through*, a ajustamentos e ao diferimento intertemporal dos desvios de proveitos associados à procura de gás natural nas atividades de Transporte.

Proveitos e ajustamentos
(milhões de euros)

	tarifas 2019-2020	tarifas 2020-2021	Variação	
Proveitos permitidos Regulados				
Terminal	36	39	3	
Armazenagem	19	18	-1	
Transporte (exclui transporte rodovia)	70	65	-5	
Gestão Global do Sistema (exclui ERSE)	9	8	0	
OLMC	0	0	0	
Distribuição	218	209	-8	
Acesso às redes	351	340	-11	-3,2%
CUR G (energia)	21	16	-5	-22,4%
Curr (comercialização	11	10	-1	
	383	366	-17	-4,4%
Custos pass through				
GLUAG	0	0	0	
ERSE	4	4	0	
Transporte de GNL por rodovia	4	5	1	
	9	10	1	13%
Ajustamentos				
Ajust t-1	-40	-13	27	
Ajust t-2	-9	3	12	
Ajust. CUR	-10	-8	1	
	-59	-18	41	-68,8%
Diferimento intertemporal	3	-25	-29	
Total proveitos a recuperar com as tarifas	336	332	-4	-1,1%

Fonte: ERSE - "Proposta proveitos e ajustamentos para o ano gás 2020-2021", abril 2020.

Da análise do quadro acima, o CT constata que relativamente aos valores considerados para o ano gás 2019/2020, o total de proveitos permitidos a recuperar com as tarifas apresentam um decréscimo de 4 M€ (-1,1%):

- Os proveitos permitidos das atividades reguladas apresentam um decréscimo de cerca de 17 M€ (-4,4%), como consequência da aplicação dos parâmetros regulatórios em vigor. A única exceção ao decréscimo verifica-se no terminal de GNL, devido ao aumento dos custos com o acréscimo de utilização desta infraestrutura e o consequente aumento da componente de custos variáveis.
- Os custos aceites aumentaram cerca de 1 M€ (+13%). Para este acréscimo contribuiu o custo previsto com o transporte de GNL por rodovia o qual reflete a atualização da metodologia de cálculo do custo máximo aceite[65] .

[65] Cf. análise no ponto D3 deste parecer.

- Os ajustamentos a devolver às tarifas tiveram um decréscimo de 41 M€ (-68,8%), e embora continuem a contribuir para um decréscimo das tarifas o seu montante tem vindo a reduzir-se ao longo dos anos, na medida em que os desvios de procura se vão atenuando.
- O mecanismo intertemporal dos desvios de procura na atividade de transporte no presente exercício tarifário, contrariamente ao ocorrido nos 3 últimos anos gás, não foi ativado uma vez que o peso dos desvios dos anos s-2, s-1 e s associados à procura no total dos proveitos permitidos da atividade de transporte foi de 15%, valor abaixo do limite de 20% estabelecido para a sua ativação. O valor de 25 M€ reflete as anuidades dos diferimentos referente aos anos gás de 2017-2018, 2018-2019 e 2019-2020.

A redução dos proveitos permitidos é mais moderada devido ao impacte do montante dos ajustamentos a favor dos consumidores (cerca de 18 M€) ser menos expressivo face ao verificado no ano 2019-2020 (cerca de 59 M€).

O CT tomou nota da decisão da ERSE de não fazer refletir nos proveitos permitidos do ano gás 2020-2021 o valor dos ajustamentos provisórios referentes ao ano civil 2019 (s-1) da atividade de Transporte de gás natural e da atividade de distribuição de gás natural.

O CT não pode deixar de sublinhar o comportamento favorável do consumo que tem sistematicamente provocado desvios tarifários a devolver às tarifas pelos operadores, embora de forma decrescente, a par da ação dos mecanismos de estabilização tarifária. A volatilidade dos consumos do setor elétrico e as circunstâncias associadas à atual crise sanitária aconselham a alguma preparação no sentido de as tarifas poderem vir a ter variações significativas nos próximos anos, para refletirem os desvios de recuperação de proveitos.

C.2. - CUSTOS DE REFERÊNCIA PARA A ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

O mecanismo do equilíbrio económico-financeiro dos CUR corresponde ao diferencial entre os proveitos a recuperar pela aplicação da tarifa de comercialização e os proveitos permitidos da atividade de comercialização. Este diferencial é recuperado através da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS).

A definição do valor de referência para o cálculo deste diferencial está prevista no artigo 105.º do Regulamento Tarifário que, por sua vez, reflete o estabelecido no artigo 38.º do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro.

O processo anual de recolha de informação para atualização do valor de referência decorre desde 2013. Em 2019, a ERSE solicitou a atualização do questionário aos comercializadores que iniciaram a sua atividade anteriormente a 2018, bem como, o preenchimento do questionário aos novos comercializadores que iniciaram a sua atividade em 2018. Após a eliminação dos *outliers* ao nível dos custos unitários, a amostra resultou em 144 observações com valores de 2013 a 2018.

A amostra continua a ser bastante heterogénea pela inclusão, em cada ano, de empresas que se encontram em fazes embrionárias (o processo de liberalização ainda não alcançou uma fase de maior maturidade e estabilidade) e, em sentido oposto, empresas reguladas que se encontram em phasing out da sua atividade. Estes fatores, entre outros, ainda não permitem que a amostra obtida assuma as características econométricas adequadas à aplicação de metodologias paramétricas, pelo que apenas continua a ser possível a utilização de metodologias não paramétricas, em particular, a análise DEA (*Data Envelopment Analysis).*

Esta metodologia é aplicada, para cada entidade, numa perspetiva *input oriented*, considerando como input o nível de custos operacionais (exclui amortizações e provisões) e como output o número médio de clientes.

O comercializador eficiente é definido, teoricamente, como sendo a empresa virtual, cujo custo médio definido pelo rácio entre o custo operacional e o n.º de clientes é o mais baixo registado pelas empresas mais eficientes da amostra no período de 2013 a 2018 para cada um dos 4 *clusters* definidos.

A apresentação de resultados é efetuada para o conjunto de todos os comercializadores, independentemente de estarem afetos apenas ao setor do gás natural, ao setor elétrico ou a ambos.

Os custos de referência para as empresas mais eficientes dos dois *clusters* de maior dimensão são, respetivamente, os valores unitários de referência de 16,64 € e 18,21 €/cliente, comparativamente aos 28,19€ e 38,97 €/cliente apresentados para as empresas mais eficientes dos clusters de menor dimensão, respetivamente.

Na avaliação do desempenho das empresas reguladas do gás natural, os CUR_R do grupo GALP posicionam-se no terceiro *cluster*, enquanto que os CUR_R (EDP GAS SU e Sonorgás) posicionam-se no quarto *cluster*.

A ERSE considerou que o custo de referência para a determinação dos proveitos permitidos do nível de pressão de BP < 10 000 m^3 a recuperar pela tarifa de comercialização deve corresponder ao nível de custo mais eficiente do cluster 3, situando-se em 28,19 €/cliente[66]. O proveito unitário a recuperar por aplicação da tarifa de comercialização para o nível de pressão de BP > 10 000 m^3 corresponde ao valor considerado nas tarifas do ano gás de 2019/2020, ajustado pela variação anual do custo de referência calculado pela ERSE.

O CT reconhece o esforço de identificação dos custos eficientes da atividade, mas não pode deixar de sublinhar as consequências evidentes da redução do número de clientes e a alteração estrutural dessa atividade com relevância para as obrigações e para os custos fixos impostos, face a uma redução da base de clientes.

Assim, o CT solicita à ERSE que realize uma análise da atividade CUR_R e estabeleça uma recomendação ao Governo[67] de organização dos CUR_R, que permita a otimização do custo da atividade num universo de clientes cada vez menor tendo por base cenários que permitam evidenciar a resposta eficiente às necessidades do setor.

D - PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2020-2021

D.1. - PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS A VIGORAREM EM 2020-2021

Nos termos da regulamentação em vigor, nomeadamente do RRC, a ERSE deve fixar anualmente os preços dos serviços regulados a prestar pelos ORD e pelos CUR_R, tendo em conta a proposta previamente apresentada por estas entidades reguladas. Estes preços são aplicáveis aos seguintes serviços:

- Serviços de interrupção e de restabelecimento do fornecimento (ORD);
- Leitura extraordinária (ORD);
- Quantia mínima a pagar em caso de mora (CUR_R).

[66] Acréscimo de 1,5% relativamente ao valor de tarifas 2019/2020, de 27,76 €/cliente.

[67] Em linha com os comentários da ERSE ao parecer de 30/abril/2019: "*Importa também referir que qualquer reflexão mais profunda que seja efetuada a este nível implica também uma alteração da legislação em vigor, nomeadamente na extensão do prazo de aplicação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, por forma a que se consiga fazer uma reflexão atempada e tendo em consideração todos os requisitos em causa.*" Tendo a Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, estabelecido a obrigatoriedade de fornecimento de gás natural, pelos comercializadores de último recurso, até 31 de dezembro de 2022, para clientes finais de BP com consumos anuais superiores a 10 000 m^3 que não tenham contratado no mercado livre o seu fornecimento, e para clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m^3 que não exerçam o direito de mudança para um comercializador de mercado livre, até 31 de dezembro de 2025.

Identicamente, o enquadramento regulamentar existente estabelece que a ERSE aprove anualmente, também mediante proposta apresentada pelos operadores de rede, os seguintes parâmetros:

- Encargos com a rede a construir;
- Valores de referência, a considerar para efeitos tarifários, referentes aos custos com a integração nas redes de polos de consumo existentes;
- Fatores a considerar no cálculo do sobrecusto de veiculação de gás natural relativamente ao custo médio dos ativos considerados nas tarifas de uso das redes, para ligações às redes de instalações com consumo anual superior a 10 000 m^3 (n).

Relativamente aos serviços a prestar pelos ORDs para a proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2020-2021, os operadores, com exceção da Sonorgás, apresentaram à ERSE propostas de manutenção dos preços para os serviços de interrupção e de restabelecimento do fornecimento e para a leitura extraordinária, por estarem em linha com os custos incorridos nestas prestações de serviço. Pela mesma razão, estes ORDs propuseram também a manutenção dos custos de ligação às redes de distribuição, que tinham sofrido uma redução no ano gás anterior.

Já no que respeita aos serviços prestados pelos CURR, designadamente a quantia mínima a pagar em caso de mora, as empresas dos grupos Galp e GGND propuseram a manutenção do valor atualmente em vigor, por considerarem que o mesmo garante o equilíbrio entre os custos incorridos e a sinalização aos clientes incumpridores dos custos gerados no SGN.

A ERSE, na sua proposta de tarifas, considera adequada a manutenção no ano gás 2020-2021 dos preços dos serviços regulados que estão em vigor no ano gás em curso, tendo em consideração, por um lado, as propostas apresentadas pelas empresas/operadores e, por outro lado, a convergência verificada no passado relativamente aos custos reais destes serviços.

O CT concorda com a opção proposta pela ERSE, face à adequação dos valores a aprovar aos fins previstos na regulamentação.

D.2. - CUSTO MÁXIMO PARA O TRANSPORTE DE GNL POR CAMIÃO-CISTERNA

Os custos de transporte rodoviário de GNL por camião-cisterna para Unidades Autónomas de Gás natural (UAG), privadas ou públicas, são suportados pelo operador da rede de transporte (ORT) tendo por base um regime de custo máximo, deduzido a partir de uma análise por perequação dos contratos celebrados com os transportadores, sendo esses custos recuperados através da aplicação das tarifas de rede, quer aos consumidores abastecidos pela RNTGN, quer para os consumidores abastecidos a partir de uma UAG, de forma a garantir uma partilha solidária de custos, numa lógica nacional.

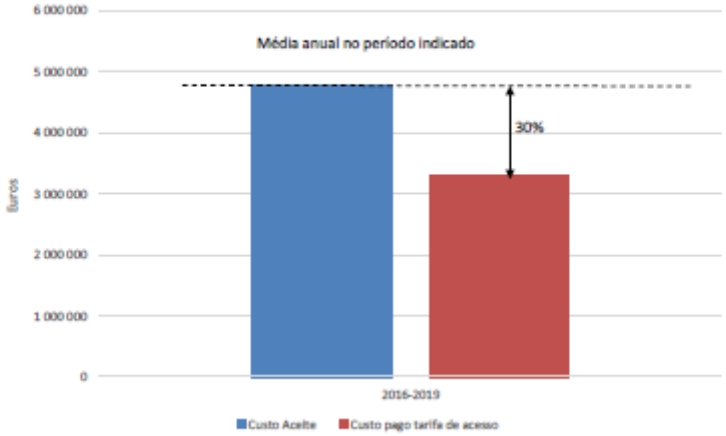
Este meio de transporte tem assegurado o abastecimento de GN a áreas remotas, onde o abastecimento através de uma infraestrutura de rede, suportada na RNTGN, não seria competitivo com esta solução.

O CT não pode deixar de secundar a ERSE ao sublinhar o papel essencial do GL-UAG na gestão das duas crises decorrentes das greves dos motoristas de matérias perigosas, verificadas em 2019, mencionando que "*apesar do período conturbado vivido durante esses dois períodos, nenhuma UAG do SNGN sofreu rotura de abastecimento*", reconhecendo igualmente, contudo, que resultaram alterações substanciais dos custos com pessoal das empresas transportadoras pelo acordo coletivo de trabalho celebrado entre as partes interessadas na sequência daqueles eventos.

Quanto aos custos desta forma de abastecimento, o sobrecusto do abastecimento das UAG, definido como a diferença entre o valor do preço contratual de transporte rodoviário de GNL e o valor obtido pela

aplicação das tarifas de acesso às redes, é apresentado na proposta de tarifas para o valor médio 2016-2019 como se identifica no gráfico. Cerca de 30% do custo não é perequado.

Figura 5-1 – Custo aceite com transporte de GNL em camião cisterna e custo com a tarifa de acesso



Fonte: ERSE - Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2020-2021

Por comparação com o período 2015-2018, verifica-se um agravamento do sobrecusto, motivado por um aumento do preço de transporte por camião e por uma diminuição da tarifa de acesso.

Quadro 5-1 – Evolução das quantidades e custos de transporte de GNL

	N.º de UAG abastecidas	N.º de camiões-cisterna	Total de energia transportada (MWh)	Custo total (€)	Custo aceite (€)
2009-2010	30	2037	625 676	1 919 960	1 919 960
2010-2011	34	2331	705 502	2 180 523	2 180 523
2011-2012	36	2526	761 215	2 334 632	2 334 632
2012-2013	43	2648	808 713	2 537 760	2 537 760
2013	50	3237	987 285	2 901 132	2 861 106
2014	56	3361	1 021 545	3 123 536	2 870 964
2015	64	3271	966 873	2 756 575	2 670 428
2016	64	3497	1 039 386	3 205 071	3 016 395
2017	68	3806	1 140 376	3 404 915	3 220 621
2018	84	4672	1 391 256	4 037 341	3 861 732
2019	95	4985	1 481 459	4 500 935	4 198 839

Nota: valores sem IVA; não consideradas as cargas para a UAG Socorridos.

Fonte ERSE: Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2020-2021

Dos elementos apresentados no quadro acima, verifica-se o aumento consistente do número de UAG e do total de energia transportada, refletindo uma penetração do GNL, como fonte alternativa de GN, em áreas geograficamente mais distantes.

A análise do quadro anterior permite ainda concluir que o mecanismo de preço máximo permitiu uma incorporação em proveitos permitidos e, consequentemente, na tarifa da atividade de transporte inferior em 7% ao valor do custo a incluir em 2019. No que respeita à proporção do custo coberto, esta variou consoante o comercializador, situando-se entre 84% e 100%.

Dos exercícios tarifários anteriores, o CT constatou que o diferencial de custo não era homogéneo em função da distância e que existiam UAG cujo nível de reconhecimento de custos de abastecimento poderia resultar prejudicado face a outras.

Assim, o CT referenciou a necessidade de se realizar uma análise dos custos de transporte de GNL por camião e, em particular, sobre as suas variáveis descritivas para que a estrutura de custos máximos refletisse da forma possível o custo eficiente do transporte rodoviário de GNL, recomendação que a ERSE adotou na aprovação do Tarifário para o AG 2019-2020.

O ORT apresentou o estudo solicitado e a respetiva proposta de fórmula e de parâmetros para o custo máximo aceite. Neste estudo foram envolvidos todos os comercializadores e, em particular, o gestor logístico das UAG (GL – UAG), pela sua particular relevância nesta atividade. Os principais pressupostos assumidos na proposta do ORT são os seguintes:

- Foram tidos em consideração os custos previstos tendo por base os contratos estabelecidos entre os comercializadores e os transportadores, designadamente as revisões previstas nos respetivos contratos.
- Foi considerado um aumento de 10% nos custos resultante do IPC, combustíveis e, em especial, da revisão do acordo coletivo de trabalho dos motoristas de matérias perigosas, cuja aplicação teve especialmente efeitos a partir de 1 de janeiro de 2020.
- O GL – UAG é responsável por cerca de 42% das cargas efetuadas, pelo que o peso que representa na perequação dos custos é especialmente significativo. Este agente efetuou recentemente um novo concurso para contratos para transporte de GNL, assumindo-se assim que deles resultaram custos eficientes, desde logo pela supervisão assegurada pela ERSE para as suas atividades.
- As portagens aplicáveis nas autoestradas são consideradas de forma autónoma. Não está ao alcance dos transportadores diminuir os custos com portagem, que são fixados por entidades externas ao SGN. Contudo, o CT reconhece que, sendo objetivo expresso do SGN a maximização da segurança, a utilização destas vias especiais deve ser privilegiada. Assim, o custo com as portagens é reconhecido diretamente pelo ORT, separadamente dos restantes custos.
- No caso de cargas partilhadas, ou seja, destinadas a mais do que uma UAG, passa a ser considerada a distância total (entre Sines e o destino final), em vez da distância média de cada UAG ao terminal. Deste modo, passa a ser tida em consideração a distância efetivamente percorrida.

A proposta agora apresentada com base no estudo do ORT referenciado que atende aos pressupostos acima elencados, concretiza-se numa indexação revista dos custos face à distância das UAG ao terminal GNL de Sines que, mantendo o princípio de não cobertura do universo dos custos verificados, tem uma razoável correspondência com os custos dos diversos contratos em vigor, deixando espaço para a otimização do custo de abastecimento.

$$Ca = FxExDist + TF + Port$$

em que:

Ca (€) - Custo máximo que pode ser aceite pelo operador da rede de transporte.

F (€ /(MWh x km)) - Fator multiplicativo a publicar anualmente pela ERSE.

E (MWh) – Energia transportada em cada cisterna.

Dist (km) – Distância reconhecida para cada UAG.

TF (€) – Termo fixo a publicar anualmente pela ERSE.

Port (€) – Valor das portagens, por UAG.

Para o ano gás 2019/2020 os parâmetros propostos são:

F = 0,0080 € / (MWh x km)

TF = 110 €

O CT valoriza positivamente o detalhe do estudo apresentado, reconhecendo equilíbrio nos seus pressupostos, bem como no facto de se manter o incentivo à racionalização dos custos de transporte rodoviário, traduzido no não reconhecimento integral dos custos contratualizados pelos comercializadores e GL-UAG.

Do mesmo modo, o CT não pode deixar de reconhecer o esforço realizado pelos diferentes *stakeholders* do SGN na gestão da situação de crise verificada em 2019, que permitiu ultrapassar sem disrupções de operação e do fornecimento às UAG os períodos de greve. Neste sentido, e valorizando igualmente quer a estabilidade e previsibilidade tarifárias, quer a paz social, que a aplicação do novo acordo coletivo de trabalho dos motoristas representam para o SGN, o CT sugere que a ERSE pondere a aplicação da nova indexação de custos aceites a partir de 1 de janeiro de 2020, data da entrada em vigor do referido acordo coletivo.

Neste enquadramento, o CT considera que a solução encontrada e agora proposta pela ERSE é adequada e recomenda a sua adoção.

E. MERCADO LIVRE

E.1. - IMPACTE ESPERADO NA COMPONENTE DE ENERGIA NO ML

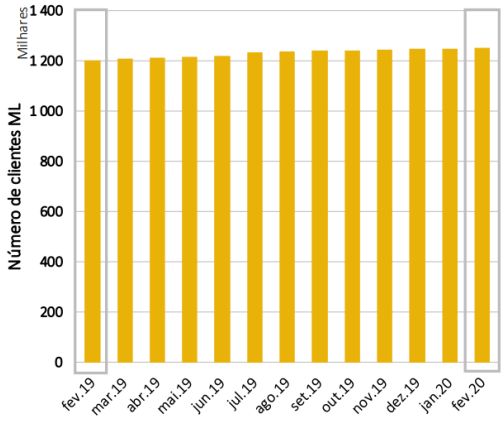
O CT destaca que na proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2020-2021, se encontram várias alusões no mesmo sentido, como por exemplo: "*A inclusão do impacte esperado na componente de energia, que é negociada livremente entre os comercializadores e os consumidores, faz com que sejam esperadas reduções nos preços praticadas no mercado livre, conforme quadro 0-4. Para determinar este impacto admite-se que cada comercializador do mercado livre atualiza o preço de energia no mesmo valor unitário que a variação da tarifa de energia aplicada pelo Comercializador de Último Recurso.*"

Nos termos dos seus estatutos, cf. Artigo 5.º, a ERSE deve fomentar e garantir a observância das regras da concorrência nos setores por si regulados (sem prejuízo das competências da Autoridade da Concorrência), pelo que o racional da ERSE acima exposto pode ser percecionado como possível condicionante à formação dos preços no mercado livre, por não atender aos critérios específicos seguidos em cada contrato.

Deste modo, é entendimento do CT que a inclusão, por parte do Regulador, nas propostas de tarifário regulado de qualquer sugestão do que poderá ser o comportamento dos comercializadores em regime de mercado, deverá ser evitada.

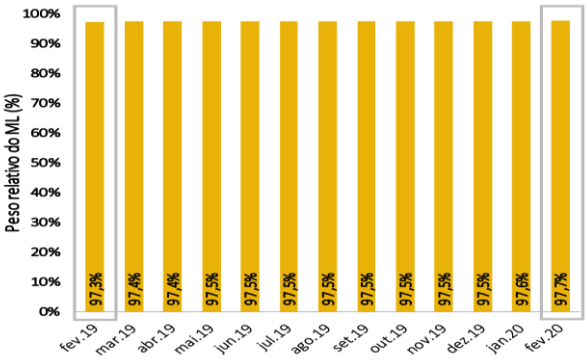
E.2. - EVOLUÇÃO DO MERCADO LIVRE (ML)

O mais recente Boletim do Mercado Liberalizado de Gás Natural da ERSE, de fevereiro de 2020, salienta que o Mercado Liberalizado (ML) de gás natural cresceu 4,1% no período de um ano, atingindo um número acumulado de 1,253 milhões de clientes em fevereiro, com um crescimento líquido de cerca de 3 600 clientes face a janeiro de 2020.



Fonte: Boletim do Mercado Liberalizado de Gás Natural da ERSE, de fevereiro de 2020

Após um período de aceleração das migrações para o regime de mercado, desde fevereiro de 2019 que o crescimento do número de clientes no ML regista uma taxa média mensal de aproximadamente 0,3%. O consumo anualizado dos clientes no mercado liberalizado no final de fevereiro representou 97,7% do consumo global, valor superior ao apresentado no mês homólogo em 0,4%.



Fonte: Boletim do Mercado Liberalizado de Gás Natural da ERSE, de fevereiro de 2020

Importa destacar também que os indicadores de mercado em fevereiro demonstram uma diminuição da concentração de mercado, tanto em termos de número de clientes, como em termos de consumo, o que revela que o mercado é dinâmico e competitivo.

De referir que a esmagadora maioria dos clientes de gás natural do segmento industrial já optaram por um comercializador em mercado livre, conforme se pode verificar na tabela abaixo. Do mesmo modo, uma percentagem muito significativa dos clientes residenciais e pequenas e médias empresas (PME) exerceu o seu direito de opção pelo mercado livre:

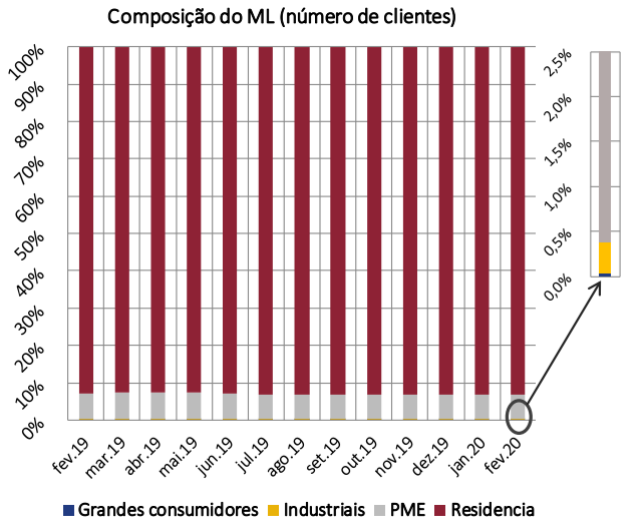
Taxa de Liberalização	% Clientes	% Consumo
Grandes Clientes	100%	100%
Industriais	89%	96%
PMEs	79%	76%
Residenciais	83%	84%

Fonte: Boletim do Mercado Liberalizado de Gás Natural da ERSE, de fevereiro de 2020

Em termos de número de clientes a caracterização do mercado liberalizado de gás natural em fevereiro é a seguinte:

i) Segmento dos clientes residenciais: representa cerca de 93% do total de clientes no ML;

ii) Segmento de PME: representa 6,5% do número global de clientes no ML.



Fonte: Boletim do Mercado Liberalizado de Gás Natural da ERSE, de fevereiro de 2020

O mês de fevereiro mantém a tendência de crescimento do número de clientes fornecidos no mercado liberalizado. O crescimento médio mensal do número de clientes em ML foi cerca de 0,3% desde fevereiro de 2019.

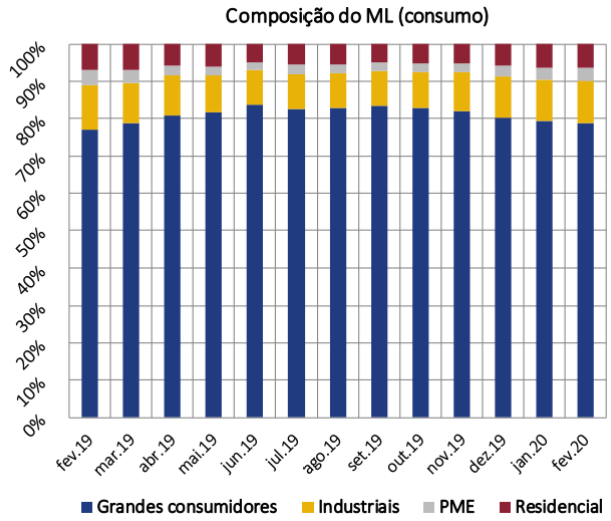
Relativamente aos consumos, o ML apresenta a seguinte caracterização:

i) Segmento dos grandes consumidores: representa a maior parte do consumo (78,8%);

ii) Segmento dos clientes industriais: apresenta um acréscimo face ao mês anterior (+6,8%) e, inversamente, um decréscimo face ao mês homólogo (-7,6%), representando 11,5% do consumo;

iii) O segmento dos clientes residenciais: representa cerca de 6,4% do consumo;

iv) O segmento dos clientes de PME: representou cerca de 3% do consumo.



Fonte: Boletim do Mercado Liberalizado de Gás Natural da ERSE, de fevereiro de 2020

Finalmente, é importante mencionar que a Lei n. º 2/2020, de 31 de março, que aprovou o Orçamento de Estado para 2020, desenvolvida, neste particular, pela Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, veio proceder novamente à prorrogação do prazo de extinção das tarifas transitórias para o fornecimento de gás natural para os clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10.000m^3, definindo 31 de dezembro de 2025 como nova data.

Atualmente permanecem ainda no mercado regulado, abastecidos pelo CUR, com tarifa transitória, cerca de 260 mil clientes, concentrados especialmente nos segmentos residencial e de PME.

F. TARIFA SOCIAL

A tarifa social de fornecimento de gás natural é uma medida que se destina a proteger os consumidores economicamente vulneráveis, garantindo-lhes o acesso a um bem essencial, como é o fornecimento de gás natural, independentemente do seu prestador.

A tarifa social de gás natural, criada pelo Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, consiste num desconto, aprovado por Despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais, veiculado através da tarifa de acesso às redes de gás natural em baixa pressão.

Podem beneficiar da tarifa social todos os consumidores que, cumulativamente, reúnam as seguintes condições:

a) Tenham um contrato de fornecimento de gás natural em seu nome, destinado exclusivamente a uso doméstico em habitação permanente, com consumo anual inferior ou igual a 500 m^3, e,

b) Se encontrem a receber da Segurança Social um dos seguintes apoios:
   - Complemento solidário para idosos;
   - Rendimento social de inserção;
   - Subsídio social de desemprego;
   - Abono de família (primeiro escalão);
   - Pensão social de invalidez.

A Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, que aprovou o Orçamento do Estado para 2016, veio alterar o Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, e o Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro,

redesenhando, no seu art.º 121.º, os descontos sociais existentes para o acesso ao serviço essencial de fornecimento de energia com vista à definição de um modelo único e automático.

O acesso ao benefício da tarifa social de energia elétrica e de gás natural passou, assim, a ser realizado através de um mecanismo de reconhecimento automático, com efeitos a partir de 1 de julho de 2016, centralizado na Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG).

No que diz respeito ao financiamento dos custos com a tarifa social, a Lei n.º 114/2017, de 29 de dezembro, que aprovou o Orçamento do Estado para 2018, introduziu alteração nesta matéria estipulando no seu artigo 209.º, que os custos decorrentes da aplicação da tarifa social aos consumidores de gás natural passam a ser suportados "*…pelas empresas transportadoras e comercializadoras de gás natural na proporção do volume comercializado de gás no ano anterior*."

Este normativo foi confirmado pelo artigo 241.º da Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro, e encontra-se igualmente previsto na Lei de Orçamento de Estado para 2020 (Lei n.º 2/2020, de 31 de março), no seu artigo 290.º.

Assim, nos termos da legislação em vigor, os encargos com a tarifa social do gás natural são assumidos pelo ORT, pelos ORD e pelos comercializadores (incluindo os de último recurso).

O membro do Governo responsável pela área da energia aprovou, através do Despacho n.º 4001/2019, de 10 de abril, o desconto da tarifa social de gás natural aplicável a partir de 1 de julho de 2019 até setembro de 2020, correspondendo a um desconto de 31,2 % sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais, excluído o IVA, demais impostos, contribuições, taxas e juros de mora que sejam aplicáveis. Para o ano gás 2020-2021 foi publicado o Despacho n.º 4131/2020, de 3 de abril, que mantem o desconto de 31,2% aplicável a partir de 1 outubro de 2020 para a tarifa social de gás natural.

O CT reitera o entendimento expresso no parecer anterior no sentido de ser pertinente refletir sobre a possibilidade/viabilidade de tornar o acesso à tarifa social de gás natural menos rígido, nomeadamente através da inclusão de mais escalões de abono de família e da pensão social de velhice via Segurança Social.

Conforme apresentado no quadro 3-66, cerca de 35 700 clientes beneficiavam de tarifa social de gás natural no final do 4.º trimestre de 2019, representando um decréscimo de 2% em relação ao trimestre homólogo, e um acréscimo de 1% em relação ao trimestre anterior. Para o ano gás 2020-2021 prevê-se que cerca de 36 mil clientes continuarão a beneficiar de tarifa social de gás natural.

Quadro 3-66 - Evolução clientes beneficiários da tarifa social de gás natural

	T1 2017	T2 2017	T3 2017	T4 2017	T1 2018	T2 2018	T3 2018	T4 2018	T1 2019	T2 2019	T3 2019	T4 2019	Variação T42019/T42018	Variação T42019/T32019
Mercado Regulado	4 307	4 159	4 015	3 425	3 360	3 292	3 234	3 019	3 013	2 945	2 894	2 734	-9%	-6%
Mercado Livre	31 489	31 957	31 813	31 794	32 386	32 347	32 469	33 239	32 967	32 229	32 310	32 890	-1%	2%
Total	35 796	36 116	35 828	35 219	35 746	35 639	35 703	36 258	35 980	35 174	35 204	35 624	-2%	1%

Fonte: ERSE – Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2020-2021, p. 138

O CT alerta, contudo, para o disposto no artigo 293.º da Lei n.º 2/2020, de 31 de março, que aprova o Orçamento do estado para 2020, e que estipula: "*O Governo, durante o ano de 2020, procede ao alargamento das condições de acesso à tarifa social da energia elétrica e do gás natural, designadamente integrando no âmbito da elegibilidade todas as situações de desemprego*".

Tendo em conta, por um lado, que esta realidade não se encontra refletida na proposta de tarifas agora em apreço pela impossibilidade temporal de integração na mesma, e, por outro lado, que é previsível que,

em virtude da pandemia COVID-19, a taxa de desemprego venha a sofrer um substancial aumento, o CT considera essencial que se proceda a uma aprofundada avaliação da implementação da tarifa social em toda a área coberta pela distribuição de gás natural e dos critérios de elegibilidade que, nomeadamente, evidencie a eficácia desta medida no processo de mitigação de situações de pobreza energética.

Finalmente, o CT recomenda à ERSE que proceda à elaboração de cenários resultantes do crescimento dos potenciais beneficiários desta tarifa, em especial no quadro da atual crise do Covid-19, e o seu impacte no equilíbrio económico-financeiro das empresas que suportam estes encargos: ORT, ORD, Comercializadores e CUR$_S$.

G. TAXAS DE OCUPAÇÃO DO SUBSOLO (TOS)

a. A Lei n.º 53-E/2006, de 29 de dezembro, que consagra o Regime Geral das Taxas das Autarquias Locais, na sua redação atual, permite às autarquias locais a criação de taxas por regulamento aprovado pelo respetivo órgão deliberativo autárquico, impondo o dever de fundamentação económico-financeira das mesmas. É o caso da TOS, considerada pelo Supremo Tribunal Administrativo como uma verdadeira taxa[68].

b. No âmbito da renegociação dos contratos de concessão, nos termos da Resolução do Conselho de Ministros n.º 98/2008, de 23 de junho e do Anexo III da Portaria n.º 1213/2010, de 2 de dezembro, estabeleceu-se o direito de as concessionárias fazerem repercutir sobre os utilizadores das suas infraestruturas, quer se trate de entidades comercializadoras de gás ou de consumidores finais, o valor integral das TOS que lhes sejam cobradas pelos municípios respetivos.

c. A Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, que aprovou o Orçamento de Estado para 2017, estabeleceu no n.º 3 do artigo 85.º que: *"A taxa municipal de direitos de passagem e a taxa municipal de ocupação do subsolo são pagas pelas empresas operadoras de infraestruturas, não podendo ser refletidas na fatura dos consumidores"*.

d. Dando cumprimento ao estabelecido no Decreto-Lei n.º 25/2017, de 3 de março, sobre as normas de execução do Orçamento de Estado para 2017, a ERSE procedeu a uma avaliação[69] das consequências do n.º 3 do artigo 85º da Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, no equilíbrio económico-financeiro das empresas operadoras de infraestruturas, concluindo que o mesmo poderia, a médio prazo, colocar em causa o equilíbrio económico-financeiro de algumas daquelas empresas.

e. Adicionalmente, a ERSE afirmou[70] que, à data, o quadro regulamentar de cálculo e de aplicação da TOS criava fortes distorções económicas no sistema nacional de gás natural, independentemente da sua repercussão ou não sobre os clientes, configurando um fator desestabilizador do setor do gás natural.

f. A Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro, que aprovou o Orçamento de Estado para 2019, consagrou no seu artigo 246.º que: "o *Governo procede, até final do 1.º semestre de 2019, à revisão do quadro legal enquadrador da taxa de ocupação do subsolo em vigor, nomeadamente em matéria de repercussão das taxas na fatura dos consumidores*". Adicionalmente, esta norma consagrou que se deverá "*assegurar a fixação de um limite mínimo e máximo indicativo do valor das taxas de ocupação do subsolo para os fornecimentos em BP< [menor que] e para os fornecimentos em BP> [maior que] e MP por parte dos municípios, atendendo aos princípios da objetividade, proporcionalidade e não discriminação*".

[68] Vg. o Ac. de 17 de novembro de 2004 (Proc. N.º 0650/04), o Ac. de 27 de abril de 2005 (Proc. N.º 01338/04), o Ac. de 9 de maio de 2007 (Proc. N.º 01223/06), o Ac. de 9 de outubro de 2008 (Proc. N.º 0500/08) e o Ac. de 17 de março de 2010 (Proc. N.º 0931/09).

[69] Estudo ERSE "Taxas de ocupação do subsolo", maio 2018.

[70] Estudo ERSE "Taxas de ocupação do subsolo", maio 2018.

g. O CT desconhece, à data, qualquer informação ou desenvolvimento adicional face ao acima exposto. A Lei nº 2/2020, de 31 de março, que aprova o Orçamento de Estado para o ano de 2020, inclusivamente, não faz qualquer referência à TOS.

h. Destaca-se que, da análise e comparação do anexo I do documento *Estrutura Tarifária das Tarifas de Gás para o ano gás 2019-2020* e o mesmo anexo do documento *Estrutura Tarifária no ano gás 2020-2021*, referente à estrutura da TOS, existe um aumento do número de municípios a fazer a cobrança de TOS, bem como alguns municípios que aumentaram as respetivas taxas.

i. O CT insiste que é fundamental finalizar e consensualizar o processo de definição do quadro regulamentar da TOS, salientando que a atual incerteza constitui um foco de instabilidade para o SNGN e gera expetativas junto dos consumidores e insegurança junto dos agentes económicos do setor.

j. Cumpre assim reiterar as recomendações deste Conselho, constantes de pareceres anteriores deste órgão, referentes à revisão do enquadramento legal da TOS, como se segue:

    1. Necessidade de serem estabelecidos tetos máximos para as taxas a aplicar (como se verifica na taxa municipal de direitos de passagem, nas telecomunicações), e mecanismos que promovam a homogeneização da sua aplicação;

    2. Necessidade de assegurar o equilíbrio económico-financeiro dos ORD, nos termos previstos nos seus contratos de concessão e na regulamentação em vigor, independentemente da solução que vier a ser encontrada;

    3. Disponibilização, no portal da ERSE, de um simulador nacional desta componente, auxiliando a decisão de investidores na instalação de atividades económicas num determinado município com o conhecimento prévio do impacte das TOS na sua fatura, e melhorando a informação aos consumidores.

H. QUALIDADE DE SERVIÇO

1. A qualidade de serviço constitui uma componente essencial do processo regulatório, enquanto fator determinante para a competitividade das empresas e instrumento que os consumidores valorizam cada vez mais no quadro das relações de consumo.

2. Por isso, o CT enfatiza e valoriza a crescente importância que o Regulador procura atribuir à qualidade de serviço nas suas diversas vertentes e reconhece a necessidade das propostas de tarifas e preços do gás natural refletirem objetivos quanto ao cumprimento dos padrões de indicadores de qualidade previstos no Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS).

3. Neste contexto, o CT assinala positivamente a publicação pela ERSE do Relatório da Qualidade de Serviço Técnica do Setor do Gás Natural, referente ao ano de 2018, que avalia a qualidade percecionada pelos clientes e o desempenho dos vários operadores de infraestruturas, nomeadamente redes e terminal de GNL quanto à continuidade de serviço, à pressão do fornecimento e quanto às características do gás natural.

4. O CT regista o cumprimento por parte das empresas reguladas, em 2018, dos padrões associados aos vários indicadores de qualidade de serviço, na vertente técnica, mantendo, assim, a tendência positiva registada nos últimos anos, aspeto que se reconhece e valoriza.

5. De novo, o CT recomenda à ERSE e aos operadores que mantenham a aposta consistente na melhoria contínua da qualidade de serviço, nas vertentes técnica e comercial, no setor do gás natural, valorizando esta importante componente do processo regulatório.

III – RECOMENDAÇÕES ADICIONAIS

MIBGÁS

O CT, a exemplo dos pareceres sobre as propostas de tarifário emitidos nos anos gás anteriores, volta a notar o atraso na conclusão da operacionalização do MIBGAS no mercado nacional.

Considera-se de realçar que os desenvolvimentos verificados em Espanha, desde o arranque das atividades do MIBGAS em dezembro de 2015, têm demonstrado as vantagens da existência de uma plataforma de negociação desta natureza, pelo crescimento da liquidez e da concorrência no mercado, que finalmente beneficiam os clientes.

Acresce que a plena adoção dos regulamentos europeus, nomeadamente o "Código Europeu de Balanço", em aplicação em Portugal desde em outubro de 2016, continua a ser algo prejudicada pela ausência de um mercado organizado, mantendo-se, há já vários anos, a aplicação de regras provisórias para permitir as operações de compra e venda necessárias aquele balanceamento realizado pelo Gestor do Sistema.

Desta forma, sem prejuízo de reconhecer que os desenvolvimentos finais necessários para a plena operação do MIBGAS em Portugal são de natureza legislativa, mas tendo em conta os mais que prováveis benefícios para o SGN no seu todo, resultantes da existência de um mercado organizado, em termos de promoção da competitividade, da transparência e da liquidez, por um lado, e cumprimento da regulação europeia, por outro, o CT renova a recomendação de que a ERSE promova junto das entidades relevantes a concretização das ações necessárias para que o MIBGAS se torne também uma realidade em Portugal no muito curto prazo.

IV - CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que a proposta apresentada pela ERSE deverá ser reformulada em conformidade com as recomendações constantes deste parecer.

Aprovado em 30 de abril de 2020.

[Parecer integral digitalizado]

◆ Resposta da ERSE ◆

Nos termos do n.º 4 do artigo 199.º do Regulamento Tarifário[71] e do n.º 2 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE[72], o Conselho de Administração (CA) da ERSE submeteu a parecer do Conselho Tarifário (CT) da ERSE, no dia 31 de março de 2020, a "Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2020-2021" e os respetivos documentos justificativos complementares, tendo o CT emitido o seu parecer a 30 de abril de 2020.

O processo de aprovação das tarifas e preços de gás natural a vigorar no ano gás 2020-2021 correu termos em contexto de estado de emergência, decretado por Decreto do Presidente da República n.º 14-A/2020, de 18 de março, que por efeito dos Decretos de renovação perdurou até às 23:59 horas do dia 2 de maio (fim da produção de efeitos do Decreto do Presidente da República n.º 20-A/2020, de 17 de abril) e em atual situação de calamidade, declarada pela Resolução de Conselho de Ministros n.º 33-A/2020, de 30 de abril, e prorrogada pela Resolução de Conselho de Ministros n.º 38/2020, de 17 de maio.

Neste contexto, a Lei n.º 1-A/2020, de 19 de março, veio determinar a suspensão dos prazos administrativos que corressem a favor de particulares, tendo sido alterada pela Lei n.º 4-A/2020, de 6 de abril, que veio esclarecer que aquela suspensão se referia à prática de atos por particulares em procedimentos administrativos. O processo de fixação de tarifas e preços pela ERSE não se encontra abrangido pela referida suspensão, tal como o prazo de emissão de parecer pelo Conselho Tarifário, previsto no n.º 6 do artigo 199.º do Regulamento Tarifário, que correu os seus normais termos e foi, como sempre, oportunamente cumprido.

Após a análise do parecer do Conselho Tarifário, tomando em consideração os comentários e sugestões nele apresentados, assim como as observações das demais entidades consultadas nos termos regulamentares, a ERSE aprova as tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2020-2021.

As decisões tomadas no processo de aprovação das tarifas e preços são devidamente justificadas através do documento "Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2020-2021" e respetivos documentos complementares, sendo os mesmos divulgados na página de internet da ERSE, acompanhados pelo parecer do CT da ERSE e dos comentários da ERSE sobre o mesmo.

Apresentam-se de seguida as observações da ERSE aos comentários e recomendações na especialidade constantes do parecer do CT à "Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2020-2021". Sobre os pontos do parecer do CT relativos a análise de matérias relevantes numa perspetiva de caracterização e análise da sua evolução, não são tecidas observações dadas as suas características iminentemente factuais e de enquadramento.

I - ENQUADRAMENTO

O CT elenca no seu parecer as recomendações incluídas no parecer do CT à "Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2019-2020 e parâmetros para o período de regulação 2020-2023". Como nem todas as matérias referidas serão tratadas no ponto II (Especialidade), importa apresentar esclarecimentos sobre algumas das recomendações que, no entender do CT, não tiveram acolhimento por parte da ERSE.

[71] Aprovado pelo Regulamento n.º 619/2017, publicado na 2.ª Série do *Diário da República* n.º 241/2017, de 18 de dezembro de 2017, alterado pelo Regulamento n.º 76/2019, publicado no *Diário da República*, 2.ª Série, n.º 13, de 18 de janeiro de 2019.

[72] Aprovados em anexo ao Decreto Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, com a última alteração introduzida pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho.

Em matéria de aplicação do desconto posterior (*ex-post*) aos produtos de capacidade interruptível na interface entre a rede nacional de transporte e o ponto virtual de interligação com Espanha (VIP Ibérico), considera-se que o quadro regulamentar em matéria de operacionalização do desconto posterior tem suficiente clareza. No que respeita às quantidades consideradas para o cálculo do desconto posterior, a Diretiva de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2019-2020 clarifica que a compensação incide «… sobre o valor de capacidade contratada do produto que foi interrompido.», e não sobre o montante de capacidade interrompido[73]. No que se refere à liquidação, a mesma diretiva refere que a repercussão da compensação é «… realizada na liquidação mensal do uso da rede de transporte de gás natural de cada agente de mercado e, no que respeita aos horizontes diário e intradiário, incide e está confinada ao montante mensal agregado apurado de capacidade interruptível contratada pelo respetivo agente de mercado nestes horizontes.»[74].

No que diz respeito à repercussão nas faturas dos consumidores da tarifa de Uso da Rede de Transporte (URT) aplicável aos comercializadores pela entrada na rede de transporte, a ERSE reitera a sua posição no sentido de não estabelecer parâmetros para a repercussão da componente de entrada da tarifa de URT nas faturas dos consumidores, de forma a não limitar a atividade de comercialização de gás natural em regime de mercado. Privilegia-se, assim, a livre negociação entre comercializadores e consumidores para a repercussão desta componente. Uma vez que as tarifas de entrada a partir do terminal de GNL e a partir do VIP Ibérico são diferentes desde o ano gás 2019-2020, um parâmetro fixado pela ERSE seria sujeito a erro na ausência de informação sobre o aprovisionamento de cada comercializador, a qual constitui informação comercialmente sensível. Acresce que um parâmetro fixado pela ERSE seria sempre incompleto uma vez que existem outras tarifas reguladas que se inserem no custo[75] de utilização das outras infraestruturas em alta pressão, e cujo valor depende novamente da estratégia de aprovisionamento de cada comercializador.

II - ESPECIALIDADE

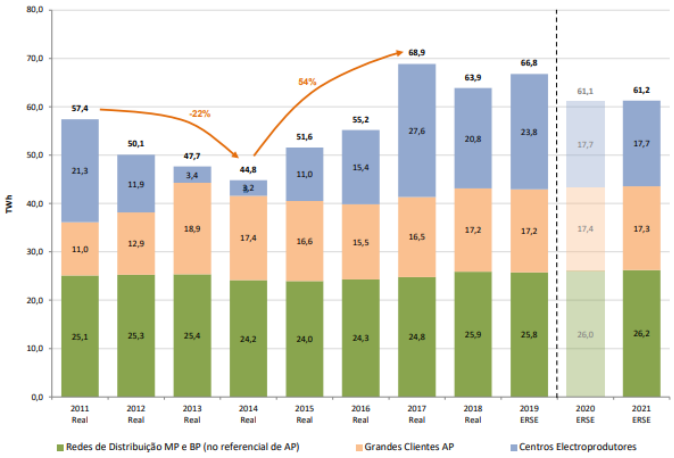
A.1. - CENÁRIOS ADOTADOS PARA O CONSUMO DE GÁS NATURAL POR TIPO DE CONSUMIDORES

A figura 2-2 do documento "Caracterização da procura de gás natural no ano gás 2020-2021", citada no parecer do Conselho Tarifário, apresenta uma previsão de consumo de gás natural para os centros electroprodutores no ano de 2021, que, por lapso, é igual à do ano 2019. O valor efetivamente utilizado para o ano de 2021 no presente exercício tarifário foi de 17,7 TWh, sendo apresentada em baixo a figura 2-2, após retificação.

[73] Ponto I.5.1.3.3 da Diretiva n.º 12/2019, de 1 de julho.

[74] Ponto I.5.1.3.3 da Diretiva n.º 12/2019, de 1 de julho.

[75] Designadamente as tarifas relacionadas com a utilização do terminal de receção de GNL e com a utilização do armazenamento subterrâneo.



A.1.1. – PREVISÃO DO CONSUMO DE GÁS NATURAL DOS CENTROS ELETROPRODUTORES

Como referido acima, a previsão de consumo de gás natural para os centros electroprodutores no ano de 2021 é de 17,7 TWh e não de 23,8 TWh, como apresentado na figura 2-2 do documento submetido a parecer do CT. Para o consumo previsto, de 17,7 TWh em 2021, confirma-se que os fatores de utilização da potência instalada das centrais de ciclo combinado são de 43% para a central da Turbogás e de 19% para o agregado das restantes centrais de ciclo combinado, que resulta num fator de utilização de 25% para a globalidade deste tipo de centrais.

A.1.3. – PREVISÃO DO CONSUMO DE GÁS NATURAL

O CT concorda com a proposta da ERSE que opta por considerar os valores previsionais dos fornecimentos e número de Pontos de Abastecimento (PA) dos Operadores das Redes de Distribuição (ORD) para 2021, para o agregado de Média Pressão (MP) e de Baixa Pressão (BP), exceto no caso da Sonorgás, em que se considera apenas 50% das previsões da empresa para os 18 novos polos, quer para o consumo, quer para PA, para 2021.

Adicionalmente, o CT concorda, em geral, com a previsão e fundamentação da ERSE, sendo que, em relação às perspetivas de retoma para 2021, tenderia a ser um pouco menos otimista.

A ERSE, nas previsões efetuadas tomou em consideração a informação enviada pelos operadores de rede de distribuição, uma vez que estes operadores têm maior conhecimento sobre a evolução da sua rede. Este exercício de previsão tem um maior nível de incerteza, face às medidas de contenção da propagação da COVID-19 e à dúvida sobre a duração das medidas e a recuperação da economia.

A.2. – BALANÇO DE ENERGIA PARA O ANO GÁS 2020-2021

O CT recomenda que a ERSE monitorize o processo de liberalização do mercado, considerando o interesse na conclusão da liberalização do mercado.

A ERSE mantém constante monitorização do mercado liberalizado através da análise ao seu funcionamento e caracterização, tal como se pode verificar na publicação do Boletim do Mercado Liberalizado de Gás Natural[76].

Cabe à ERSE a monitorização e apresentação da melhor informação disponível, sendo que, a definição dos limiares temporais para a vigência de tarifas transitórias e consequente conclusão da liberalização do mercado é da responsabilidade do legislador.

[76] https://www.erse.pt/media/21wjbt1a/202002_ml_gas.pdf .

A.3. - CARACTERIZAÇÃO DE QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DE PROVEITOS PARA OS ANOS 2020 E 2021

As quantidades utilizadas para a definição dos proveitos e para o estabelecimento das tarifas têm por base os mesmos valores, em base trimestral, e as diferenças registadas devem-se apenas aos períodos temporais distintos que são utilizados no cálculo dos proveitos e das tarifas. No caso dos centros electroprodutores, a consideração da previsão de 17,7 TWh no ano de 2021, pelos motivos acima expostos, confirma que as previsões são coerentes entre anos civis e anos gás.

A.5. - COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA

A ERSE regista o interesse em concretizar uma análise do modelo de organização da atividade de comercialização de último recurso retalhista, considerando o seu carácter progressivamente residual e tendencialmente decrescente, bem visível, aliás, na análise efetuada e tornada pública mensalmente no Boletim do Mercado Liberalizado de Gás Natural.

A definição de um modelo de organização da atividade de último recurso obriga a um melhor conhecimento dos desafios que enfrenta esta atividade, assim como do desempenho atual das empresas para responderem a esses desafios. Para tal é necessário, entre outros aspetos, avaliar se o princípio da garantia do equilíbrio económico financeiro das empresas reguladas, desde que estas sejam geridas de forma eficiente, é e será respeitado com a evolução da atividade de comercialização de último recurso.

A avaliação da gestão eficiente da atividade passa pela análise ao contexto em que a atividade se desenvolve, assim como pela forma como são alocados os custos destas atividades, quando são desenvolvidas por empresas que integram grupos empresariais. Deste modo, a ERSE tem desenvolvido diversas atividades de monitorização do desempenho dos Comercializadores de Último Recurso (CUR), tanto de forma direta, nas análises ao desempenho de cada comercializador em particular, como de forma indireta, através da definição de custos de referência para essa atividade.

Tanto na avaliação do desempenho das empresas, como na definição dos custos de referência, a ERSE considera as condições em que a atividade de comercialização de último recurso é desempenhada, designadamente em termos de dimensão e maturidade das empresas.

Finalmente, a avaliação da gestão eficiente tem sido complementada com a realização de auditorias e ações de fiscalização aos CUR retalhistas, já realizadas ou perspetivadas, com vista à avaliação da forma como lhe são alocados os custos nos grupos empresariais de que fazem parte e tomada de decisões pela ERSE no que respeita às atividades de redes e de comercialização de último recurso.

A conjugação da informação recolhida nessas análises facultará à ERSE os instrumentos necessários para definição de modelo de atividade de comercialização de último recurso.

Para concluir, importa acrescentar que, no quadro de uma organização da atividade de comercialização de último recurso retalhista, não poderá deixar de ser contemplado o papel do CUR como garante do fornecimento a clientes finais em situações em que o comercializador em regime de mercado se veja impedido de atuar, designadamente por insolvência. Este papel legalmente atribuído aos comercializadores de último recurso retalhistas, que é consequência de circunstância sempre indesejada na sua génese, corresponde a uma garantia de abastecimento aos clientes finais, que a situação originada com a pandemia de Covid-19 pode vir a tornar mais presente, dados os riscos acrescidos para todas as atividades, incluindo a comercialização em regime de mercado.

B.1. - ADITIVIDADE TARIFÁRIA

A ERSE subscreve naturalmente a posição do CT sobre a importância do princípio da aditividade tarifária como instrumento para evitar situações de subsidiação cruzada. De referir que a tarifa de Acesso às Redes sempre foi plenamente aditiva. No caso das tarifas de venda a clientes finais a aditividade tarifária está a

ser concretizada de forma gradual através do mecanismo de limitação de impactes[77], que protege os clientes finais do mercado regulado de variações excessivas ao nível de cada termo tarifário.

Salienta-se que o ano gás 2020-2021 marca a concretização da uniformidade tarifária em Portugal nas tarifas transitórias de venda a clientes finais e nas tarifas sociais de Venda a Clientes Finais. Uma vez que as várias tarifas de venda a clientes finais, apresentavam já reduzidas diferenças entre os vários Comercializadores de Último Recurso retalhistas (CURr), a aplicação do n.º 5 do Artigo 137.º do RT SGN[78] permitiu atingir preços uniformes nos vários CURr, apesar de os preços da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais resultantes ainda não corresponderem aos preços aditivos. No entanto, tendo atingido a uniformidade tarifária, e que será preservada nos anos seguintes, atingir a aditividade tarifária fica facilitada uma vez que os acréscimos tarifários máximos por termo tarifário são iguais para todos os CURr.

B.5. - PRODUTOS DE CAPACIDADE NAS INFRAESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO

Conforme referido pelo CT, é entendimento da ERSE que os comercializadores devem apresentar aos clientes no processo de negociação contratual informação sobre os custos de aprovisionamento, onde se inclui a componente de entrada na rede de transporte, que a partir do ano gás 2019-2020 passou a ter preços diferenciados por ponto de entrada na rede. Concorda-se que é uma boa prática os comercializadores explicitarem de forma clara e transparente o modo como propõem cobrar este custo.

Neste ponto, a ERSE considera que os requisitos de transparência que decorrem do Regulamento (UE) 2017/460 da Comissão, de 16 de março, que estabelece o código de rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás natural, são um complemento para permitir aos clientes finais a consulta dos preços das tarifas de transporte. O Regulamento (UE) 2017/460 prevê a publicação da informação relacionada com as tarifas de transporte num formato estandardizado (ver separador «Transparência das tarifas de transporte» na página da ERSE), incluindo a divulgação de um modelo tarifário simplificado em formato Excel.

B.6. - TARIFA DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR (OLMC)

As observações do CT sobre as evoluções diferenciadas na tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC), explicam-se com o efeito dos arredondamentos e com a evolução das quantidades face aos valores previstos nas tarifas de gás natural para o ano gás 2019-2020. O CT destaca que, apesar de a tarifa de OLMC diminuir em 24,0% para as entregas em redes de distribuição e para as instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes), o valor da tarifa mantém-se inalterado para as entregas em AP.

No primeiro caso, a redução de 24,0% na proposta de tarifas explica-se essencialmente através da redução em 21,3% nos proveitos permitidos do operador logístico de mudança de comercializador, tal como assinalado pelo CT.[79]

[77] Previsto no Artigo 137.º do Regulamento n.º 361/2019, de 23 de abril, alterado pelo Regulamento n.º 455/2020, de 8 de maio.

[78] Este número prevê o seguinte: «5 - Sempre que os preços de determinado termo tarifário do escalão de consumo i de diferentes Comercializadores de último recurso sejam próximos, considera-se um preço único para o termo tarifário dos Comercializadores de último recurso em questão, mesmo que esse não seja o preço aditivo.»

[79] A diferença entre estas duas percentagens explica-se através de dois efeitos. Em primeiro lugar, o número de clientes considerados para alocar os proveitos permitidos aumentou no caso dos clientes ligados à rede de distribuição, enquanto o número de clientes ligado em AP se manteve constante. Esta alteração aloca uma parcela maior dos proveitos permitidos da atividade aos clientes ligados à rede de distribuição (ver documento «Estrutura Tarifária no ano gás 2020-2021»). Em segundo lugar, registou-se um ligeiro aumento da quantidade prevista para a variável de faturação da capacidade utilizada em clientes ligados à rede de distribuição.

No segundo caso, a manutenção do valor da tarifa de OLMC para entregas em AP é fruto do valor reduzido do preço para a capacidade utilizada, 0,000004 €/(MWh/dia)/mês. Dada a dimensão do preço, apenas variações significativas nos proveitos permitidos da atividade se irão refletir numa alteração da tarifa publicada.

B.7. - TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

A Tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) é composta por duas parcelas. A parcela I recupera os custos de OPEX e de CAPEX do Gestor Técnico Global do Sistema, os ajustamentos de anos anteriores definidos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro da atividade de Comercialização dos CURr, os ajustamentos dos anos anteriores a 2018 da tarifa social[80], os mecanismos de socialização de custos do armazenamento subterrâneo de gás natural e do terminal de GNL e desde o ano gás 2019-2020, o desconto resultante da aplicação da tarifa de acesso às redes opcionais em MP. A parcela II recupera os ajustamentos dos anos anteriores dos custos com a aquisição de gás natural da atividade de compra e venda de GN do Comercializador de Último Recurso grossista (CURg) e dos CURr, bem como, os custos associados ao gestor logístico das Unidades Autónomas de Gás (UAG).

A diferença entre estas duas percentagens explica-se através de dois efeitos. Em primeiro lugar, o número de clientes considerados para alocar os proveitos permitidos aumentou no caso dos clientes ligados à rede de distribuição, enquanto o número de clientes ligado em AP se manteve constante. Esta alteração aloca uma parcela maior dos proveitos permitidos da atividade aos clientes ligados à rede de distribuição (ver documento «Estrutura Tarifária no ano gás 2020-2021»). Em segundo lugar, registou-se um ligeiro aumento da quantidade prevista para a variável de faturação da capacidade utilizada em clientes ligados à rede de distribuição.

O aumento significativo registado ao nível dos proveitos permitidos da atividade de Gestão Técnica e Global do Sistema deve-se essencialmente à inversão dos sentidos dos ajustamentos de anos anteriores, que passaram de 9 milhões de euros a devolver pela empresa, nas tarifas 2019-2020, para 11 milhões de euros a receber pela empresa, nestas tarifas. O principal motivo deve-se ao facto de a ERSE ter considerado no cálculo do ajustamento provisório de 2018, em tarifas de 2019-2020, os valores da faturação da tarifa de UGS I e II estimados pela REN para esse ano e constantes da demonstração de resultados provisória. Os valores definitivos e auditados constantes da demonstração dos resultados real de 2018 enviada pela REN para cálculo dos proveitos a recuperar nas tarifas de 2020-2021 revelaram-se substancialmente inferiores (diferença de aproximadamente 8 milhões de euros).

B.8. - TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Os valores utilizados nos cálculos dos proveitos permitidos e respetivos ajustamentos efetuados pela ERSE resultam da informação enviada pelas empresas em cada momento. De salientar que os valores reais a considerar nos ajustamentos definitivos são alvo de uma auditoria por empresa independente. Posteriormente, essa informação é analisada e incluída nos cálculos de acordo com as metodologias e modelos desenvolvidos pela ERSE.

Assim sendo, e tal como a preocupação demonstrada pelo CT, os cálculos efetuados tanto para efeitos de proveitos permitidos como de ajustamentos a esses proveitos estão sempre em articulação com a informação enviada pelas empresas.

No caso concreto do ajustamento de 2018, que passou de um montante estimado a devolver ao sistema para um montante definitivo a devolver às empresas, é importante realçar que tal facto resulta de uma quebra acentuada nos rendimentos associados à aplicação da Tarifa de Uso Rede de Distribuição (URD) das empresas pertencentes à GGND. De acordo com informação das próprias empresas, a quebra desses

[80] Desde 2018 os custos com o financiamento da tarifa social passaram a ser suportados pelos operadores do setor.

rendimentos resulta da retificação em 2018, por parte dessas empresas, de montantes acumulados de desvios de faturação associados aos procedimentos que estas têm seguido de especialização de gastos e rendimentos. Esta retificação, induzida exclusivamente por essas empresas, conduziu em 2018 a uma redução significativa dos rendimentos reportados e não a uma quebra da faturação resultante da aplicação da tarifa de Uso Rede de Distribuição (URD) real de 2018.

Embora se tenham considerado os valores dos rendimentos associados à aplicação da Tarifa de URD reais de 2018, para efeitos de ajustamento definitivo, o procedimento de especialização em causa gera dúvidas à ERSE. Além disso, estando a decorrer não só análises aprofundadas da ERSE a dados económico-financeiros relativos aos ORD da GGND e respetivos CUR, incluindo os procedimentos de especialização, como também uma auditoria externa, a ERSE reserva-se a possibilidade de proceder a uma revisão destes valores em função dos resultados que forem alcançados.

B.11. - ESCALÕES DE CONSUMO NAS TARIFAS DE USO DAS REDES DE AP, MP E BP>

O CT reconhece a relevância dos estudos efetuados pela ERSE sobre os escalões de consumo, mas regista que a proposta apresentada pela ERSE agrava as descontinuidades tarifárias nas fronteiras dos escalões de consumo face ao ano gás anterior.

A introdução dos escalões de consumo nos vários níveis de pressão teve como objetivo aproximar as tarifas de Acesso às Redes entre os vários níveis de pressão, nos intervalos de consumo em que se observavam diversos consumidores com características de consumo semelhantes, mas ligados fisicamente em níveis de pressão diferentes. Efetivamente, nas tarifas do ano gás 2020-2021 os diferenciais de preços entre as tarifas de acesso às redes em AP e em MP apresentam um ligeiro acréscimo, resultado da descida significativa da tarifa de uso da rede de transporte, que tem um maior peso na fatura de Acesso dos consumidores de AP, e do acréscimo da tarifa de uso da rede de distribuição, tal como mencionado no documento "Estrutura Tarifária do ano gás 2020-2021".

O CT entende que a análise da descontinuidade tarifária das tarifas de acesso às redes nas fronteiras dos escalões de consumo, feita cumulativamente com o preço da componente de energia adquirida em mercado, pode ser distorcida face ao peso relativo das componentes energia e acesso na fatura final paga pelos consumidores. A ERSE considera que esta análise deve ser feita em termos dos preços finais pagos pelos consumidores, mesmo que em termos de acesso tenham pesos diferenciados por consumidor, como referido pelo CT, uma vez que a análise em preço final é a que traduz os impactes reais sentidos pelos consumidores nas suas faturas.

O CT insta uma vez mais a ERSE a prosseguir o caminho da otimização da descontinuidade tarifária nas fronteiras dos escalões de consumo, a fim de evitar o eventual benefício de consumidores menos eficientes, conforme tem vindo a ser solicitado por este Conselho. A ERSE concorda com o CT e reforça que o objetivo continuará a ser o de reduzir as iniquidades entre consumidores semelhantes, mas ligados em níveis de pressão diferentes por razões que lhes são alheias.

De salientar que, apesar de se verificar um ligeiro acréscimo nas descontinuidades, é possível constatar que todos os consumidores observam uma diminuição do seu preço médio. A redução é superior para os consumidores de MP, nomeadamente para os consumidores com consumos anuais superiores a 2 000 000 m^3, o que decorre da significativa descida do preço de energia, que tem um maior peso nos consumidores com consumos mais significativos.

B.12. - TARIFA DE ENERGIA

A ERSE partilha das preocupações do CT relativamente à necessária monitorização continuada dos custos de aprovisionamento de gás natural dos CURr, que, por sua vez, dependem dos custos de aquisição do CURg. A previsão desses custos reflete-se na tarifa de energia que é aplicada num contexto em que coexistem mercados retalhistas liberalizado e regulado.

A ERSE tem procurado melhorar as metodologias regulatórias com impacte na tarifa de energia, o que se refletiu, recentemente, na implementação do mecanismo de monitorização trimestral da tarifa de energia e na concetualização do incentivo à aquisição de gás natural em mercado por parte do CURg, previsto no regulamento tarifário e na legislação em vigor.

Esta atuação permitirá assegurar que as previsões da ERSE para os custos de aquisição de gás natural por parte do CURg contribuam para que a coexistência entre mercados regulado e livre se desenvolva de forma equilibrada, sem subsidiações cruzadas entre consumidores dos dois mercados, tornando mais transparente o mercado retalhista no seu todo.

De referir que o mecanismo da monitorização trimestral da tarifa energia do gás natural desencadeou a primeira atualização no último trimestre do ano gás 2019-2020, com uma redução em 2 EUR/MWh na tarifa de energia do CURg, a vigorar entre 1 de julho de 2020 e 30 de setembro de 2020.

B.14. - ANÁLISE DA CONVERGÊNCIA DAS TTVCF PARA A TARIFA ADITIVA, PARA CONSUMOS ANUAIS INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 M³

Como já foi referido anteriormente, a ERSE subscreve naturalmente a posição do CT sobre a importância do princípio da aditividade tarifária como instrumento para evitar situações de subsidiação cruzada entre os consumidores de gás natural. No caso das tarifas de venda a clientes finais a aditividade tarifária está a ser concretizada de forma gradual através do mecanismo de limitação de impactes[81], que protege os clientes finais do mercado regulado de variações consideradas excessivas ao nível de cada termo tarifário.

Salienta-se que o ano gás 2020-2021 marca a concretização da uniformidade tarifária em Portugal nas Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais (TTVCF) e nas tarifas sociais de venda a clientes finais, em linha com o que tem vindo a ser solicitado pelo CT.

Uma vez que as tarifas de venda a clientes finais já apresentavam diferenças reduzidas entre os vários CURr, a aplicação do n.º 5 do Artigo 137.º do RT SGN[82] permitiu atingir preços iguais nos vários CURr. A ERSE valorizou a convergência nacional em detrimento da convergência para a tarifa aditiva. No entanto, tendo atingido a uniformidade tarifária, e que será preservada no futuro, o objetivo de atingir a aditividade tarifária fica facilitado uma vez que os acréscimos tarifários máximos por termo tarifário são iguais para todos os CURr.

A ERSE destaca que convergência para a uniformidade tarifária foi conseguida garantindo uma redução tarifária para todos os consumidores em todos os escalões de consumo, limitando os aumentos de preços a 1,1%[83]. Para ser possível a uniformidade tarifária nacional alguns termos fixos observam acréscimos superiores a 1,1%, mas sempre limitados a 0,10 euros/mês.

B.15. - EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

A ERSE partilha com o CT a preocupação apresentada relativamente à inversão da tendência da evolução das tarifas de Acesso às Redes, que apresentam uma subida no ano gás 2020-2021. Importa, porém, realçar que esta situação não resulta do um aumento do custo das redes entre o ano gás 2019-2020 e o ano gás 2020-2021, mas sim dos ajustamentos que passaram de valores a devolver pelas empresas em tarifas de 2019-2020, para valores a receber em tarifas de 2020-2021.

[81] Previsto no Artigo 137.º do Regulamento n.º 361/2019, de 23 de abril, alterado pelo Regulamento n.º 455/2020, de 8 de maio.

[82] Este número prevê o seguinte: «5 - Sempre que os preços de determinado termo tarifário do escalão de consumo i de diferentes Comercializadores de último recurso sejam próximos, considera-se um preço único para o termo tarifário dos Comercializadores de último recurso em questão, mesmo que esse não seja o preço aditivo.»

[83] Taxa de inflação, medida pela variação do índice harmonizado de preços no consumidor, prevista para o ano gás 2020-2021, Boletim Económico, Banco de Portugal, dezembro de 2020.

C.1. - PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS

Os ajustamentos aos proveitos permitidos das empresas reguladas fazem-se em dois momentos, provisoriamente no ano posterior à fixação das tarifas (ajustamento de s-1) e definitivamente dois anos depois (ajustamentos de s-2). Os ajustamentos de s-1 são efetuados com base nas estimativas das empresas reportadas nas contas previsionais, não auditadas e nas melhores estimativas da ERSE relativamente a algumas variáveis económicas e financeiras. Estes ajustamentos provisórios são calculados em definitivo, no ano seguinte, com base em contas reais e auditadas. Nesse momento, é feita a correção aos proveitos apurados provisoriamente no ano anterior e refletida a diferença nos proveitos permitidos das empresas reguladas. Estes valores correspondem aos ajustamentos de s-2.

Verifica-se em tarifas de 2020-2021, que os ajustamentos a refletir nas tarifas ascendem a 18 milhões de euros a favor dos consumidores, enquanto no ano anterior foram de 59 milhões de euros, também a favor dos consumidores. A ERSE, a bem da estabilidade tarifária, tem a preocupação de fazer as estimativas as mais aproximadas possíveis da realidade, contudo há fatores imponderáveis que podem condicionar fortemente os desvios, nomeadamente o comportamento da procura de gás natural (fortemente influenciada pela procura de eletricidade a partir da produção dos ciclos combinados).

Existem igualmente situações, tais como as relevadas no ponto B8 deste documento, em que os ajustamentos decorrem de alterações de procedimentos de relatos contabilísticos efetuados por iniciativa das empresas reguladas, que, por gerarem dúvidas, justificam análises aprofundadas por parte da ERSE, cujo período de conclusão extravasa o processo tarifário. Por esse motivo, a ERSE reserva-se a possibilidade de proceder a uma revisão desses valores em função das conclusões que forem alcançadas decorrentes das análises que estão a decorrer.

Note-se, ainda, que no quadro apresentado no parecer do CT, os ajustamentos de s-2 das atividades de alta pressão e dos acessos, em tarifas de 2020-2021, são de 3 milhões de euros, constituindo a correção ao valor de 40 milhões de euros referente aos ajustamentos de s-1 em tarifas de 2019-2020, o que corresponde a um desvio inferior a 1% dos proveitos permitidos para 2020/2021.

C.2. - CUSTOS DE REFERÊNCIA PARA A ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

A ERSE continuará a manter a monitorização do mercado retalhista, assim como procurará manter o equilíbrio económico-financeiro das atividades reguladas nesses mercados, desde que geridas de forma eficiente. Neste sentido, a ERSE encontra-se naturalmente disponível para apresentar às entidades competentes as recomendações que se vierem a demonstrar necessárias para assegurar um equilibrado funcionamento do mercado retalhista.

D.1. - PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS A VIGORAREM EM 2020-2021

A ERSE regista os comentários feitos pelo Conselho Tarifário a respeito dos preços dos serviços regulados e assinala a sua concordância relativamente à proposta da ERSE relativamente aos valores a vigorarem em 2020-2021.

D.2. - CUSTO MÁXIMO PARA O TRANSPORTE DE GNL POR CAMIÃO-CISTERNA

O Conselho Tarifário sugere que a ERSE pondere a aplicação da nova fórmula e parâmetros de custo máximo aceite a partir de 1 de janeiro de 2020, data da entrada em vigor do referido acordo coletivo.

O custo máximo de transporte é estabelecido pela ERSE, no processo de fixação de tarifas, ao abrigo do RRC e do Manual de Gestão Logística do Abastecimento de UAG, o qual determina que o custo máximo é fixado para o ano gás seguinte[84] (com início a 1 de outubro). A aplicação a janeiro de 2020 teria dificuldades

[84] Ponto 5 da Parte II do Manual.

por se tratar de uma aplicação retroativa, obrigando também a uma revisão do Manual e respetivas consultas associadas.

E.1. - IMPACTE ESPERADO NA COMPONENTE DE ENERGIA NO ML

A ERSE regista a crítica do CT relativamente à inclusão de uma análise que apresenta um impacte esperado na componente de energia no mercado liberalizado. Em defesa das considerações incluídas no sumário executivo e no comunicado, salienta-se que, no entender da ERSE estas são informativas e não representam qualquer condicionam de modo algum a formação de preços em mercado livre.

Como fica claro da documentação preparada pela ERSE aquando da proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2020-2021, é destacado que se trata de uma análise que utiliza um pressuposto simplificador («Para determinar este impacto admite-se que …»), uma vez que a formação de preço acontece de forma livre entre cada comercializador e cada cliente final («… componente de energia, que é negociada livremente entre os comercializadores e os consumidores, …»).

De referir, ainda, que este pressuposto simplificador, o qual utiliza a tarifa de energia do mercado regulado como *proxy* para o preço médio de energia no mercado livre, está na base de várias análises que a ERSE tem divulgado há anos para os setores de eletricidade e de gás natural.[85]

A inclusão desta análise no comunicado da proposta de tarifas e preços, referida como «variação estimada» para o mercado livre, teve como objetivo informar os clientes finais em mercado livre, onde se encontra a grande maioria dos clientes, sobre o possível impacto líquido na fatura de gás natural, tendo em conta a existência de evoluções em sentidos contrários, designadamente o aumento das tarifas de Acesso às Redes e uma redução generalizada do preço de gás natural nos mercados internacionais, valorizando, assim, o próprio mercado livre.

E.2. - EVOLUÇÃO DO MERCADO LIVRE (ML)

Relativamente à evolução registada pelo segmento de mercado liberalizado na comercialização de gás natural, a ERSE regista que os comentários feitos pelo Conselho Tarifário a este respeito correspondem a uma análise factual da evolução acumulada registada pelo mercado liberalizado, sendo que a quase totalidade dos consumidores se encontram abrangidos e estão já a ser abastecidos por um comercializador em regime de mercado, o que, como se refere no parecer do CT, é diretamente observável na informação disponibilizada pela ERSE.

Cabe, ainda assim, chamar a atenção para a eventualidade de ocorrerem retrocessos no grau de abertura ao mercado já atingido se, por força de efeitos indiretos da pandemia de Covid-19, se consumarem situações de disrupção de atividade de parte dos atuais operadores económicos a atuar na comercialização livre de gás natural. Justamente por esta razão, a adoção de medidas excecionais por parte da ERSE, neste quadro de contingência, visou também que os mencionados riscos pudessem ser minorados, desde logo porque se prevê a partilha de riscos e custos por toda a cadeia de valor, assim obviando a que se concentrem na atividade de comercialização.

De reforçar que a passagem dos clientes do mercado regulado para o mercado livre tem sido um processo lento, mas com uma evolução positiva, ou seja o número de clientes com a tarifa transitória de venda a clientes finais é cada vez mais residual.

Adicionalmente importa destacar os novos prazos para prolongamento das tarifas transitórias de venda a clientes finais definidos na Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril. Este prazo é fixado em 31 de dezembro de 2022 para clientes finais de BP com consumos anuais superiores a 10 000 m^3 e 31 de dezembro de 2025

[85] Na eletricidade, ver capítulo «7.3 Impacte no preço médio das tarifas aditivas de venda a clientes finais» do documento "Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2020". No gás natural, ver capítulo «6.3 Impacte no preço médio das tarifas aditivas de venda a clientes finais» do documento "Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2020-2021".

para clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m^3, o que reforça a ideia de este se tratar de um processo lento e que requer uma monitorização constante.

F. TARIFA SOCIAL

Nas páginas 45 a 47 do seu parecer, o Conselho Tarifário apresenta um enquadramento sobre a matéria e um histórico dos diplomas e disposições aplicáveis. Inclui uma referência ao artigo 290.º da Lei n.º 2/2020, de 31 de março (aprova o Orçamento de Estado para 2020), que confirma o disposto nos Orçamentos de Estado anteriores (artigo 209.º da Lei n.º 114/2017, de 29 de dezembro e artigo 241.º da Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro), e ao Despacho n.º 4131/2020, de 3 de abril, que mantem o desconto de 31,2% aplicável a partir de 1 outubro de 2020 para a tarifa social de gás natural.

O CT recomenda que se "reflita sobre a possibilidade/viabilidade de tornar o acesso à tarifa social de gás natural menos rígido, nomeadamente através da inclusão de mais escalões de abono de família e da pensão social de velhice via Segurança Social". Alerta, também, para o disposto no artigo 293.º da Lei n.º 2/2020, de 31 de março (OE), considerando "essencial que se proceda a uma aprofundada avaliação da implementação da tarifa social em toda a área coberta pela distribuição de gás natural e dos critérios de elegibilidade que, nomeadamente, evidencie a eficácia desta medida no processo de mitigação de situações de pobreza energética". Por fim, recomenda a "elaboração de cenários resultantes do crescimento dos potenciais beneficiários desta tarifa, em especial no quadro da atual crise do Covid-19, e o seu impacte no equilíbrio económico-financeiro das empresas que suportam estes encargos: ORT, ORD, Comercializadores e CURs".

A proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2020-2021 foi elaborada e remetida ao Conselho Tarifário em momento anterior à publicação da Lei n.º 2/2020, de 31 de março e do Despacho n.º 4131/2020, de 3 de abril, embora com a devida referência a que se aguardava a publicação do mencionado despacho para o ano gás 2020-2021 (página 137 da proposta).

A Lei n.º 2/2020, de 31 de março, que aprova o OE de 2020, apresenta duas normas referentes à tarifa social: artigos 290.º e 293.º.

Artigo 290.º
Custos com a tarifa social do gás natural

Os custos decorrentes da aplicação da tarifa social aos clientes de gás natural, nos termos do artigo 121.º da Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, na sua redação atual, e do Despacho n.º 3229/2017, publicado no Diário da República, 2.ª série, n.º 76, de 18 de abril, são suportados pelas empresas transportadoras e comercializadoras de gás natural, na proporção do volume comercializado de gás no ano anterior.

Artigo 293.º
Alargamento da tarifa social na energia

O Governo, durante o ano de 2020, procede ao alargamento das condições de acesso à tarifa social da energia elétrica e do gás natural, designadamente integrando no âmbito da elegibilidade todas as situações de desemprego.

Por seu turno, o Despacho n.º 4131/2020, de 3 de abril vem determinar que o desconto a aplicar é de 31,2%, vigorando a partir de outubro de 2020, e mantendo o já determinado no artigo 209.º da Lei n.º 114/2017, de 29 de dezembro (Orçamento de Estado para 2018) e artigo 241.º da Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro (Orçamento de Estado para 2019).

Verifica-se que a entrada em vigor dos diplomas referidos não altera a substância da proposta apresentada, sendo de manter nos termos expostos.

Relativamente às recomendações apresentadas pelo Conselho Tarifário, evidencia-se que a concretização das mesmas se encontra dependente de intervenção legislativa, não cabendo no âmbito de competências desta Entidade Reguladora. Nessa medida, os termos da proposta deverão manter-se inalterados.

Desde 2018, com a publicação da Lei n.º 114/2017, de 29 de dezembro, que aprovou o Orçamento do Estado para 2018, foi determinado que os custos com financiamento da tarifa social no setor do gás natural passam a ser suportados "…pelas empresas transportadoras e comercializadoras de gás natural…". Neste novo paradigma, os custos de financiamento da tarifa social, deixaram de ser considerados ao nível dos proveitos permitidos das empresas regulados, uma vez que essas deverão suportá-los.

Neste sentido, desde a fixação das tarifas de 2019-2020, a ERSE passou a publicar os valores correspondentes aos custos com financiamento da tarifa social no setor do gás natural a suportar em cada ano, por cada operador, bem como os fluxos financeiros decorrentes do processo de financiamento, entre esses operadores.

No entanto, apesar da decisão da tarifa social ser financiada pelas empresas do setor do gás natural ter sido tomada pela Assembleia da República e da tarifa social no setor do gás natural apresentar uma dimensão significativamente mais pequena do que apresenta no setor elétrico, a ERSE acompanhará os eventuais impactes deste financiamento no equilíbrio económico financeiro das empresas reguladas.

A aplicação da tarifa social é um assunto que tem merecido a atenção da ERSE designadamente através dos contributos da ERSE para o Estudo sobre a aplicação da Tarifa Social[86], do Observatório da Energia, divulgado em março de 2019, bem como nos estudos realizados pela ERSE, em abril e julho de 2019, a solicitação do Governo e no âmbito das competências consultivas estatutariamente previstas, relativos ao Modelo de Financiamento da Tarifa Social[87].

Ambos os estudos, inicial e complementar, refletem a diversidade de tratamento associada aos vários critérios de aplicação da tarifa social, alertando para a necessidade de revisão do regime, visando melhorar a sua coerência entre setores e aplicação não discriminatória entre clientes vulneráveis de ambos os setores regulados e, eventualmente até, com outros serviços públicos essenciais. Mas como também é referido pelo CT, esta é uma matéria da exclusiva competência do Governo aguardando-se a revisão, em conformidade com o previsto na Lei n.º 2/2020, que aprova o Orçamento de Estado.

A avaliação aprofundada da eficácia desta medida no processo de mitigação de situações de pobreza energética é, de facto, um elemento crucial para a gestão desta matéria. Todavia, importa salientar que a ERSE não dispõe da informação necessária, designadamente no que respeita à sua aplicação em contexto de pobreza e caracterização económico-social da população abrangida sendo, por natureza, matérias do foro da Segurança Social e Autoridade Tributária.

G. TAXAS DE OCUPAÇÃO DO SUBSOLO (TOS)

No parecer apresentado, nas páginas 47 e 48, o Conselho Tarifário apresenta uma evolução do quadro normativo de onde decorre a Taxa de Ocupação do Subsolo (TOS). Na alínea f) do Ponto G., o Conselho Tarifário destaca que a Lei do Orçamento do Estado para 2019 havia determinado que o Governo procederia até ao final do primeiro semestre de 2019 à revisão do quadro legal enquadrador da TOS. Tal não veio a suceder.

Tendo em conta as normas que regulam a matéria, o Conselho Tarifário apresenta três sugestões à ERSE.

[86] Disponível em https://www.observatoriodaenergia.pt/wp-content/uploads/2019/04/estudo_tarifa_social.pdf .

[87] Enviados ao CT cf. registo ERSE com a referência: ET/2020/478.

Em primeiro lugar, sugere que, à luz do que ocorre com o imposto municipal sobre imóveis (IMI) e com a Taxa Municipal sobre Direitos de Passagem (TMDP) no setor das telecomunicações, se estabeleçam tetos máximos para as taxas a aplicar e se promovam mecanismos para homogeneização da sua aplicação.

As preocupações do Conselho Tarifário com a clarificação do quadro normativo são legítimas e não são alheias à ERSE. Não obstante, uma atuação da ERSE nos termos propostos pelo Conselho Tarifário (v.g., procurando definir limites máximos cobrados nas TOS) não se afigura exequível, uma vez que tal competência não é reconhecida a esta Entidade. Com efeito, a definição das taxas depende de ato legislativo, conforme artigo 165.º, n.º 1, alínea i) da Constituição da República Portuguesa[88]. Não havendo tal limitação efetuada por via legal, não poderia a ERSE limitar a autonomia das autarquias neste ponto por via regulamentar.

Neste contexto, a ERSE não poderá definir regras que limitem ou incentivem a criação de TOS por parte dos municípios.

Em segundo lugar, o Conselho Tarifário pede à ERSE que assegure o equilíbrio económico-financeiro dos ORD, nos termos previstos nos seus contratos de concessão e na regulamentação em vigor. A este propósito, salienta-se que é atribuição da ERSE assegurar o equilíbrio económico e financeiro das atividades dos setores regulados quando geridas de forma adequada e eficiente (artigo 3.º, n.º 2, al. b) dos Estatutos da ERSE), o que, sublinhe-se, não corresponde necessariamente ao equilíbrio contratual das concessões. Em todo o caso, não se vislumbra que tal possa ser posto em causa pela atuação da ERSE nesta proposta tarifária, nem o CT o identifica.

Por último, o Conselho Tarifário sugere que a ERSE disponibilize no seu Portal um simulador que auxilie a decisão de investidores na instalação de atividades económicas num determinado município com o conhecimento prévio do impacte das TOS na sua fatura, melhorando de igual forma a informação aos consumidores. A ERSE informa o CT que, previsivelmente ainda durante o ano 2020. disponibilizará na sua página da internet um instrumento de identificação e cálculo dos valores da TOS, por município, visando contribuir para uma maior transparência e acessibilidade de informação sobre esta matéria.

III – RECOMENDAÇÕES ADICIONAIS MIBGÁS

O CT refere no seu parecer o atraso na conclusão da operacionalização do MIBGAS no mercado nacional, recomendando à ERSE a promoção, junto das entidades relevantes, da concretização das ações necessárias para que o MIBGAS seja uma realidade em Portugal no muito curto prazo.

A ERSE concorda com o CT quanto às vantagens associadas à negociação de produtos com entrega em Portugal, na plataforma do MIBGAS, S.A., não apenas em relação à adoção plena do Regulamento (UE) n.º 312/2014 da Comissão, mas também no que diz respeito à disponibilização aos agentes de mercado de uma ferramenta para a realização de transações, de forma segura e anonimizada, que possa estabelecer um referencial de preço de curto prazo para a zona portuguesa.

O modelo inicialmente preconizado pelas entidades reguladoras de Portugal e Espanha, mais vantajoso para a integração e fomento da liquidez dos mercados, previa regras únicas para a negociação de produtos com entrega em Espanha e em Portugal, incluindo um mecanismo de atribuição implícita de capacidade.

Nesse sentido, o MIBGAS, S.A. consultou, em 2019, o seu Comité de Agentes de Mercado, sobre uma proposta de regras conjuntas, para aprovação pelas autoridades de Espanha. Verificou-se, no entanto, que a abordagem proposta não seria exequível, razão pela qual, para se evitar maior atraso na implementação do MIBGAS em Portugal, se adotou uma abordagem, transitória, distinta da inicialmente preconizada, e

[88] Refira-se que, no caso das TMDP, o percentual máximo aparece densificado no artigo 106.º, n.º 3, alínea b) da Lei n.º 5/2004 e, no caso do IMI, no artigo 112.º do Decreto-Lei n.º 287/2003.

que passa pela aprovação separada de regras em Portugal e em Espanha, sem atribuição implícita de capacidade.

Assim, e com base em proposta submetida pelo MIBGAS, S.A., a ERSE elaborou uma proposta de regras para a negociação de produtos com entrega em Portugal, que irá submeter em consulta pública no início do mês de junho. Esta consulta incluirá também uma proposta de procedimentos, complementares às regras de mercado, para a verificação diária das posições dos agentes de mercado por parte do GTG, tendo em vista a manutenção continuada de condições de integridade no funcionamento deste mercado, em benefício da transparência e da sua própria liquidez. Estes procedimentos visam evitar situações de vendas não entregues, com custos para o sistema, sem, no entanto, tornar demasiado onerosa a realização de vendas em mercado organizado.

A aprovação destas regras e procedimentos deve ser suficiente para a concretização do início da negociação de produtos com entrega em Portugal ainda durante o ano de 2020. Em linha com o que tem sucedido desde sempre, a ERSE continuará a desenvolver esforços para que seja possível a concretização de mecanismos de atribuição implícita de capacidade de interligação.

2 REGULAMENTAÇÃO E OUTROS

◆ Proposta de reformulação do Regulamento Tarifário do setor do gás ◆ [Consulta Pública n.º 114]

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário[89] (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho "(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços."[90]

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT o documento "**Consulta Pública n.º 114 – Reformulação do Regulamento Tarifário do setor do gás**"[91], cabendo ao CT emitir parecer até 15 de maio de 2023.

Assim, a Secção do Sector do Gás do CT emite o seguinte parecer:

PONTO PRÉVIO

A presente Consulta Pública, destinada à reformulação do Regulamento Tarifário do Setor do Gás, decorre em sobreposição com a Proposta de Tarifas e Preços para o ano gás 2023-2024, e Parâmetros para o período Regulatório 2024-2027.

Como se verifica da análise das propostas acima expressas, a ERSE já integrou as alterações que colocou em Consulta Pública, sem considerar os contributos que possam resultar da mesma, o que o CT considera uma prática que desvaloriza a importância das Consultas Públicas, em especial como garante da transparência processual.

O CT não pode deixar de relevar que a inclusão de contributos recolhidos na Consulta Pública, poderá conduzir a alterações com significado, citando-se a título de exemplo, o Incentivo à otimização das previsões de procura, a Introdução do princípio de sustentabilidade financeiras das entidades reguladas e a Introdução do princípio de racionalização dos custos financeiros de estrutura e gestão incorporados no ativo remunerado.

I
GENERALIDADE

1. O Regulamento Tarifário (RT) do setor do gás é um instrumento de regulação que define os proveitos permitidos das empresas reguladas do setor do gás natural a recuperar pelas tarifas de gás, a estrutura tarifária, os procedimentos de fixação, alteração e publicitação das tarifas, e ainda as obrigações e procedimentos de prestação de informação para com a ERSE.
2. O atual RT foi aprovado pelo Regulamento n.º 368/2021, de 28 de abril, com as alterações do Regulamento n.º 583/2022, de 28 de junho. A sua redação atual resultou, ainda, dos processos de alteração regulamentar que decorreram das Consultas Públicas n.º 96 e n.º 108 e que reformularam o regulamento, em grande medida, em função da publicação do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que aprova as bases e organização do SNG.
3. O início de um novo período de regulação em 2024 justifica a presente revisão do RT. Neste sentido, são propostas as seguintes alterações:

[89] Doravante abreviado por CT.
[90] Cf. artigo 45º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.
[91] Ref: E-Tecnicos/2023/537/IA/Msb, de 30 de março.

- assegurar a harmonização das regras tarifárias aplicáveis ao Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador (OLMCA) operada por via do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que aprovou as bases e organização do setor elétrico;
- eliminar a opção tarifária de Curtas Utilizações para clientes em Média Pressão (MP) e em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m^3 (BP>), durante o próximo período de regulação, em linha com o efetuado para a Alta Pressão (AP) no anterior período de regulação;
- atualizar ou melhorar as regras vigentes, tais como as relativas às opções tarifárias flexíveis e às tarifas de Venda a Clientes Finais;
- eliminar o mecanismo de incentivo à existência de trocas reguladas de Gás Natural Liquefeito (GNL) criado em 2010, dado o mesmo nunca ter sido utilizado;
- introduzir um Incentivo à Otimização das Previsões de Procura nos Planos de Investimento na Rede de Distribuição de Gás (PDIRDG);
- introduzir os princípios de sustentabilidade da estrutura financeira das entidades reguladas do setor do gás e de racionalização dos custos financeiros, de estrutura e gestão, associados aos custos de investimento, que já se encontram, ambos os princípios, estabelecidos no RT do setor elétrico;
- incluir um conjunto de clarificações na redação do articulado e no tratamento de rubricas para efeito de definição dos proveitos permitidos;
- harmonizar com os restantes documentos objeto da consulta pública n.º 113 em curso para o RT do setor elétrico, as informações a fornecer à ERSE, as disposições iniciais e finais da aplicação das tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo, os projetos-piloto e a revisão dos prazos de consulta ao CT em caso de fixação extraordinária de tarifas.

II
ESPECIALIDADE

A. Atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador

1. O Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, que aprovou o regime jurídico aplicável à atividade de OLMC de eletricidade e gás natural, veio estabelecer que a atividade de OLMC compreende as funções necessárias à mudança de comercializador de eletricidade e de gás natural pelo consumidor final, a seu pedido, bem como a de colaborar na transparência dos mercados de eletricidade e de gás natural.
2. Nos termos do disposto no regime jurídico, a atividade de OLMC estava sujeita à regulação pela ERSE, designadamente pelo facto das tarifas de eletricidade e de gás natural serem uma das formas de financiamento desta atividade (vd. Art.º 6º n.º 1 c). O citado diploma legal determinava, ainda, que o financiamento do OLMC não poderia agravar os custos já existentes para os consumidores finais de eletricidade e de gás natural.
3. A ADENE começou a desenvolver, em 2018, a atividade de OLMC para os setores elétrico e do gás natural.
4. Recentemente, com a publicação do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional, a figura do OLMC passou a integrar o operador logístico de mudança de agregador, sendo atualmente denominado por Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador (OLMCA). Foi assim revogado o Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março.
5. Nos termos dos n.ºs 3 e 6 do artigo 152.º e do artigo 153.º daquele diploma legal, a atividade de OLMCA é exercida por um operador independente dos demais intervenientes do SEN e do SNG,

através de licença atribuída mediante procedimento concorrencial a definir por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia.

6. Determina ainda o n.º 1 do artigo 158.º que a atividade de OLMCA está sujeita à regulação da ERSE no domínio específico das suas atribuições, nomeadamente quanto aos custos e receitas, atendendo a que a remuneração dos serviços prestados pelo OLMCA, que a prestação de informação e a prestação de contas devem efetuar-se nos termos do Regulamento Tarifário.

7. Como regime transitório, prevê o n.º 1 do artigo 292.º que a ADENE continue a desempenhar as funções de OLMC até à atribuição da licença prevista no artigo 153.º.

8. Dando cumprimento ao disposto no novo regime jurídico, a ERSE lançou a Consulta Pública nº 114 – "Proposta de Reformulação do Regulamento Tarifário" onde são propostas alterações:

   a) No nome da atividade de OLMC para OLMCA;

   b) No modelo de recuperação dos custos da atividade;

   c) Na metodologia de regulação do OLMCA.

9. A ERSE vem propor nesta revisão do RT um novo modelo híbrido de recuperação dos custos, quer para o setor elétrico, quer para o setor do gás. Este modelo assentará na recuperação dos custos, por duas vias:

   a) as receitas geradas pelo estabelecimento de um preço regulado aplicado ao serviço de intermediação prestado pelo OLMCA pago pelos comercializadores e agregadores cessionários, no caso do setor elétrico, mas apenas pelos comercializadores no caso do setor do gás.

   b) os custos não recuperados por estas receitas deverão ser recuperados pela parcela I da tarifa de UGS paga por todos os consumidores.

10. Este novo modelo de recuperação de custos vem alterar de forma significativa o modelo inicial de recuperação de custos desta atividade que compreendia três mecanismos de recuperação dos custos:

    a) Receitas próprias da entidade incumbida do exercício da atividade (ADENE)

    b) Taxa paga pelo comercializador cessionário

    c) Tarifas de eletricidade e de gás natural

11. O CT não pode deixar de relevar como preocupante o ponto expresso no documento justificativo de reformulação do RT do setor do gás, em que a ERSE menciona que as taxas pagas pelo comercializador cessionário nunca foram fixadas pelo membro do Governo responsável pela área de energia e consequentemente nunca terão sido cobradas.

12. Com esta alteração, a ERSE propõe que deixe de existir uma tarifa autónoma na tarifa de Acesso às Redes para os custos deste operador (anterior tarifa de OLMC), passando os custos não recuperados através do serviço de intermediação prestado pelo OLMCA a serem recuperados via tarifa da UGS I.

13. O CT entende que, a eliminação da tarifa autónoma para os custos deste operador, com o respetivo englobamento na parcela I da tarifa UGS, torna o processo de financiamento desta atividade menos claro e não rastreável, o que não está em linha com a filosofia e o espirito do Regulamento.

14. O CT entende também que é importante a análise cuidada dos custos recuperados via preço regulado de intermediação, nomeadamente compreender a sua tendência futura, no sentido de serem tomadas em tempo útil medidas de ajuste dos proveitos permitidos desta atividade, de forma a garantir o não aumento das tarifas de acesso socializadas por todos os consumidores.

15. A ERSE propõe também, nesta revisão, a alteração da metodologia de regulação do OLMCA, homogeneizando a prática regulatória das várias atividades reguladas e alterando a base para apuramento de custos para considerar os custos totais.

16. Entende o CT que esta alteração deveria ter sido melhor contextualizada no documento justificativo apresentado a consulta pública, no sentido de se compreender os impactos que podem advir desta alteração.

B. ESTRUTURA TARIFÁRIA

B.1. Tarifas flexíveis mensais e diárias

1. A revisão ao RT apresentada vem introduzir alterações na estrutura tarifária no que concerne às opções tarifárias flexíveis e às tarifas de Venda a Clientes finais.

2. No que às tarifas flexíveis mensais e diárias diz respeito, a proposta da ERSE pretende eliminar a regra de obrigatoriedade de fixação de um mínimo para o valor da capacidade utilizada por ponto de entrega de 50% da potência instalada no local do consumo.

3. O CT está de acordo com a proposta já que nestes tarifários se deve privilegiar o impacto da flexibilidade através dos multiplicadores adequados e não o efeito de capacidade utilizada que seja firme.

B.2. Tarifas curtas utilizações

1. A ERSE vem propor nesta revisão a eliminação do tarifário de curtas utilizações nos clientes MP e BP> por terem sido criados, em devido tempo, as opções flexíveis que pretendem também dar resposta aos consumidores com baixas modulações anuais.

2. Para este efeito a ERSE apresenta uma análise ao impacto nos clientes da eliminação desta tarifa concluindo que apenas 8 das 18 instalações que usufruem atualmente deste tarifário poderiam ver a sua fatura aumentada com a alteração para outros tarifários alternativos.

3. Assim, o CT vê como favorável a eliminação desta opção tarifária, garantindo-se a manutenção transitória desta tarifa para os clientes neste regime durante o próximo período de regulação.

B.3. Tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis pelo Comercializador de último recurso

1. Decorrente do Decreto-Lei nº 66/2010, de 11 de junho, as tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos em AP, MP e BP> encontram-se extintas desde julho de 2012, outubro de 2020 e 31 de dezembro de 2022 respetivamente.

2. Por outro lado, e de acordo com o Decreto-Lei nº 74/2012, de 26 de março, foi estabelecido um regime gradual de extinção de todas as tarifas reguladas de venda de gás a clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000m^3, tendo sido estabelecida a sua data de fim 31 de março de 2025 na portaria nº 83/2020, de 1 de abril.

3. Apesar deste processo de extinção, continuam a existir clientes aos quais são aplicadas as tarifas de venda a clientes finais, em todos os níveis de pressão, nomeadamente:

   a) Os clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000m^3 aos quais se aplicam as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais (de notar que foi permitido o regresso a este regime regulado, de acordo com o Decreto-Lei 57-B/2022, de 6 de setembro).

   b) Os clientes finais economicamente vulneráveis que o pretendam, e que beneficiam da Tarifa social de venda a clientes finais.

   c) Os clientes em fornecimento supletivo, ou seja, clientes cujo comercializador cessou atividade ou sem proposta de comercialização de gás.

4. Com esta revisão do RT a ERSE propõe-se criar a referência a "Tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo" aplicáveis aos clientes em fornecimento supletivo, tendo sido clarificada nova metodologia para cálculo desta tarifa que resulta da adição das tarifas de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte, de Uso da Rede de Distribuição, de Comercialização, e de Energia, podendo ser acrescidas de um diferencial para o mercado.

5. Neste contexto, o CT em nada se opõe às alterações aqui propostas.

C. PROVEITOS DAS ATIVIDADES REGULADAS

C.1. Incentivo à otimização das previsões de procura

1. Na presente proposta a ERSE propõe a aplicação de um mecanismo de Incentivo à Otimização das Previsões de Procura (IOPP) para avaliação das propostas de PDIRD-G.

2. O mecanismo tem como objetivo sinalizar às empresas a tomada de decisões economicamente racionais de investimento, numa perspetiva sistémica de longo prazo, procurando a responsabilização das empresas pelos pressupostos de evolução da procura de gás (energia e número de clientes), que sustentam os investimentos considerados nos PDIRDG aprovados.

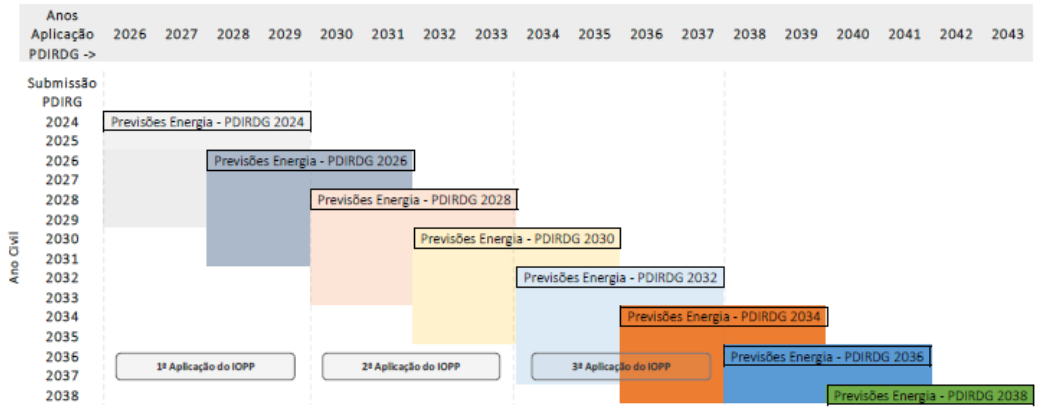
3. Ainda no que respeita aos objetivos do mecanismo, a ERSE refere que a aplicação do mesmo não colocará em causa o equilíbrio económico e financeiro das empresas e que visa atuar, preventivamente, em situações que reflitam tendências e não conjunturas.

4. A ERSE propõe o seguinte conjunto de regras de aplicação do mecanismo:

   i. Aplicação do incentivo com discriminação por ORD;

   ii. Tem efeito preventivo, com aplicação apenas a partir do primeiro PDIRD-G submetido e aprovado posteriormente à data de entrada em vigor do IOPP;

Figura 5-7 - Calendário de submissão e aplicação dos PDIRDG e correspondência com o IOPP



   iii. O valor de energia total considerada como referência corresponde à soma dos valores anuais de energia previstos no PDIRD-G para cada período do incentivo (período de 4 anos);

   iv. O desvio de energia é calculado pela diferença entre o valor de energia total de referência prevista por cada empresa nos PDIRD-G aprovados e o novo valor de energia total, atualizado com valores reais.

5. A ERSE reforça na proposta que o mecanismo atuará em função da tendência de evolução do setor e não os fatores conjunturais que afetam a procura.

6. Na sua fundamentação a ERSE refere como duas motivações para a implementação do proposto:

i. que os ORD tendem a sobrestimar as suas previsões como justificação para os investimentos propostos nos PDIRDG, contribuindo essa tendência para o risco crescente de custos afundados face a uma evolução da procura de gás descendente;

ii. que o CT, nos seus pareceres aos PDIRD-G, tem reiteradamente defendido a responsabilização dos ORD pelas suas previsões de consumo.

7. Como consequência direta nas empresas, a ERSE define uma banda neutra de não aplicação do incentivo de ±10% do desvio dos consumos de energia e que reflitam a volatilidade média histórica, até ao limite de ±20%.

8. À variação de energia, está associada uma bonificação/penalização limitada de ±0,5%, a aplicar à base ativo remunerado das empresas.

9. Os parâmetros do modelo são os seguintes:

Quadro 5-4 - Parâmetros do IOPP

Parâmetros do IOPP		
	Min	Max
Banda neutra de variação de energia	-10%	10%
Limites da banda de variação de energia	-20%	20%
Limites de penalização/bonificação WACC	-0,50%	0,50%

10. O CT, em linha com o que têm sido as suas recomendações, concorda com a introdução do mecanismo de incentivo que permita a responsabilização dos ORD sobre as suas previsões de consumo e ligação de clientes em PDIRD-G, sempre e quando a sua aplicação não coloque em causa o equilíbrio económico e financeiro das empresas e que não resulte de eventos externos às empresas.

11. O CT, em linha com o que têm sido as suas recomendações, concorda com a necessidade de promover previsões de procura mais rigorosa, contudo também reconhece que este exercício se tem tornado mais difícil atendendo à volatilidade do consumo e aos fatores exógenos que podem influenciar materialmente a evolução da procura, nomeadamente do setor industrial (preços, atividade industrial, descarbonização, legislação, …).

12. Adicionalmente, o CT considera que devem ficar refletidos nas regras dois limites adicionais da taxa de remuneração efetiva a aplicar por cada ORD, nomeadamente o *cap* e *floor* da metodologia em vigor para a definição da taxa de remuneração da atividade de distribuição, que a ERSE propõe para o período regulatório 2024-2027 de 4,0% e 7,3% para *floor* e *cap* respetivamente.

13. O CT entende que a ERSE deve aplicar o mecanismo de forma razoável e proporcional, especialmente no que se refere à identificação de oscilações de consumo no sentido da diminuição, aferindo de forma inequívoca se a volatilidade do consumo se deve a uma tendência ou a um fator conjuntural da empresa ou do setor, excluindo os efeitos destes últimos do cálculo.

C.2. Monitorização e validação económico-financeira

C.2.1 Introdução de princípio de sustentabilidade financeira nas entidades reguladas do setor do gás

1. No âmbito dos seus estatutos, a ERSE procura assegurar a existência de condições que permitam a obtenção do equilíbrio económico e financeiro por parte das atividades dos setores regulados, quando geridas de forma adequada e eficiente.

2. A ERSE considera que a otimização deste objetivo está dependente das opções seguidas na gestão das finanças corporativas, nomeadamente no que se refere aos princípios e condutas seguidas pelas

empresas nas suas decisões de financiamento, estruturação dos capitais, decisões de investimento e planeamento financeiro de curto e longo prazo.

3. A ERSE refere que pretende reforçar a monitorização das políticas financeiras das entidades reguladas que determinam a sua situação económico-financeira, em particular, as suas decisões de financiamento que determinam a sua estrutura de capitais e a sua fiabilidade financeira.

4. A ERSE considera que, tal como já está atualmente explicitado no artigo 11.º do RT, tem incentivado as empresas reguladas a seguirem políticas eficientes de financiamento. Mais, a ERSE refere que essas preocupações têm vindo a ser plasmadas nos próprios contratos de concessão, referindo a título de exemplo o contrato da atividade de distribuição de gás, que determina que a concessionária deve manter um rácio de autonomia financeira superior a 20%.

5. Assim, à semelhança do RT do setor elétrico, a ERSE propõe incorporar no RT do setor do gás o princípio de sustentabilidade da estrutura financeira, assente na monitorização e divulgação de indicadores de caraterização da situação económico-financeira das entidades reguladas, com um especial enfoque na caraterização do nível de endividamento e da sua capacidade económico-financeira para responder aos compromissos originados pela respetiva estrutura financeira.

6. A ERSE define que este princípio tem como objetivo central a antecipação de risco de incumprimentos financeiros ou níveis de solvência desadequados nas entidades reguladas.

7. Como resultado esperado, a ERSE refere que o objetivo do reforço da monitorização das politicas financeiras das entidades reguladas é poder despoletar ações, que, numa perspetiva de médio e longo prazo, antecipem situações em que as entidades reguladas possam vir a apresentar elevado risco de incumprimentos financeiros ou níveis de solvência desadequados, isto é, não estejam dotadas de uma estrutura de dívida sustentável que lhes permita financiar os investimentos necessários e assegurar a operação e manutenção das infraestruturas relativas a concessões de serviço público ou de outras atividades reguladas.

8. O CT reconhece a importância de as empresas reguladas terem estruturas e condições de financiamento adequadas para o cumprimento do serviço público que desempenham.

Contudo, o CT defende que, por se tratar de empresas de direito privado, estas devem ter liberdade para a definição das suas estruturas e condições de financiamento, desde que assegurado o cumprimento das obrigações e indicadores financeiros constantes nos Contratos de Concessão.

O CT regista positivamente a introdução deste princípio de sustentabilidade financeira que considera ser uma medida preventiva, tanto mais no atual contexto de uma possível reorganização deste setor, com a entrada de novas empresas com atividades reguladas.

9. A sustentabilidade económica e financeira das atividades reguladas é essencial. Não dependendo apenas de uma estrutura de capital adequada, o CT considera essencial que, nesta supervisão, sejam divulgados indicadores que evidenciem o desempenho referido, considerando adicionalmente o efeito de aspetos específicos, designadamente a fiscalidade e os níveis de taxação direta e indireta dessas atividades em Portugal.

10. Sem prejuízo do objetivo subjacente à presente alteração, que tem como fundamento assegurar o equilíbrio económico-financeiro das empresas com atividades reguladas, o CT entende que é importante salvaguardar que não são condicionadas as opções de financiamento dos agentes.

11. O CT recomenda que os critérios de caracterização das situações ou níveis de risco que podem justificar uma intervenção da ERSE, bem como os indicadores a utilizar para a sua monitorização, sejam objeto de apreciação prévia por parte deste Conselho.

C.2.2 INTRODUÇÃO DE PRINCÍPIO DE RACIONALIZAÇÃO DOS CUSTOS FINANCEIROS, DE ESTRUTURA E DE GESTÃO INCORPORADOS NO ATIVO REMUNERADO

1. A ERSE refere que os custos totais de investimento das empresas incluem uma componente de custos de estrutura e gestão e uma componente de custos financeiros. Os custos de estrutura e gestão correspondem à imputação ao investimento de custos internos da empresa, designadamente os custos com trabalhadores que colaboram no planeamento, contratação e execução dos investimentos, bem como, os serviços subcontratados para estes fins. Após a transferência para exploração, os custos totais de investimento aceites para efeitos regulatórios são incorporados na base de ativos regulada.

2. Contrariamente aos custos primários dos ativos que são, normalmente, determináveis por serem suportados por operações de aquisição de recursos a entidades externas, a ERSE considera que a definição dos custos de estrutura e gestão apresenta uma maior discricionariedade por depender de critérios definidos por cada uma das empresas em resultado das suas políticas especificas de capitalização destes custos. A ERSE refere ainda que, sem prejuízo da especificidade das diferentes atividades e do disposto das normas contabilísticas, poderão coexistir diferentes práticas e critérios entre as atividades reguladas criando dissonâncias no setor sobre as diferentes naturezas de custos capitalizados.

3. A ERSE refere que o normativo contabilístico determina os procedimentos comuns a todas as empresas para o reconhecimento, mensuração e divulgação do valor do ativo, apontando a necessidade de bom senso e racionalidade neste processo. A ERSE considera que existe complexidade no entendimento da natureza dos custos que podem ser englobados como quaisquer custos diretamente atribuíveis para permitir o ativo funcionar ou ser usado.

4. A ERSE refere ainda que o próprio normativo contabilístico exemplifica algumas naturezas de custos que podem ser capitalizados:

   i. custos de benefícios dos empregados, decorrentes diretamente da construção, aquisição ou colocação do ativo em condições de funcionamento;

   ii. custos de preparação do local;

   iii. custos iniciais de entrega e de manuseamento;

   iv. custos de instalação e montagem;

   v. honorários.

5. Em sentido contrário, a ERSE refere que o normativo contabilístico identifica também a natureza de custos que não podem ser capitalizados:

   i. custos de abertura de novas instalações;

   ii. custos de introdução de um novo produto ou serviço (incluindo custos de publicidade ou atividades promocionais);

   iii. custos de condução do negócio numa nova localização ou com uma nova classe de clientes (incluindo custos de formação de pessoal);

   iv. custos de administração e outros custos gerais.

6. A ERSE depreende que permanece uma elevada discricionariedade das empresas para a definição de critérios de capitalização das diferentes naturezas de custos nos valores dos ativos, em particular, associada à especificidade de cada atividade económica e às políticas de cada empresa relativas aos valores a reconhecer como custos operacionais, financeiros ou capitalizáveis.

7. A ERSE refere ainda que no caso particular das atividades do setor do gás, se observam particularidades distintas, bem como uma materialidade dos montantes incluídos nos valores dos ativos como encargos financeiros, de estrutura e gestão.

8. A ERSE considera assim que:

   i. importará aprofundar o conhecimento dos custos de estrutura e gestão reportados pelas empresas;

   ii. definir as naturezas de custo que são passíveis de capitalização, tendo presente as disposições do normativo contabilístico, com as adaptações necessárias para aplicação no contexto da regulação.

9. A ERSE identifica como algumas vantagens decorrentes da avaliação e eventual redefinição da natureza dos custos reportados como custos de estrutura e gestão, o facto de desincentivar o reporte de custos de operação e manutenção sujeitos a metas de eficiência, como custos considerados no valor dos ativos regulados que, salvo nas metodologias do tipo TOTEX, não são de um modo geral sujeitos a metas de eficiência.

10. A ERSE espera que o impacto mais relevante da proposta se verifique na transferência de custos entre a base de ativos remunerados e a base de custos de exploração sujeitos a metas de eficiência, quando aplicável, referindo ainda que a reponderação da natureza destes custos procurará não comprometer a estabilidade regulatória e tarifária, pelo que poderá ser necessário um período de transição para a implementação de medidas decorrentes das avaliações efetuadas.

11. Deste modo, a ERSE propõe, à semelhança do estabelecido no RT do setor elétrico, introduzir um princípio de racionalização dos custos financeiros, de estrutura e gestão associados ao investimento no total dos custos diretos de investimento, através da avaliação e reponderação das naturezas de custos que poderão ser sujeitos a capitalização por via regulatória. Através deste princípio, pretende-se garantir que todos os custos, cuja natureza seja de exploração e não de investimento, sejam sujeitos a metas de eficiência.

12. Contudo, para o CT não fica suficientemente clara a forma como este princípio da ERSE se compatibilizará com as normas contabilísticas em vigor, que já definem critérios apropriados que balizam as regras de capitalização das empresas com atividades reguladas, nem tão pouco quais os critérios ou circunstâncias que podem determinar a possibilidade de intervenção da ERSE nas decisões dos operadores sobre as regras de capitalização.

13. De facto, o CT dá nota que a capitalização de todos os custos de investimento se encontra devidamente enquadrada no normativo contabilístico em vigor, nomeadamente no Sistema de Normalização Contabilística e nos *International Accounting Standards* (IAS), destacando-se o IAS16 e o IAS38, matéria particularmente relevante no quadro de transparência e rigor exigidos a empresas com atividades reguladas cotadas e respetivas subsidiárias, em particular quando, cumulativamente, sujeitas a análise de rating internacional.

14. No entender do CT, o mecanismo agora proposto pela ERSE poderá gerar uma divergência entre a contabilidade no âmbito regulatório e a contabilidade no âmbito estatutário, o que seria indesejável e não contribuiria para criar confiança junto dos diferentes *stakeholders* das empresas com atividades reguladas.

15. Adicionalmente, o CT dá nota que a eventual existência de regras de capitalização divergentes para efeitos de contas reguladas e estatutárias levará à criação de processos e sistemas paralelos de contabilidade, com custos acrescidos para o SNG e com impactos negativos nos prazos de fecho de contas. Neste contexto, o CT reforça a importância de serem seguidas regras explícitas e incontestáveis sobre os critérios a seguir de forma verificável no apuramento do valor de um ativo

contabilístico, seguindo o estabelecido no normativo internacional aplicável. Se existir a necessidade de mais informação sobre questões relativas ao processo de apuramento das contas, estas deverão ser devidamente aprofundadas através de relatórios específicos que sejam requeridos no âmbito do RT, devendo o valor reportado neste âmbito ser objeto de opinião e certificação por parte de Auditores Financeiros Externos e Independentes, enquanto peritos técnicos autorizados nestas matérias, de forma a evitar-se qualquer posição subjetiva ou discricionária.

16. Pelo exposto, o CT concorda com o aprofundamento do conhecimento dos custos de estrutura e gestão, na medida em que os critérios subjacentes a este tipo de análise possam ser objeto de um relatório específico a elaborar pelo Auditor, mas não pode concordar com a definição de critérios de aceitação das naturezas de custo fora do normativo contabilístico em vigor que extravasem o juízo técnico do Auditor Financeiro Externo Independente, no quadro do normativo contabilístico vigente.

D. ALTERAÇÕES DE ORGANIZAÇÃO E HARMONIZAÇÃO REGULAMENTAR

1. A ERSE propõe proceder a um exercício de aperfeiçoamento e uniformização de disposições comuns a todos os regulamentos da sua responsabilidade e, o que já é percetível na revisão do Regulamento Tarifário do setor elétrico, em curso, no âmbito da 113ª Consulta Pública.

2. Este exercício de reorganização e harmonização é observado nos Capítulos referentes às Disposições Iniciais, que se centra agora em disposições sobre o objeto e âmbito de aplicação e siglas e definições; e às Disposições Finais, no qual é introduzida uma disposição genérica relativa a projetos-piloto, bem como um conjunto de preceitos referentes a diversos aspetos como “informação a enviar à ERSE”, “forma dos atos da ERSE”, “Compensações pagas a consumidores no âmbito de processos sancionatórios”, “recomendações e orientações da ERSE”, “auditorias de verificação do cumprimento regulamentar”, “prazos” e “regime sancionatório”.

3. O CT nada tem a opor a esta proposta, considerando que esta contribui para uma melhor organização e coerência de todo o complexo regulatório pelo qual a ERSE é responsável.

III
CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que a proposta apresentada pela ERSE deverá ser reformulada em conformidade com as recomendações constantes deste Parecer.

Aprovado em 28 de abril de 2023

[Parecer integral digitalizado]

◆ Proposta de Revisão do Manual de Procedimentos do EEGO" ◆ [Consulta Pública n.º 112]

O Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que transformou a Entidade Reguladora do Setor Elétrico em Entidade Reguladores dos Serviços Energéticos (ERSE) dispõe, na sua redação atual, sobre a organização, competência e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), enquanto "(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços."[92]

Ao CT compete, nos termos do disposto no n.º 1 do artigo 48º dos Estatutos da ERSE, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, e, bem assim sobre outras matérias a solicitação expressa do CA da ERSE, parecer este que é aprovado por maioria dos seus membros e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE remeteu ao CT, em 12 de dezembro de 2022, o documento intitulado "PROPOSTA DE REVISÃO DO MANUAL DE PROCEDIMENTOS DO EEGO "2[93], devendo o CT sobre o mesmo emitir parecer, obrigatório e não vinculativo, até ao dia 15 de janeiro de 2023.

Assim, a Secção do Setor do Gás do CT emite o seguinte parecer:

I
ENQUADRAMENTO

Através do Decreto-Lei n.º 141/2010, de 31 de dezembro, foi estabelecido o mecanismo de emissão de garantias de origem para a eletricidade a partir de fontes de energia renováveis. Por seu turno, o Decreto-Lei n.º 60/2020, de 17 de agosto, que alterou o referido diploma legal, veio introduzir no ordenamento jurídico português o mecanismo de emissão de garantias de origem para gases de baixo teor de carbono e para gases de origem renovável.

A Garantia de Origem (GO), documento eletrónico, tem a função de provar ao consumidor final que uma dada quota ou quantidade de energia foi produzida a partir de fontes renováveis, em cogeração de elevada eficiência, ou, no caso de gás, de origem renovável ou de baixo teor de carbono.

Em Portugal continental a entidade responsável pela emissão desta Garantia de Origem é a REN que deve igualmente assegurar a articulação necessária para a importação e exportação das GO dentro da União Europeia.

O Manual de Procedimentos da Entidade Emissora de Garantias de Origem (MPEEGO) estabelece as competências desta entidade no que respeita à implementação e gestão de um sistema de Garantias de Origem (GO) da eletricidade e de energia para aquecimento ou arrefecimento produzidas a partir de fontes de energia renováveis.

Este Manual de Procedimentos, atualmente em vigor, foi aprovado em março de 2020 pela Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), após parecer da Entidade Nacional para o Setor Energético (ENSE), conforme previsto na alínea b), do n.º 5, do artigo 13º do Decreto-Lei n.º 141/2010, de 31 de dezembro, na redação que lhe foi conferida pelo artigo 238º da Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro.

A experiência resultante da operacionalização da atividade da EEGO, bem como, a necessidade de integração das regras de rotulagem de energia elétrica publicadas pela ERSE em articulação com os sistemas da *Association of Issuing Bodies* (AIB) e, ainda, as sucessivas alterações legais verificadas desde a

[92] Cf. Art.º 45 dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.
[93] Comunicação PCA da ERSE, de 12 dezembro/2022, N/ Ref: ET-2022-1737/ET/mm.

aprovação e publicação do MPEEGO, estiveram na base do processo de revisão em curso deste instrumento legal.

Com efeito, são várias as matérias objeto de desenvolvimento legislativo com incidência direta no MPEEGO e que, do mesmo modo, motivam a ERSE uma intervenção regulamentar neste documento, a saber:

- a aprovação do mecanismo de emissão das GO para a eletricidade e para a energia para aquecimento ou arrefecimento produzidas a partir de fontes de energia renováveis e ainda para gases de baixo teor de carbono e para gases de origem renovável[94];
- a transposição para a ordem jurídica nacional da Diretiva 2012/27/EU do Parlamento e do Conselho, de 25 de outubro que revogou a Diretiva n.º 2004/8/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de fevereiro[95], pelo Decreto-Lei n.º 68-A/2015, de 30 de Abril;
- a aprovação do regime jurídico relativo à organização e ao funcionamento do Sistema Nacional de Gás[96];
- a aprovação do regime jurídico relativo à organização e ao funcionamento do Sistema Elétrico Nacional[97] que transpõe a Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019 e a Diretiva (UE) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018.

Neste contexto, a ERSE, nos termos do artigo 174º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, lançou a Consulta Pública sobre a Proposta de Revisão do MPEEGO, que para além consagrar a operacionalização de garantias de origem no quadro nacional, visa também promover:

1. A sistematização interna do Manual de Procedimentos que facilite a apreensão do respetivo conteúdo pelos seus destinatários;
2. A autonomização de cada procedimento específico, concretizada com o propósito de conferir maior flexibilidade ao contexto de aplicação do Manual e da sua revisão quando necessário;
3. A sistematização dos deveres de reporte de informação no quadro operacional da EEGO, neles incluindo a informação a reportar à ERSE para efeitos de supervisão específica da EEGO e de matérias conexas com as garantias de origem;
4. A introdução de requisitos de informação para a regulação económica da EEGO, em linha com o que estabelece o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, nomeadamente quanto às competências para avaliar e aprovar a orçamentação da atividade da EEGO e fiscalizar as respetivas contas;
5. A concretização de um quadro de auditabilidade próprio e específico da EEGO, de modo a, por um lado, reforçar as condições de supervisão da sua atividade e, por outro lado, conferir transparência acrescida à sua atuação, por via do envolvimento de entidade externa e independente.

Este é, pois, o enquadramento que esteve na base de apresentação pela ERSE da Consulta Pública n.º 112, referente à Proposta de Revisão do Manual de Procedimentos do EEGO, agora em apreciação.

[94] Cfr Decreto-Lei n.º 141/2010 de 31 de dezembro, alterado e republicado pelo Decreto-Lei n.º 60/2020, de 17 de agosto.
[95] Cfr Decreto-Lei n.º 23/2010 de 25 de março, alterado pela Lei n.º 19/2010 de 23 de agosto, e alterado e republicado pelo Decreto-Lei n.º 68-A/2015 de 30 de abril, tal como retificado pela Declaração de Retificação n.º 30-A/2015 de 26 de junho, e pelo Decreto-Lei n.º 64/2020 de 10 de setembro.
[96] Cfr Decreto-Lei 62/2020, de 28 de agosto.
[97] Cfr. Decreto-Lei 15/2022, de 14 de janeiro.

II
ESPECIALIDADE

Considerando o enquadramento acima exposto, a Secção do Setor do Gás do CT emite o seguinte Parecer à Proposta em análise:

A. PROCEDIMENTO N.º 3 - INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO

O CT constata que nesta proposta estão excluídas da participação no sistema da EEGO as instalações cuja produção se destina exclusivamente à exportação, não se entendendo as razões para tal exclusão uma vez que é absolutamente critico para o próprio valor de mercado do produto exportador a sua catalogação e classificação como produto renovável.

Neste contexto o CT recomenda a eliminação desta restrição.

B. PROCEDIMENTO N.º 6 - PRODUÇÃO DE GASES A PARTIR DE FONTES RENOVÁVEIS E DE GASES COM BAIXO TEOR DE CARBONO

O CT vê como muito importante o início do processo de emissão de garantias de origem para a produção de gases a partir de fontes renováveis e de gases com baixo teor de carbono.

Reconhecendo a dificuldade na implementação deste processo, considera o CT que a abordagem de serem inicialmente apenas abrangidas a emissão de GO destinadas ao autoconsumo e injeção na RPG, limita iniciativas de investimento quer para exportação, quer para outros usos como combustível ou matéria prima. Assim, o CT recomenda que seja prevista uma solução que permita abranger, desde já, esta tipologia de instalação de produção.

Dado que a produção de gases renováveis, designadamente a partir de matérias residuais, tem outras aplicações além da injeção na rede de gás, o CT entende que a abordagem relativa à emissão de garantias de origem deverá ser coerente com o que se encontra estabelecido no Decreto-Lei n.º 84/2022, de 9 de dezembro (estabelece metas relativas ao consumo de energia proveniente de fontes renováveis, transpondo parcialmente a Diretiva (UE) 2018/2001).

O CT vem solicitar a clarificação relativa ao ponto de que apenas as GO relativas ao volume de energia autoconsumida estão excluídas da transação em mercado, sendo que o volume excedente injetado nas RPG ou utilizado para outros fins tenha tratamento equivalente às restantes GO emitidas relativas à produção de gases, ou seja poderem ser transacionadas em mercado.

Entende também o CT que deverão ser claros os fatores a utilizar para o cálculo de energia. Assim recomenda-se que relativamente ao hidrogénio, deverá ser clarificado que a utilização do PCI ou do PCS do hidrogénio, será aplicado de acordo com as normas europeias.

C. PROCEDIMENTO N.º 7 - CONVERSÃO ENTRE VETORES ENERGÉTICOS

O CT recomenda que neste procedimento seja clarificado o âmbito e a utilização destes mecanismos de conversão.

D. PROCEDIMENTO N.º 8 - EMISSÕES DE CO_2

É entendimento do CT que o fator de emissão de CO_2 associados à produção de energia elétrica e de gases de baixo teor de carbono devem ser conhecidos e refletir a realidade das emissões nacionais, assim como ser um fator reconhecido a nível europeu e que facilite a transação de GO para exportação.

O CT constata que a fórmula de cálculo para a estimativa das emissões evitadas de CO_2 por MWh de energia elétrica num processo de cogeração, não permite a sua aplicação para o caso das cogerações renováveis, uma vez que o fator de emissão para o combustível poderá em casos específicos ser nulo, ou seja 100% renovável, recomendando a sua reanálise.

E. PROCEDIMENTO N.º 9 - PROCESSAMENTO DE GARANTIAS DE ORIGEM

As GO têm um valor facial de 1MWh e validade de 12 meses a contar do final do período de referência de produção, podendo ser canceladas até dezoito meses após o fim do período de produção.

Segundo o procedimento nº 9, ponto 13, " De acordo com a alínea 9 do Artigo 9.º do Decreto-Lei n.º 141/2010, de 31 de dezembro, na sua redação atual nos casos em que a energia produzida a partir de fontes de energia renováveis beneficie de um regime de apoio direto ao preço ou de um incentivo ao investimento nos termos da lei ou ainda nos casos em que a referida energia seja produzida ao abrigo de um contrato de aquisição de energia (CAE) ou de um acordo de cessação antecipada de um CAE, o pagamento da remuneração ou do incentivo ao produtor pela entidade legalmente vinculada a realizar tal pagamento depende da confirmação da entrega das respetivas garantias de origem à DGEG da totalidade das GO emitidas pela EEGO relativamente à energia elétrica produzida num dado período de referência."

Para o CT parece claro que, se uma instalação beneficia de apoio explicito à produção de energia para a injeção direta na rede, seja através de CAE, FIT ou leilões, o volume de energia injetada ao abrigo deste mecanismo deverá dar lugar a GOs que sejam entregues à DGEG.

No entanto, se o apoio concedido for para incentivar outros vetores económicos que permitam a execução de um investimento e que não beneficie de um apoio suportado pelo sistema elétrico ou gasista, entende o CT que o volume de energia utilizado para outros fins (contratos bilaterais e outras utilizações) deve poder ser alvo da emissão de garantias de origem que possam acompanhar a venda do produto que garanta ao comprador a efetiva aquisição de um produto 100% renovável.

O CT sugere que a ERSE promova a clarificação do ponto anterior junto da entidade responsável.

Para além disso, o CT questiona a pertinência de ser identificada a utilização final do gás na emissão de uma garantia de origem, dado que quando um produtor solicita a emissão de uma garantia de origem para transação em mercado, pode não ser conhecedor da sua utilização final, ou seja se o comprador utiliza o gás para processo, produção de calor, matéria-prima, etc.

F. PROCEDIMENTO N.º 11 - AUDITORIAS A INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO

O CT entende que é fundamental o processo de auditoria a instalações de produção, como forma de dar credibilidade ao processo e garantir o cumprimento das disposições regulamentares aplicáveis para que a produção de energia possa ser certificada por GO.

No entanto, o CT alerta para a necessidade de formar e/ou certificar atempadamente os auditores habilitados de forma a que este não seja um motivo de atraso no processo de emissão de GO.

Relativamente à periodicidade da "auditoria periódica", o CT questiona a exequibilidade da periodicidade anual aplicável para todas as instalações de produção de gases renováveis e de gases com baixo teor de carbono, a todas as instalações de produção de energia para aquecimento e arrefecimento a partir de fontes de energia renováveis.

Entende o CT que a quantidade de instalações que poderão estar abrangidas poderá tornar este processo demasiado moroso e oneroso, propondo que se utilize a metodologia aplicável às instalações de cogeração ou produção de energia termoelétrica não cogeração que utilizem fontes de energia renováveis (a cada 3 anos).

G. PROCEDIMENTO N.12 – DIVULGAÇÃO, REPORTE DE INFORMAÇÃO E SUPERVISÃO

1. A atividade da EEGO encontra-se, nos termos do disposto no artigo 179.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, abrangida pela regulação da ERSE, sem prejuízo de outras competências atribuídas a entidades administrativas que atuem nos domínios específicos das suas atribuições.
2. O CT salienta que não obstante o artigo 3.º do procedimento n.º 12 da proposta de manual em apreciação estabeleça a informação necessária ao cumprimento dos princípios de regulação económica, não foi até ao momento ainda definido pela ERSE o modelo de regulação a aplicar à EEGO

nem qualquer mecanismo de reporte da informação, pelo que o CT recomenda a sua definição, bem como a aprovação dos preços a aplicar neste âmbito.

3. Compete ainda à ERSE a aprovação do manual de procedimentos assim como a sua monitorização e supervisão. No que tange, em especial, à realização de auditorias periódicas às atividades abrangidas pelo presente Manual de procedimentos, entende o CT que as restrições neste domínio devem ser estritamente adequadas e proporcionais aos interesses que se pretendem proteger.

H. CONSIDERAÇÕES ADICIONAIS

Para além das situações de utilização atualmente previstas no MPEEGO em consulta (produção para autoconsumo e para injeção na rede, de eletricidade e gases renováveis e de baixo teor de carbono), e da produção para exportação, existem outras situações críticas para grandes consumidores industriais de energia em situações de integração industrial, que importa igualmente prever até para promover estratégias de descarbonização (em particular no caso dos gases renováveis e de baixo teor de carbono): utilizações *off-grid*, em que a produção destes gases se destina a transações bilaterais físicas diretas, processo, matérias primas, com as respetivas GO acopladas.

Importa igualmente assumir de forma explícita no quadro do MPEEGO em consulta o enquadramento dos chamados "gases de processo" (correntes residuais gasosas de processos industriais, passíveis de recirculação/utilização enquanto vetor energético), os quais deveriam ser passíveis de enquadramento no sistema GO na categoria de "gases de baixo teor de carbono".

IV
CONCLUSÕES

O CT, pelas razões expostas e detalhadas no parecer, recomenda que a ERSE tenha em consideração os comentários expressos neste parecer.

Aprovado em 16 de janeiro de 2023

[Parecer integral digitalizado]

◆ Proposta de revisão do Regulamento Tarifário do setor do gás ◆ [Consulta Pública n.º 108]

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário[98] (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, alterado pelo artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, "(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços."[99]

Ao CT compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural -, emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou, em 1 de abril de 2022, ao CT o documento[100] contendo a "Proposta de alteração do Regulamento Tarifário do Setor do Gás", cabendo ao CT emitir parecer até 29 de abril de 2022.

Assim, a Secção do Sector Nacional do Gás do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

"Proposta de alteração do Regulamento Tarifário do Setor do Gás"

I
GENERALIDADE

A atual conjuntura internacional tem tido impactos significativos no setor energético, gerando incerteza na evolução dos preços nos mercados deste setor e, bem assim, ainda que indiretamente, nas variações tarifárias das atividades sujeitas à definição de tarifas pela ERSE.

Torna-se, por conseguinte, necessário o reforço da atuação da ERSE na definição dos proveitos das várias atividades reguladas, por forma a implementar/melhorar medidas que permitam mitigar a volatilidade tarifária, não só para o ano para o qual se está a definir as tarifas, mas também para prevenir situações futuras.

Para o efeito, em 1 de abril de 2022, a ERSE lançou a Consulta Pública n.º 108 tendo sido solicitada emissão de parecer por parte deste órgão, no quadro das suas competências.

A proposta de revisão do Regulamento Tarifário (RT) em apreço tem como principal motivo adaptar este regulamento às circunstâncias inerentes ao recebimento de receitas de prémios de leilões de atribuição de capacidade, com impactes tarifários dificilmente previsíveis.

O Regulamento n.º 368/2021, de 28 de abril, resultante da última revisão regulamentar, introduziu um mecanismo que pretende mitigar os potenciais impactos tarifários resultantes da reversão para as tarifas das receitas com os prémios de leilão de atribuição de capacidade, através do diferimento por um determinado período, previamente estabelecido pela ERSE, dessa reversão.

De acordo com o documento Justificativo da consulta pública n.º 108, é entendimento da ERSE que: "*A presente revisão regulamentar pretende melhor adaptar este mecanismo aos efeitos futuros na volatilidade tarifária dessa reversão, que não são previsíveis à data em que o diferimento dessas receitas é decidido*" e "*clarificar que o diferimento dos valores a devolver não deve exceder um período de 4 anos*".

Por outro lado, é proposta a revisão do cálculo do ajustamento do desconto decorrente da aplicação da tarifa social, por forma a tornar mais clara a sua aplicação.

[98] Doravante abreviado por CT.
[99] Cf. Art.º 45 dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.
[100] E-Tecnicos/2022/430/VM/ao

II
ESPECIALIDADE

1. Mecanismo de Mitigação dos Potenciais Impactos Tarifários Decorrentes de Receitas da Atribuição de Capacidade nas Infraestruturas de Alta Pressão

Os mecanismos de atribuição de capacidade nas infraestruturas da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT), estão previstos no Regulamento de Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações (RARII) e o detalhe dos procedimentos dessa atribuição no Manual de Procedimentos de Acesso às Infraestruturas (MPAI).

As receitas provenientes da atribuição de capacidade nas infraestruturas integram a retribuição pelo uso das infraestruturas prevista no Regulamento Tarifário (RT), nomeadamente as eventuais receitas provenientes da atribuição da capacidade das infraestruturas, em resultado da ocorrência de prémios em leilões de capacidade.

No ano gás 2020-2021, os prémios de leilão de capacidade recebidos pelos operadores de Terminal de GNL e de transporte de gás atingiram um montante de tal forma elevado que a reversão da sua totalidade, à tarifa, no respetivo ano implicaria, no caso do terminal de GNL, a aplicação de uma tarifa negativa.

Por forma a mitigar uma potencial disrupção tarifária resultante da reversão imediata para as tarifas de valores referentes a prémios de leilão de atribuição de capacidade, que pudessem comprometer a estabilidade tarifária, foi implementado em 2021 um mecanismo que permite diferir por um determinado período, a fixar pela ERSE, os valores correspondentes aos prémios de leilão recebidos em cada ano pelos operadores das infraestruturas, quando tal se justifique.

O modelo conceptual deste mecanismo tem subjacente a definição à partida de indutores de custos por atividade e do número de anos para a reversão dos montantes às tarifas, tornando-o complexo e limitando o objetivo da mitigação de impactos futuros na volatilidade tarifária. Assim, de forma a tornar o mecanismo mais flexível e menos complexo, a ERSE propõe:

(i) definir um prazo máximo de 4 anos, em coerência com a duração do período regulatório para a reversão da totalidade do valor em substituição de um número fixo de anos;

(ii) dissociar o mecanismo da definição de indutores de custos das respetivas atividades.

O CT reconhece as vantagens da procura da estabilidade tarifária dos acessos, pelos sinais que confere quer aos operadores em termos de estimativa de recuperação dos seus proveitos permitidos, quer aos agentes de mercado e clientes, em termos de estimativa de tarifas a suportar.

Pelo anterior, o CT acolhe favoravelmente as iniciativas que possam contribuir para a estabilidade e previsibilidade tarifárias, desde que estabelecidas de um modo objetivo e transparente, atendendo ao princípio de não criação de subsidiações cruzadas, devendo as receitas ser aplicadas nas tarifas da infraestrutura em que foram criadas e com prazos de diferimento não excessivamente longos, de modo a que os agentes e consumidores possam também usufruir em tempo útil dos benefícios criados pela receita adicional.

2. Ajustamento Decorrente da Aplicação da Tarifa Social

A tarifa social de fornecimento de gás a aplicar a clientes finais economicamente vulneráveis foi criada com o Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro.

O aprofundamento da liberalização dos mercados da eletricidade e do gás e a volatilidade dos custos energéticos a nível internacional justificaram a adoção de medidas que visavam garantir o acesso a estes serviços essenciais por todos os consumidores, designadamente os economicamente vulneráveis.

Entretanto e em cumprimento do Programa de Assistência Financeira assinado pelo Estado Português e da Resolução do Conselho de Ministros n.º 34/2011, de 1 de agosto, que aprovou o calendário para a extinção gradual das tarifas reguladas de venda a clientes finais de eletricidade e de gás, a criação da tarifa social surgia no sistema energético nacional como necessidade para a proteção dos clientes finais economicamente vulneráveis.

O modelo à data definido para a tarifa social no sector do gás utilizou o critério de elegibilidade coincidente com o das prestações atribuídas no âmbito do sistema de segurança social, em linha com o estabelecido para o sector elétrico.

A tarifa social era calculada através da aplicação de um desconto na tarifa de acesso às redes em baixa pressão. O valor deste desconto, determinado pela ERSE, tinha em conta o limite máximo de variação da tarifa social de venda a clientes finais, a fixar anualmente pelo membro do Governo responsável pela área da energia, considerando a evolução dos custos prevista para o sector do gás.

O financiamento dos custos com a aplicação da tarifa social foi repercutido nas tarifas de acesso às redes, sendo esses devidos aos operadores das redes de distribuição de gás.

Posteriormente, foram introduzidas alterações pela Lei nº 7-A/2016, de 30 de março (Lei do Orçamento do Estado para 2016), definindo o acesso ao benefício da tarifa social através de um mecanismo de reconhecimento automático. A Lei n.º 2/2020, de 31 de março (Lei do Orçamento do Estado para 2020), estabeleceu a extensão das condições de acesso à tarifa social da energia elétrica e do gás, alargando a elegibilidade a todas as situações de desemprego. Para promover esta disposição foi publicado o Decreto-Lei n.º 100/2020, de 26 de novembro, que alterou o Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, alterado pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março.

As alterações legislativas visaram essencialmente a alteração dos critérios de elegibilidade da tarifa social sem nunca promover a discussão sobre os custos com a sua aplicação. Atualmente os mesmos são suportados pelas empresas transportadoras, distribuidoras e comercializadoras de gás natural na proporção do volume comercializado de gás no ano anterior.

O CT reconhece que a tarifa social é uma medida de importante impacto social e fundamental para os clientes economicamente vulneráveis, sendo por isso essencial a sua manutenção, em especial no atual contexto inflacionista.

No entanto o CT considera prudente que a ERSE possa lançar o debate sobre os custos destas medidas sociais, que são neste caso, imputados exclusivamente às empresas. Em 2019 a ERSE elaborou o "ESTUDO SOBRE O MODELO DE FINANCIAMENTO DA TARIFA SOCIAL DE ELETRICIDADE"[101], onde, entre outros assuntos foram analisados modelos de financiamento alternativos para a tarifa social.

Neste particular o CT reitera a posição já expressa em anteriores pareceres de que o financiamento da Tarifa Social deve ser garantido através de recursos públicos, em linha com a revisão da Diretiva 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho, aprovada no processo de comitologia em dezembro de 2018, que explicita:

"*Nesta revisão, a nova diretiva refere que a fixação de tarifas sociais de fornecimento - como medida de proteção de clientes vulneráveis – não pode prejudicar a abertura dos mercados e deve ser limitada na sua duração. A diretiva revista determina ainda que a proteção dos clientes vulneráveis deve ser assegurada pela política social ou por outros meios que não a fixação do preço final de fornecimento de eletricidade*".

Sem prejuízo do acima referido, no presente exercício a ERSE propõe a revisão da redação das parcelas que concorrem para o apuramento dos ajustamentos da tarifa social. A proposta apresentada pela ERSE

[101] https://www.erse.pt/media/jaffqy4i/estudo-sobre-o-financiamento-da-tarifa-social-de-eletricidade.pdf

consiste em eliminar as referências a "custos de financiamento", aclarando assim o que efetivamente é considerado na fórmula aplicada, ou seja, o desconto decorrente da aplicação.

No que diz respeito à adequação da redação, o CT considera que a proposta da ERSE vem facilitar a interpretação das respetivas componentes das fórmulas visadas.

3. Alteração do Articulado do Regulamento Tarifário

As fórmulas introduzidas pela ERSE no articulado do Regulamento Tarifário, designadamente nos artigos 101º, 102º e 106º decorrente das alterações suscitadas pela necessidade de mitigar os potenciais impactos tarifários que possam surgir no âmbito das receitas geradas pela atribuição de capacidade nas infraestruturas de alta pressão (leilões), apresentam um elevado grau de complexidade, o que dificulta a sua interpretação.

O CT sugere que a ERSE simplifique o texto do RT por um lado, por forma a facilitar a sua leitura e a eliminar dúvidas de interpretação das fórmulas por outro, passando a incluir no corpo principal do RT a identificação dos conceitos e componentes e, em instrução autónoma, a forma detalhada de como a fórmula seria construída e aplicada.

Desta forma, evitar-se-ia inclusivamente consultas públicas motivadas apenas por alterações às fórmulas de cálculo introduzidas no RT. No caso em apreço, a fórmula aparece nas três infraestruturas de alta pressão, mas na prática só se vai aplicar para os valores recebidos nos nove meses de 2021, contabilizados como Estimativa de Fecho no ano gás 2020-2021 e apenas no terminal de GNL de Sines.

III
CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que devem ser tidas em conta as recomendações anteriormente expressas.

Aprovado em 22 de abril de 2022.

[Parecer integral digitalizado]

◆ Medidas Extraordinárias no Âmbito do Sistema Nacional de Gás ◆ [Consulta Pública n.º 107]

1. Ponto Prévio

O CT tem presente a atual situação de escalada de preços e as suas consequências para alguns setores consumidores, com potenciais limitações à atividade industrial e consequente redução de consumo.

O CT não pode deixar de relevar que o TTF médio de março 2022 (indexante de referência de gás) fechou em torno dos 126 €/MWh, o que corresponde a uma variação aproximada de +700% face a 2019, +1244% face a 2020 (início da pandemia) e +170% face a 2021.

Esta situação tem um impacto em todo o setor energético e no conjunto dos consumidores, atingindo mais intensamente os setores mais expostos ao mercado, nomeadamente a indústria consumidora de gás, mas não só, cuja atividade em Portugal está a sofrer reduções por força dos preços praticados.

O atual momento exige a adoção de medidas extraordinárias que permitam minimizar o impacto daquelas variações e manter a base de consumo, fundamental para a sustentabilidade do SNG.

Torna-se assim prioritário que os organismos europeus, estado central e reguladores se articulem no sentido de desenhar e implementar tais medidas, antes de mais pela dimensão dos apoios necessários.

Nesse sentido, considera-se positiva a preocupação demonstrada pela ERSE e a sua intenção de analisar e apontar potenciais soluções com vista a minimizar o impacto negativo no tecido empresarial e nas famílias.

O CT entende que tais mecanismos, a adotar, deverão ser dirigidos com prioridade e celeridade aos setores mais impactados pela escalada de preços, nomeadamente a indústria consumidora de gás.

Neste contexto, o CT entende a iniciativa da ERSE, considerando, no entanto, que a proposta apresentada e em análise deverá ser necessariamente enquadrada e ajustada ao conjunto de decisões tomadas no seio da União Europeia, no quadro da crise energética existente que tem vindo a ser agravada pela recente agressão à Ucrânia.

Por outro lado, o CT nota as compreensíveis incertezas em termos de definição dos modelos a adotar, que carecem de clarificação, nomeadamente quanto ao financiamento e seu valor, e, em particular, sobre quem recai tal responsabilidade. Neste particular, devem ser consideradas as recomendações emitidas pela UE, em termos de intervenções sobre os mercados de energia, e possíveis ajudas de estado aos setores mais expostos aos elevados preços de mercado, insistindo na necessidade de estabelecimento de medidas solidamente analisadas e não decididas unilateralmente.

Pelo exposto, a adoção de medidas excecionais como as propostas de "Venda Regulada de Gás" ou do "Mecanismo de Estabilização da Procura", corre o risco de se tornar contrária à desejada estabilização e harmonização do MIBGAS, que, muito provavelmente, será um dos vetores mais relevantes nos mecanismos de estabilização tarifária a desenvolver na Península Ibérica.

Em particular destaca-se a autorização do Conselho Europeu, em 25 de março, para desenvolvimento de uma exceção ibérica no mercado de eletricidade, acomodando assim a proposta luso-espanhola para fixar preços máximos de gás nos mercados grossistas, com efeito nos preços da eletricidade gerada a partir deste combustível.

Considera o CT que apenas após a conclusão deste processo se deveria avançar para alguma alteração à regulamentação do SNG.

2. Mecanismo Regulado de Venda de Gás

O CT toma nota da proposta da ERSE de criação de mecanismos regulados de compra e venda de gás, considerando como fonte de aprovisionamento os contratos históricos em regime de *take-or-pay* do CSNG,

atento o disposto no Art.º 268º do RRC e a possibilidade de uma partilha de riscos e benefícios entre o SNG e o próprio agente.

A ERSE reconhece que a aplicabilidade da proposta está condicionada a alterações legislativas eventualmente a aprovar, ficando o CT na dúvida se o mecanismo proposto será passível de implementação tempestiva que permita algum efeito prático no alívio da pressão dos custos energéticos.

Considera ainda o CT de destacar o seguinte:

- A ERSE assume que a operacionalização do mecanismo será garantida por um único agente do SNG. Considera o CT que na proposta deveria ter sido apresentada uma análise sobre eventuais questões concorrenciais daí decorrentes, notando ainda que um eventual recurso adicional aos contratos históricos do CSNG até poderá ter um efeito de estreitamento na diversidade das fontes de aprovisionamento;
- A referência às disposições do RRC não resulta óbvia, dado que os objetivos então estabelecidos para a realização de leilões tinham a ver com a promoção da concorrência e novos entrantes. No entanto, do documento justificativo parece que a principal preocupação do Regulador será a garantia de fornecimento em caso de falência de agentes. Estas duas situações são de natureza diferente e, assim, deverão ser tratadas de modo diverso;
- Mesmo no que respeita às situações de falência de comercializadores, as mesmas já ocorreram e, do conhecimento do CT, as regras existentes, quer na legislação, quer na regulamentação que estabeleceu o fornecimento supletivo, permitiram ultrapassar sem qualquer constrangimento os problemas daí derivados, sem que os clientes afetados tenham sentido disrupção nos seus fornecimentos que passaram a ser garantidos pelo CURR da respetiva zona geográfica;
- O CT não identifica na proposta a forma como será efetuada a ablação destes montantes de gás, dos atuais contratos do CSNG. Do mesmo modo importa clarificar como serão tratadas as eventuais revisões de preço pelo fornecedor no decurso dos contratos;
- O CT releva ainda a importância de ser garantido que o resultado da aplicação deste mecanismo seja repassado, de forma transparente, aos consumidores finais abrangidos, devendo a ERSE expor a respetiva metodologia;
- Entende-se que deva ser possível a participação de consumidores de gás em um leilão específico para consumidores industriais, sem prejuízo de se dever acautelar o respeito pelos contratos pré-existentes com agentes de mercado;
- Esta participação voluntária deve ser agilizada tanto quanto possível, com recurso a mecanismos de contratação adequados (*swaps* financeiros e/ou operações virtuais), sem prejuízo de não se dever permitir a criação de situações de discriminação face a outros intervenientes no mercado, em termos das obrigações de registo e garantias perante os operadores.

Nos termos anteriores e repetindo o CT que deve ser, em primeiro lugar, atendido o momento de redesenho do mercado único de energia a decorrer em instâncias comunitárias, e igualmente a necessidade de proteger o desenvolvimento do MIBGAS, considera este Conselho que a medida proposta pela ERSE surge como algo voluntarista e que carece de uma maior fundamentação e definição.

3. Mecanismo de estabilização da procura

A ERSE discute a criação de um mecanismo de estabilização da procura de gás natural, considerando que o momento altista dos preços poderá levar a uma diminuição de consumos e, assim, a aumentos tarifários dos acessos dado existir menor diluição dos custos de infraestruturas.

Para tal, é apontado o Comercializador de Último Recurso Grossista (CURG) como agente intermediador da oferta e procura para os consumidores que pretendessem aderir a este mecanismo.

O CT considera que, se numa situação excecional se poderia reconhecer alguns méritos numa proposta desta natureza, o Documento Justificativo apresentado pela ERSE não tem o detalhe que seria necessário para permitir uma compreensão dos impactos que o mecanismo poderia ter nos diferentes intervenientes do SNG, o que limita a capacidade do CT em dar uma opinião definitiva.

Sem prejuízo do anterior, o CT apresenta os seguintes comentários sobre pontos específicos da proposta:

d) Modelo de aplicação

São avançados dois modelos alternativos: *trading* efetivo ou *trading* virtualizado, sendo que em ambos os casos o CURG garantirá a sua operacionalização.

De acordo com o avançado pela ERSE, no *trading* efetivo, após apuramento das compras a realizar para os interessados, será realizado um leilão no referencial VTP, sendo então da responsabilidade do CURG adquirir em mercado quantidades idênticas às adjudicadas naquele leilão. A liquidação poderá ocorrer: (i) por liquidação física de operações; ou, (ii) por liquidação financeira das operações.

No *trading* virtualizado, é o CURG que realiza leilão com desconto à fórmula do preço de reserva, sendo a compra/venda das quantidades concretizada num *swap* virtual de entrega física aos clientes dos volumes contratados. Ou seja, na prática, o fornecimento ao cliente é realizado pelo seu comercializador ocorrendo uma liquidação financeira pelo CURG ao desconto do leilão, quando o consumo for igual ou superior ao volume entregue pelo comercializador.

Considera o CT que a proposta deveria, em primeiro lugar, ter discutido a efetiva capacidade de gestão e investimento do CURG para realizar estas funções em regime de mercado, considerando as obrigações regulatórias e financeiras que impendem sobre os agentes. O CT nota que a ausência desta análise prejudica a avaliação da efetiva possibilidade de implementação eficaz e tempestiva do mecanismo.

Sem prejuízo da nota anterior, e reforçando a necessidade de que medidas desta natureza sejam tomadas em acordo com o que vier a ser aprovado a nível comunitário e, especialmente, no mercado ibérico, o CT expressa alguma preferência conceptual pelo modelo de *trading* virtualizado, dado parecer ser o que poderá representar um menor risco para o CURG e para os demais agentes, e implicar uma descontinuidade operacional menos evidente.

e) Financiamento

A ERSE refere explicitamente no Documento Justificativo que "*as opções colocadas partem da possibilidade de existir uma dotação inicial a afetar ao mecanismo, cuja proveniência se terá que enquadrar nas reais alternativas disponíveis no quadro regulamentar, em especial no quadro normativo que rege a fixação de tarifas, ou outras fontes de financiamento*".

O CT não pode deixar de manifestar preocupação pelo facto do montante desta dotação inicial a afetar ao mecanismo ser desconhecido, o mesmo sucedendo com a origem dessa dotação.

Com efeito, na ausência de fontes de financiamento específicas para suportar os encargos decorrentes deste mecanismo, o CT deixa expressa uma preocupação de que o mesmo seja suportado pela criação de défices tarifários, os quais implicarão impactos tarifários futuros estruturantes para os consumidores, especialmente desajustados para os que não foram abrangidos por este mecanismo, situação que seria discriminatória e inadequada de um ponto de vista intergeracional.

Também pelo anterior, o CT considera que, para uma concretização mais eficaz de medidas de apoio a consumidores, em especial à indústria, pareceria mais adequado que essas medidas fossem operacionalizadas diretamente através do Estado e não das empresas do setor ou dos consumidores. Em

qualquer caso, o CT manifesta o que tem sido a sua posição de princípio de desacordo ao estabelecimento de défices tarifários que deverá sempre ser uma última opção a adotar.

Deste modo, em notas conclusivas sobre a proposta, o CT refere o seguinte:

- Devem ser evitadas expectativas otimistas nos agentes, em especial nos beneficiários deste mecanismo, dado que a criarem-se défices tarifários, os mesmos acabarão por ser suportados, direta ou indiretamente, pelos consumidores;
- Deverá ser realizada uma avaliação de eventuais impactos em contratos de fornecimento existentes, em especial se os adquirentes de gás natural por este mecanismo pretenderem terminar antecipadamente estes contratos, não devendo deste facto resultar perdas para os comercializadores cessantes;
- Em qualquer caso, o CT antecipa que, a ser finalmente implementado um mecanismo da natureza do proposto, as condições que regulem o mesmo devem ser objeto de uma consulta prévia, em particular com referência a este Conselho, que permita aquilatar quer o seu enquadramento (por ex. fontes de financiamento, dotação inicial, clientes abrangidos, modelo de *trading*), bem como conhecer e aprovar *ex-ante*, de forma transparente e não discriminatória, os parâmetros quantitativos aplicáveis.

4. Medidas relativas a desenho e desenvolvimento do mercado

4.1. Estrutura de mercado e operadores dominantes

O CT regista que o funcionamento do mercado português de gás natural apresenta uma estrutura de mercado concentrada em alguns agentes, como discutido no documento de consulta. A indivisibilidade de algumas operações é um dos fatores chave para essa concentração ocorrer. Adicionalmente a predominância de GNL nos fornecimentos à Península Ibérica e, particularmente, a Portugal, resulta na concentração de mercado grossista nos principais importadores.

A estrutura de tarifas entrada-saída estabelece o VTP (Ponto de Trocas Virtual) como o local privilegiado para essas transações de propriedade do gás, a par das que se verificam quando armazenado no terminal de Sines ou no armazenamento subterrâneo.

De acordo com a proposta da ERSE, a métrica empregue em Espanha para identificar os operadores dominantes - agentes de mercado com quota de mercado superior a 10% na produção e fornecimento de gás natural - seria aplicável em Portugal, com as alterações que se julgassem adequadas.

Propõe a ERSE "*[…] atento este enquadramento de mercado, e, de modo muito concreto, o grau de concentração observado quer no segmento grossista (em especial, no aprovisionamento), quer ainda no segmento retalhista do mercado português de gás natural, e por se observar uma correspondência muito direta entre a posição de cada agente de mercado em cada um dos referenciais de negociação (grossista e retalhista), importa considerar a possibilidade de se introduzir o conceito de operador dominante no mercado português, de modo a poder daí decorrerem medidas que fomentem a maior desconcentração de mercado*"

Em Espanha o papel de criador de mercado atribuído ao(s) operador(es) dominante(s), tem como consequência a obrigação de apresentar ofertas de compra e venda no mercado organizado de gás com um volume e diferencial de preços definidos.

Pelo exposto, o CT considera positiva a adoção em Portugal do conceito de operador dominante, devendo essa criação ser realizada numa lógica de harmonização regulatória do MIBGAS, nomeadamente não se limitando necessariamente a um único agente e garantindo um tratamento não discriminatório dos participantes. Este estatuto, permite incluir um conjunto de obrigações acessórias designadamente, vir a operar como criador de mercado e libertar volumes de gás em condições de mercado, fomentando a concorrência e a desconcentração de mercado.

O CT não pode deixar igualmente de sublinhar que a aplicação destas medidas deve ser devidamente ponderada para garantir um tratamento equilibrado dos agentes de mercado no conjunto do MIBGAS e não apenas em Portugal, devendo o mercado ibérico ser considerado como o relevante em termos da classificação e aplicação do referido estatuto.

5. Modelo de funcionamento do mercado à vista e alocação de capacidade na interligação

Os reguladores definiram "*[…] um modelo de atribuição implícita de capacidade na interligação entre Portugal e Espanha, o que permite a operacionalização de um livro de ordens de transação que é mais fungível entre os dois sistemas - as ofertas nos livros de ordens em Portugal e Espanha aparecem automaticamente "em espelho" no livro de ordens do país vizinho, adicionadas ou subtraídas da tarifa de interligação […]".* A percentagem da capacidade de interligação para atribuição implícita é, contudo, fixada *ex-ante* o que em condições de elevada utilização pode ser problemático por restringir artificialmente a capacidade disponível para contratação. Adicionalmente a implementação deste mecanismo pelo MIBGAS está dependente ainda de aprovação ministerial em Espanha da alteração das regras do MIBGAS, que estará a aguardar um acordo internacional entre Portugal e Espanha.

No documento de consulta é referido que os operadores REN, ENAGAS e MIBGAS, apresentaram à ERSE e à CNMC o modelo CEIA – *Combined Explicit and Implicit Allocation*. A plataforma Prisma é hoje a plataforma de mercado de capacidade transfronteiriça atribuída de forma explícita nos diversos horizontes temporais de acordo com as regras em vigor. Esta plataforma opera de forma independente da formação do preço do gás que ocorre no MIBGAS.

A inovação aportada pelo modelo CEIA agora proposto reside em ligar o processo do mercado de capacidade com o do mercado grossista de gás, permitindo a uniformização necessária do livro de ordens do MIBGÁS afetas quer ao VTP, quer ao PVB (ponto virtual de negociação espanhol), em simultâneo com uma utilização mais eficiente da interligação.

Quando exista diferencial de preço entre as ofertas de compra e venda de gás para cada zona de preço, as potenciais transações de capacidade implícita serão transmitidas ao mercado de capacidade Prisma que as viabilizará até esgotar a capacidade que esteja disponível a par da transação explicita do mercado de capacidade.

Este novo processo elimina a necessidade de reservar uma parte da capacidade de interligação para o processo de atribuição da capacidade implícita.

O CT considera que a inovação e funcionalidade proporcionadas pelo modelo CEIA aplicado ao VIP Ibérico incrementam as opções de aprovisionamento por parte dos agentes de mercado, contribuindo para o aumento de liquidez no VTP pelo que a sua adoção mesmo a título de piloto, deve ser ponderada, uma vez conhecidos os custos e prazos de implementação.

6. Funcionamento do mercado e gestão de desequilíbrios

Um referencial de preço de mercado para valorização e gestão dos desequilíbrios é essencial para garantir a transparência das transações. A determinação do Preço Médio Ponderado (PMP) na ausência de transações no VTP foi revista com a publicação em 2021, do Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global (MPGTG) em vigor, de modo a apresentar uma maior aderência às condições verificadas no VTP.

A proposta da ERSE, ao fazer referência aos preços verificados em Espanha, caso não existam transações em Portugal, permite aproximar os preços aplicados na correção dos desequilíbrios verificados aos custos reais do gás, o que confere maior transparência ao sistema.

O CT considera a proposta da ERSE adequada e recomenda a sua adoção, pois a mesma permitirá minimizar as limitações criadas pela presente menor liquidez do polo português do MIBGAS, bem como aproximar as

condições de operação de mercado nos dois países, que surge como um passo positivo no aprofundamento da harmonização regulatória.

O CT recomenda que seja estabelecido um prazo adequado à sua implementação.

Aprovado em 8 de abril de 2022.

[Parecer integral digitalizado]

◆ Reformulação dos regulamentos do gás (RARII, ROI e MPGTG e RT) ◆ [Consulta Pública n.º 96]

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho *"(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*."[102]

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e setor nacional de gás - emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT os documentos referentes à Consulta Pública n.º 96 supra identificada, cabendo ao CT emitir parecer até 02 de março de 2021.

Assim, a Secção do Setor do Gás do CT emite o seguinte parecer:

I – ENQUADRAMENTO

A presente consulta pública procura integrar na regulamentação do setor do gás as alterações legislativas decorrentes do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Nacional de Gás (SNG), e que se insere num quadro global da transição para uma economia neutra para o clima, o que implica que toda a legislação precisa de ser coerente com o cumprimento do objetivo da neutralidade climática.

O Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, cujo principal objetivo é contribuir para a descarbonização do setor do gás, introduziu ainda como novas atividades quer a produção de gases de origem renovável, quer a produção de gases de baixo teor de carbono consagrando os respetivos produtores como agentes do SNG.

Este diploma estabelece no artigo 158.º, n.º 6, que a ERSE deve adaptar os regulamentos da sua competência às alterações nele contidas, no prazo máximo de 6 meses.

O CT regista que o Regulamento das Relações Comerciais (RRC) foi recentemente publicado incorporando já as alterações que decorrem no novo regime legal do SNG e o Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) foi objeto de consulta pública (CP 94), contendo propostas de alteração decorrentes da revisão do regime jurídico do SNG.

Deste modo, a ERSE submete a consulta pública, agora em apreço, a revisão dos seguintes normativos:

- Regulamento de Acesso às Redes, às Infraestruturas e Interligações (RARII);
- Regulamento de Operação das Infraestruturas (ROI) e respetivo Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global (MPGTG), bem como diretiva referente ao gás de operação da rede de transporte;
- Regulamento Tarifário (RT).

As propostas de alteração podem resumir-se da forma seguinte:

No âmbito do RARII são objeto de tratamento as seguintes matérias:

- Novo relacionamento entre produtor e o operador de redes;

[102] Cf. artigo 45º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.

- Concretização plena do código de rede europeu de atribuição de capacidade;
- Divulgação de informação para reforço da supervisão do investimento.

Na revisão do ROI e do MPGTG é proposto:

- Concretização plena do código de rede europeu sobre a compensação das redes de transporte.

No que diz respeito ao RT, destacam-se as seguintes alterações:

- Alterações ao mecanismo de diferimento intertemporal dos desvios de proveitos associados a desvios da procura de gás ao nível da atividade de transporte de gás, para que esteja mais bem-adaptado à prática regulatória em termos de tratamento do ajustamento provisório em t-1;
- Criação de um mecanismo de diferimento intertemporal do reconhecimento tarifário das receitas resultantes da aplicação de prémios de leilões de capacidade das infraestruturas;
- Operacionalização da devolução nas tarifas de acesso, das compensações previstas no âmbito do n.º 3 do artigo 99.º do Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS), sempre que não seja possível ao comercializador efetuar o pagamento da compensação ao cliente ou reclamante;
- Revisão do cálculo da margem de comercialização, por forma a incentivar uma gestão eficiente das necessidades de fundo de maneio;
- Reformulação das regras relativas à aplicação do tipo de desconto nos produtos de capacidade interruptível, permitindo a escolha entre os descontos prévio e posterior antes do início de cada ano gás, e a introdução da formalização no RT do desconto a aplicar nos produtos de capacidade interruptível para todos os pontos de interface da rede de transporte;
- Atualização do articulado do RT relativamente às tarifas transitórias de venda a clientes finais;
- Introdução da definição de preço médio de referência de venda a clientes finais, para efeitos do cumprimento do previsto no artigo 55.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto.

A ERSE propõe, ainda, incluir no RT algumas disposições que anteriormente constavam do RRC do setor do gás, nomeadamente as referentes:

- às transferências entre operadores no âmbito dos mecanismos estabelecidos no RT;
- à sustentabilidade dos mercados;
- ao equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso;
- ao sobreproveito decorrente do processo de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais e à atenuação de ajustamentos tarifários;
- à definição das variáveis de faturação das tarifas.

No que se refere ao transporte de GNL em cisterna a ERSE propõe que as regras referentes ao transporte de GNL em cisterna que constavam do RRC passem para o RT, acrescentando que considera oportuno ouvir os agentes sobre o atual modelo de cálculo daqueles custos.

Por último a ERSE retoma a proposta de consagração de um incentivo para a progressiva aquisição do gás natural em mercado, que já havia sido colocada a consulta pública (CP 89). Segundo a ERSE, pretende-se

com esta nova proposta esclarecer as dúvidas manifestadas pelos diferentes agentes, bem como introduzir algumas alterações.

II – ESPECIALIDADE

A. RARII

O RARII define as regras de acesso dos utilizadores às infraestruturas e redes do Sistema Nacional de Gás (SNG).

As alterações propostas decorrem, nomeadamente das alterações introduzidas:

- Pelo Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que alterou a organização do SNG, passando a incluir-se a possibilidade de injeção de gases de origem renovável e de gases de baixo teor de carbono.
- Pelo Regulamento (UE) 2017/459 da Comissão, de 16 de março, que institui um código de rede para os mecanismos de atribuição de capacidade em redes de transporte de gás.

Foram ainda introduzidas alterações com implicação na supervisão dos investimentos e da possibilidade de existência de projeto-piloto.

Supervisão de investimentos

A proposta de RARII prevê um reforço da informação a disponibilizar pelos operadores de infraestruturas, tendo em vista a supervisão do investimento e a verificação da consistência dos respetivos planos de desenvolvimento e investimento nas redes e infraestruturas com os Planos Europeus de investimento.

O CT constata que a ERSE propõe antecipar a data de envio da informação relativa aos projetos que entraram em exploração no ano anterior (s-2) para 31 de março (s-1) e que mantém no RTG a solicitação da mesma informação a 15 de outubro (s-1).

O CT questiona o interesse e a necessidade do envio de informação não auditada a 31 de março, quando a mesma não estará, naturalmente, refletida na proposta de tarifas e preços a enviar ao CT em 1 de abril.

Projetos-piloto

A incorporação de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono nas redes de transporte e distribuição de gás implica adaptações ao modelo de operação e monitorização dessas redes, além de exigir uma avaliação rigorosa das condições técnicas e de exploração de cada rede para receber injeção de outros gases.

A opção por projetos-piloto tem a vantagem de permitir testar novas abordagens e soluções técnicas, operacionais e comerciais, perspetivando a introdução e otimização dessas soluções no setor de forma controlada e sustentável.

O desenvolvimento de projetos-piloto que já foi adotado enquanto instrumento para testar novas soluções noutros regimes, como seja o da mobilidade elétrica e do autoconsumo, verificou-se eficaz, contribuindo para melhorias dos respetivos regulamentos e do próprio enquadramento legal.

O CT acolhe positivamente a proposta da ERSE de regulamentar os projetos-piloto no setor do gás.

B. Diretiva referente ao gás de operação da rede de transporte

1) Como parte desta 96.ª Consulta Pública em análise, está proposta uma diretiva para *"Devolução de existências e aquisição de gás de enchimento da RNTG"*, referindo-se explicitamente ao gás relativo a existências dos agentes na RNTG.

2) O Regulamento (UE) n.º 312/2014 da Comissão, de 26 de março, que institui o Código de Rede para a Compensação das Redes de transporte de gás, define que o operador da rede de transporte deve realizar ações de compensação mediante a compra e venda de produtos normalizados de curto prazo numa plataforma de negociação. O objetivo principal desta medida é assegurar um mecanismo de mercado para a compensação de desvios dos agentes.

3) A par desta questão também ficou por realizar, desde o início da regulação do gás, o objetivo de adquirir o gás de primeiro enchimento da RNTG por ausência de um mercado onde este pudesse ser adquirido de forma transparente.

4) Esta necessidade de regularização ficou expressa na Diretiva n.º 18 /2016, de 27 de outubro, onde se refere designadamente:

   "[…] *a implementação do novo modelo de compensação é afetado pela inexistência de um mercado organizado com produtos com entrega no VTP, pondo em causa a devolução das existências de gás natural na RNTGN aos agentes de mercado, e a aquisição por parte do GTG de um inventário de gás de operação e de gás de enchimento para a rede de transporte através de um processo de contratação transparente e não discriminatório.*
   Tendo em conta o atual contexto, a ERSE considerou adequado que estas duas operações decorram após o início de funcionamento do mercado organizado de gás natural com produtos com entrega no VTP Português, à semelhança do que se verificou em Espanha.
   Até que o processo de aquisição de gás do GTG e a consequente devolução das existências aos agentes de mercado esteja concluído, define-se um período transitório em que se mantêm as obrigações de constituição de 330 GWh de existências na RNTGN, dos quais 290 GWh correspondem ao gás de enchimento, denominado nos termos do anterior MPGTG como as existências mínimas da rede de transporte, e 40 GWh correspondentes à diferença entre existências máximas e mínimas." Para além deste inventário, os agentes de mercado mantêm ainda a obrigação de constituição da reserva operacional, estabelecida nos termos do anterior MPGTG […].

5) Com a publicação, em 30 de setembro de 2020, da Diretiva ERSE n.º 14/2020, que aprova as regras de funcionamento do mercado relativas à negociação de produtos com entrega em Portugal no *Virtual Trading Point* (VTP) na plataforma do MIBGÁS, S.A., e o início de operações do MIBGÁS em Portugal previsto para o dia 16 de março de 2021, ficam reunidas as condições para se poder operacionalizar o que estava já previsto para garantir o pleno cumprimento do referido Código de Rede para a Compensação das Redes de transporte de gás em Portugal, ou seja a devolução das existências dos agentes e a instituição de um mecanismo de mercado para ajuste de desvios.

6) Face ao exposto, o CT não pode deixar de registar como positivas a plena implementação do referido Código de Rede e a conclusão das medidas preconizadas, passando o gás de enchimento da RNTG a incorporar os ativos da rede de transporte, por ser parte integrante desta atividade, e realizar a devolução da reserva operacional e a constituição da extensão de gás de operação.

7) A diretiva agora proposta prevê um período alargado para a aquisição das quantidades necessárias para permitir a devolução das existências integrais dos agentes, a incorporação no ativo da RNTG do gás de enchimento adquirido pelo GTG e a aquisição da extensão de gás de operação a incorporar no âmbito dos mecanismos de neutralidade, evitando desta forma perturbações quer no mercado grossista quer na gestão dos próprios agentes de mercado.

8) O CT reconhece a importância da informação a publicar pelo que considera positivo que o GTG durante esse período mantenha informados os agentes de mercado sobre a execução do plano, em particular através da publicação dos programas de compra e entrega previstos.

9) Relativamente ao processo de aquisições previsto na diretiva agora em consulta, o CT reforça a necessidade de adequação da progressividade das mesmas, mas remete para uma cuidada articulação com o GTG e os agentes de mercado o ajuste continuado do processo de aquisição com vista à sua correta e ágil operacionalização.

10) Finalmente o CT recomenda que a programação da aquisição pelo GTG e devolução do gás de operação aos agentes de mercado privilegie os dias úteis, face aos fins-de-semana, de modo a prevenir potenciais congestionamentos na operação do terminal.

C. Regulamento Tarifário (RT)

C.1. Injeção de gases renováveis na rede e de baixo teor de carbono

C.1.1. Criação da função de compra e venda de gases de origem renovável[103] pelo comercializador de último recurso grossista (CURG)

A proposta de revisão do RT incorpora as disposições do recente Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que reorganizou a legislação do SNG, procedendo nomeadamente à fusão dos Decretos-Leis *fundadores* do então SNGN (Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, e Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho).

Entre as alterações introduzidas, o CT nota que mereceu um desenvolvimento especial no RT a que diz respeito à injeção de gases renováveis e de gases de baixo teor de carbono (adiante "outros gases") na rede nacional de gás, bem como ao papel inicial que o CURG, enquanto agente agregador de aquisições destes gases, assumirá.

Deste modo, procurando atender ao aprovado no Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, a ERSE propõe o seguinte:

- O CURG passa a ter a função de facilitador entre a produção e a comercialização desses outros gases, assegurando a aquisição dos volumes que lhe sejam requisitados pelos intervenientes qualificados no SNG, em particular os agentes do mercado para a garantia do cumprimento das quotas mínimas de incorporação, a definir legalmente;
- Operacionalizar, via CURG, uma nova função de compra e venda dos gases de origem renovável para fornecimento aos CURRs, incluída na atividade de compra e venda de gás para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas (CURRs);
- Esta função deverá computar exclusivamente os custos destes outros gases adquiridos para fornecimento aos CURRs, valorizados aos preços de referência diários do MIBGÁS;
- A diferença entre o preço de referência e o preço efetivo de produção, considerando nomeadamente os mecanismos de apoio previstos no art.º 73.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, não deverá onerar os clientes, estando previsto neste diploma serem suportados pelo Fundo Ambiental, aprovado por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia e ambiente;

[103] O CT recomenda que a denominação da função também inclua os "gases de baixo teor de carbono", como previsto no DL 62/2020, de 28 de agosto.

- Ou seja, a proposta da ERSE na formulação apresentada, limita a intervenção do regulador à verificação dos custos incorridos pelo CURG para os fornecimentos ao mercado de último recurso, ignorando que a grande fração dos outros gases a adquirir pelo CURG se destinará muito provavelmente às necessidades dos comercializadores em regime de mercado, responsáveis por mais de 95% dos fornecimentos do SNG.

O CT considera esta opção metodológica demasiado simplista já que apenas prevê informação dos custos incorridos com o fornecimento aos comercializadores em regime de mercado.

Para uma efetiva monitorização das atividades realizadas por uma entidade estritamente regulada como o CURG, o CT entende que a ERSE deve validar todos os custos suportados pelo CURG na aquisição dos "outros gases", até para permitir que a empresa sustente os seus posteriores pedidos de transferência do Fundo Ambiental.

O CT manifesta o seu entendimento que, cabendo à ERSE avaliar a sustentabilidade económico-financeira das empresas reguladas, existe um evidente esforço financeiro que será solicitado ao CURG nesta nova atividade e que terá de ser monitorizado, novamente considerando as quotas relativas do mercado de último recurso e de mercado livre, bem como a provável diferença significativa entre os preços no MIBGAS e os de produção dos "outros gases".

Deste modo, o CT recomenda que a nova função a criar na atividade de compra e venda de gás considere a totalidade dos custos incorridos pelo CURG na aquisição de gás renovável/baixo teor de carbono, com a necessária separação contabilística entre as compras para fornecimentos ao mercado de último recurso e as realizadas para o mercado livre, de forma a, por um lado, permitir uma adequada monitorização do impacte desta atividade no SNG e, por outro, garantir que apenas são refletidos nas Tarifas Transitórias os montantes que lhes correspondem.

Adicionalmente, o CT recomenda, ainda, a inclusão de uma disposição que limite as compras de gases renováveis e de baixo teor de carbono realizadas pelo CURG, até ao limiar mínimo de incorporação destes gases que venha a ser definido legalmente. De modo algum, o CURG e, sequencialmente, o SNG e/ou o Fundo Ambiental deverão ser chamados a financiar aquisições destes "outros gases" por agentes de mercado para lá daquele limite.

O CT realça ser importante que as alterações introduzidas na legislação e na proposta de regulamentação da ERSE assegurem que os sobrecustos decorrentes do incentivo à produção e injeção de gases renováveis ou de baixo teor de carbono não sejam imputados ao SNG, nomeadamente através da criação de "Custos de Interesse Económico Geral", com a consequente penalização do conjunto dos clientes.

C.1.2. Tratamento tarifário para a injeção na rede pública de gases renováveis ou de baixo teor de carbono

Com a injeção na rede pública de "outros gases", passam a existir outros pontos de entrada na rede, tendencialmente dispersos geograficamente e mais próximos dos clientes de gás.

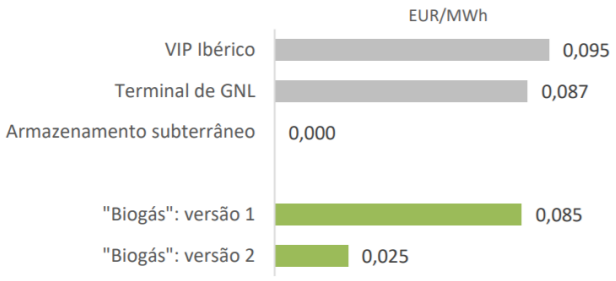
Nesse sentido, e de forma a enquadrar os novos pontos de injeção no atual modelo entrada-saída na rede de transporte, torna-se necessário criar um preço de entrada na tarifa de uso da rede de transporte (URT), incluindo-o nas tarifas de URT, por ponto de entrada, a par com o terminal GNL, o VIP Ibérico e o armazenamento subterrâneo[104].

Não existindo informação necessária para definir este preço da mesma forma que se determina o preço para os outros pontos de entrada, nomeadamente a distância entre o ponto de injeção e os pontos de

[104] O CT recomenda a atualização do título do artigo 19.º para que inclua também os pontos de injeção de gás renovável ou de baixo teor de carbono.

saída e a utilização da respetiva capacidade técnica do ponto de entrada, a ERSE propõe o estabelecimento de um regime transitório não discriminatório e aderente à estrutura de custos da rede de transporte.

Figura 2-1 - Tarifas de uso da rede de transporte, por ponto de entrada, ano gás 2020-21



Nota: A versão 1 corresponde a um preço de entrada médio ponderado, calculado a partir dos preços de entrada praticados nos restantes pontos de entrada. A versão 2 corresponde ao preço de entrada aplicado ao armazenamento subterrâneo, sem a aplicação do desconto de 100% em vigor para o armazenamento subterrâneo. Os valores apresentados convertem os preços de capacidade para preços de energia, assumindo um fator de utilização de 100%.

Fonte: ERSE: Documento Justificativo - RT

Para a definição deste preço, a ERSE apresentou duas versões de cálculo (conforme gráfico acima), um baseado no preço médio ponderado dos restantes pontos de entrada (versão 1) e outro equiparando este ponto de entrada ao do armazenamento subterrâneo, mas sem a aplicação do desconto de 100% aplicável ao armazenamento subterrâneo (versão 2).

A não aplicação de desconto na versão 2, prende-se com o parecer da Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia (ACER) que entende que o Regulamento (EU) 2017/460 da Comissão, de 16 de março, não prevê a possibilidade de definir descontos específicos na aplicação das tarifas de transporte à injeção de gases renováveis ou de baixo teor de carbono.

Assim, a ERSE propõe aplicar o preço de reserva aplicado ao ponto de entrada a partir do armazenamento subterrâneo, sem o desconto de 100% aplicável ao armazenamento subterrâneo. O racional desta opção prende-se com a localização destes pontos de injeção que se situarão numa região mais central da rede e mais próxima de ponto de consumo.

Compreendendo este racional, o CT concorda com este critério para a definição transitória da tarifa de preço de entrada a aplicar pelo operador da rede de transporte nos pontos de entrada da RNTG a partir dos pontos de injeção de gás renovável ou de baixo teor de carbono.

A ERSE entendeu também definir que a variável de faturação a utilizar deverá ser a capacidade utilizada e não a aplicação de um regime de reserva de capacidade à injeção destes "outros gases", o que parece ao CT adequado.

Dada a possibilidade de repercussão dos custos de entrada da tarifa de URT pelos comercializadores aos seus clientes, e de forma a tornar esta tarifa mais transparente para estes, o CT propõe a publicação do preço médio ponderado de entrada na rede, calculado de acordo com a metodologia utilizada no gráfico acima. Esta publicação deverá ocorrer tal como acontece com o preço médio de referência de venda a clientes finais descrito no ponto C.2.5.

C.1.3. Planos de promoção da injeção de outros gases na infraestrutura

De acordo com o n.º 5 do art.º 114.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, "*o Regulamento Tarifário pode igualmente prever a implementação de planos de promoção da injeção de outros gases na infraestrutura, como instrumento de descarbonização das infraestruturas de gás*".

Assim, a ERSE propõe nesta revisão do RT a possibilidade dos operadores das redes de transporte e distribuição apresentarem à ERSE projetos de promoção da injeção de outros gases na infraestrutura, com o objetivo de:

- *criar um quadro claro, transparente e rigoroso, sobre o tipo e as condições em que podem ser aceites estas iniciativas exploratórias;*
- *potenciar o estudo e desbloquear iniciativas que tenham relação direta e inequívoca com o acesso às redes e a preparação das infraestruturas para a receção de gases renováveis ou de baixo teor de carbono, considerando atividades que estão diretamente relacionadas e integradas nas competências destes operadores;*

Adicionalmente, a ERSE refere que os operadores das redes estão obrigados a facultar nas suas propostas de projetos as seguintes informações:

- *Identificação dos objetivos do projeto e a sua relação com as competências e obrigações dos operadores;*
- *Identificação clara e detalhada das barreiras que o projeto visa ultrapassar, no que respeita ao acesso à infraestrutura para potenciar a injeção de outros gases;*
- *Identificação clara e detalhada, com base em critérios objetivos, dos custos e dos benefícios esperados do projeto;*

Conforme referido em pareceres anteriores, o CT regista positivamente a importância da existência de projetos-piloto que permitam adequar e assegurar a correta implementação e desenvolvimentos necessários ao processo de descarbonização do SNG, nomeadamente, o fomento de iniciativas e de estímulos tendentes a encorajar o incremento da incorporação nas redes de gás natural de gases renováveis e com baixo teor de carbono.

Ainda assim, e sendo que os custos com os projetos aprovados ao abrigo destes projetos são considerados para efeitos tarifários, o CT recomenda que os projetos a desenvolver sejam avaliados na globalidade do SNG e pelo benefício que aportam, garantindo-se o desejado rigor na avaliação custo-benefício de cada iniciativa e o seu impacto tarifário.

C.2 Alterações de melhoria e atualização do regulamento tarifário

C.2.1 Revisão do mecanismo de diferimento intertemporal dos desvios de proveitos associados à procura de gás

O CT não tem oposições de fundo à proposta. No entanto, relembra posições assumidas em consultas anteriores quanto à necessidade de, em cada ano, as tarifas serem reflexivas dos custos do SNG, permitindo uma recuperação tempestiva dos proveitos permitidos.

Deste modo, o período de diferimento a considerar não deverá ser excessivamente longo, de forma a prevenir alguma criação de desvios tarifários prolongados que, na prática, assumem a forma de défices.

C.2.2 Criação de um mecanismo de diferimento intertemporal do reconhecimento tarifário das receitas resultantes da aplicação de prémios de leilões de capacidade das infraestruturas

O CT reconhece as vantagens da procura da estabilidade tarifária dos acessos, pelos sinais que confere quer aos operadores em termos de estimativa de recuperação dos seus proveitos permitidos, quer aos agentes de mercado e clientes, em termos de estimativa de custos a suportar.

Pelo anterior, o CT acolhe favoravelmente iniciativas que possam contribuir para a estabilidade e previsibilidade tarifárias, desde que estabelecidas de um modo objetivo e transparente, com base em receitas reais, evitando-se qualquer potencial de criação de défices tarifários.

Reconhecendo, em particular, que os resultados do Leilão de Capacidade no Terminal de GNL de Sines para o Ano Gás 2020-21, evidenciaram a necessidade da criação de metodologias com este fito, o CT concorda com a proposta apresentada, sem prejuízo de notar que a concretização quantitativa de aplicação deverá atender a algumas questões fundamentais, nomeadamente:

- Atender ao princípio de não criação de subsidiações cruzadas, devendo as receitas ser aplicadas nas tarifas da infraestrutura em que foram criadas;
- Prazos de diferimento não excessivamente longos, de modo a que os agentes possam também usufruir de parte dos benefícios criados pela receita adicional;
- A taxa de juro deve ser coerente com a aplicada nos restantes diferimentos e ajustamentos, i.e., média diária da Euribor a um ano, adicionada de um *spread*.

C.2.3. Alterações nos preços de reserva a aplicar aos produtos de capacidade interruptível para uso da rede de transporte

O princípio da existência de produtos de capacidade interruptível tem, na opinião do CT, dois propósitos principais: permitir a contratação de produtos de capacidade a preços inferiores por agentes que, em determinado momento, possam arriscar ver a sua utilização daquela infraestrutura interrompida e, paralelamente, otimizar a utilização do sistema. Neste contexto, considera o CT que a definição de um desconto prévio, aplicado a estas tarifas, deveria ser sempre a solução privilegiada.

Na alteração agora introduzida, a ERSE propõe que a opção por descontos prévios ou posteriores a aplicar às tarifas de capacidade para definição das respetivas tarifas interruptíveis, seja feita no início de cada ano gás, em função dos congestionamentos verificados no ano gás anterior.

O CT considera que a atual imprevisibilidade associada aos consumos de gás natural, sobretudo no que respeita às centrais de ciclo combinado, não permite tirar conclusões relativamente aos congestionamentos que potencialmente se poderão verificar num determinado ano gás tendo em conta o ocorrido no ano gás anterior.

Neste contexto, o CT considera que os descontos a aplicar a cada tarifa interruptível deveriam ser sempre definidos *ex-ante* e a dimensão do desconto ser estabelecida em função da maior ou menor probabilidade de interrupção, que derivaria de dois fatores: da maturidade do produto em causa e da infraestrutura em questão.

C.2.4 Extinção das tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos de gás natural em média pressão

O processo de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais, previsto no Decreto-Lei nº 66/2010, de 11 de junho, determina o fim das tarifas transitórias aplicáveis a clientes finais com consumos anuais superiores a 10 000m^3.

O prazo de extinção destas tarifas foi posteriormente prorrogado, pela Portaria n.º 59/2013, de 11 de fevereiro, até 31 de dezembro de 2020.

A portaria nº 83/2020, de 1 de abril, veio distinguir os clientes finais com consumos anuais superiores a 10 000m^3 de acordo com o nível de pressão de abastecimento, tendo estendido o prazo para a extinção das tarifas transitórias aplicáveis aos clientes ligados em baixa pressão (BP) para o ano de 2022, mas mantendo a extinção para final de 2020 para os clientes abastecidos em média pressão (MP). Para os clientes de BP com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000m^3, o prazo para a extinção das tarifas transitórias está estabelecido para 31 de dezembro de 2025.

Face ao exposto, a ERSE vem, nesta proposta de alteração do RT, eliminar as referências às tarifas transitórias de venda a clientes finais aplicáveis aos fornecimentos em MP.

C.2.5 Preço de referência de venda a clientes finais

Dando cumprimento ao disposto no artigo 55.º, n.º 8, do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, a ERSE vem introduzir no RT um novo artigo relativo à publicação de um relatório indicando preços de referência de venda a clientes finais para o fornecimento de gás em BP.

A metodologia de cálculo deste preço de referência de venda a clientes finais foi também explicitada na proposta para o n.º 2 do artigo 16.º-A do RT, como resultado da soma das tarifas de acesso às redes, fixadas pela ERSE, com os custos de referência da atividade de comercialização e com os custos médios de referência para a aquisição de gás, nos termos previstos na lei.

O contrato de fornecimento de gás é estabelecido entre um comercializador e um cliente num determinado momento e para um período definido entres as partes, estando sujeito às condições de mercado em vigor na altura. Por esse motivo, o custo de aquisição de gás incorporado no contrato pode divergir do calculado para o estabelecimento de preço de referência.

Este diferimento temporal entre o momento de estabelecimento do contrato e a publicação de preço médio de referência poderá conduzir a conclusões inadequadas sobre o funcionamento do mercado livre.

O CT reconhece que a definição deste preço de referência decorre de uma obrigação estabelecida no diploma acima identificado; no entanto, não é clara na lei qual a finalidade objetiva desta informação.

Assim, o CT recomenda que a publicação deste preço de referência seja sempre acompanhada de um contexto explicativo temporal, de forma a não causar perturbações ao normal funcionamento de um mercado muito dependente das condições de venda de gás em mercado grossista.

Do mesmo modo, a ERSE deveria clarificar no RT se a publicação deste preço de referência será realizada previamente com base nas suas expetativas de preços (numa lógica indicativa), ou posteriormente com base em preços de mercado verificados (numa lógica de análise), privilegiando o CT esta ultima hipótese.

Tendo em conta as dificuldades acima mencionadas relacionadas com o diferimento temporal desta publicação, o CT alerta que esta informação poderá potencialmente induzir os consumidores em erro, pelas eventuais divergências entre este preço de referência e os preços em prática em regime de mercado, o que deverá merecer uma atenção especial por parte da ERSE no estabelecimento da metodologia de publicação.

C.2.6. Transposição das matérias anteriormente previstas no RRC

No seu parecer à 81.ª Consulta Pública da ERSE, relativa à fusão dos Regulamentos de Relações Comerciais do SEN e SNG, o CT considerou positivo o desenvolvimento efetuado, dadas as similitudes entre os dois setores, em particular no que concerne às relações entre os diferentes *stakeholders*, independentemente da sua natureza.

Sem prejuízo do anterior, na medida em que cada setor apresenta especificidades próprias, em particular no que diz respeito a questões especificamente tarifárias e de proveitos permitidos, o CT avalia positivamente a opção, agora proposta pela ERSE, de transferir para o RT os pontos que historicamente haviam sido definidos em RRC, apesar da sua componente marcadamente tarifária e/ou de proveitos.

As alterações introduzidas no RT, fundamentalmente por inserção de artigos migrados do RRC, parecem assim adequadas, bem como a reorganização do RT que os acompanhou.

C.2.7 Gás de operação do operador da rede de transporte (ORT)

A ERSE, no seu documento justificativo das alterações ao RT, refere que *"está também prevista a aquisição de gás de operação designado de extensão de gás de operação, cujo objetivo é o fornecimento de serviços de compensação da rede, e que o respetivo custo será repercutido nos agentes de mercado utilizadores da rede de transporte por ser considerado um custo da atividade de compensação da RNTGN".*

O CT tem dúvidas quanto à forma de recuperação dos custos associados a este gás de operação uma vez que, se por um lado, o seu objetivo é prestar serviços de compensação da rede, os custos deveriam ser refletidos no preço desses mesmos serviços e pagos pelos agentes que os contratassem. Por outro lado, a ERSE refere que o custo com a aquisição deste gás será repercutido nos agentes de mercado utilizadores da rede de transporte, que na prática são todos os agentes de mercado, independentemente de contratarem ou não os já mencionados serviços de compensação da rede. Neste sentido o CT entende que a ERSE deve clarificar a sua proposta.
Quanto à alteração das normas de reporte de informação da atividade de transporte de gás de forma a incluir informação quanto aos custos associados à aquisição de gás de enchimento, o CT concorda com a proposta apresentada pela ERSE.

C.2.8 Compensações devidas por incumprimento das obrigações de qualidade de serviço aplicáveis ao SNG

O RQS prevê que sempre que, não seja possível ao comercializador efetuar o pagamento das compensações devidas aos reclamantes, o valor dessa compensação deverá ser transferido para o operador da rede de distribuição (ORD) e desse modo poderem ser considerados para efeitos tarifários, deduzidos nas tarifas de acesso às redes.

Assim, a ERSE propõe uma alteração à fórmula de cálculo dos proveitos permitidos da atividade de distribuição de gás, mais propriamente o cálculo dos ajustamentos de s-2, de forma a incluir a parcela associada à compensação devida nos termos do RQS, proposta que o CT considera adequada.

C.2.9. Aquisição eficiente de gás pelo CURG

Na proposta de revisão do RT agora colocada em consulta, a ERSE retoma uma questão que fora objeto da 89.ª Consulta Pública, decorrida em maio de 2020, relativa à "Aquisição de Gás pelo CURG em Mercado", justificando esta opção pela menor compreensão do alcance e fundamentação da proposta inicial pelos *stakeholders* do SNG.

Em primeiro lugar, o CT não pode deixar de manifestar o desagrado pelo facto de entre as duas consultas públicas apenas terem decorrido 9 meses, o que não é coerente com os princípios de estabilidade e previsibilidade regulatórias que o CT sempre tem defendido.

Acresce ao anterior, a evidência de que a proposta de revisão do RT inclui a criação de uma nova função para o CURG – aquisição de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono – para a qual se reconhece urgência, desde logo pela necessidade de endereçar, também no SNG, a questão da transição energética. Obrigar um agente com atividade progressivamente mais reduzida e, consequentemente, com recursos limitados a implementar duas alterações profundas em simultâneo não parece equilibrado.

Adicionalmente, e não menos importante, o CT releva que a proposta apresentada na 89ª Consulta Pública mereceu não apenas uma análise negativa do CT, mas também, de um modo geral, dos demais *stakeholders* respondentes à consulta[105].

Ora, constata-se que a fundamentação agora apresentada pela ERSE para justificar a retoma da proposta, nada acrescenta face à 89.ª Consulta Pública, destacando-se a inexistência do documento indicado pela ERSE na pág. 46 do documento justificativo com a anunciada *"fundamentação detalhada para a proposta de reformulação do incentivo para a aquisição de gás natural em mercado pelo Comercializador de último recurso grossista é apresentada em anexo a este documento justificativo"*.

Aliás, releva-se a indicação na pág. 46 do documento justificativo: "*Atendendo a estas vicissitudes, a ERSE propõe a revisão do Regulamento Tarifário do gás natural, por forma a permitir que o montante do incentivo*

[105] https://www.erse.pt/atividade/consultas-publicas/consulta-p%C3%BAblica-n-%C2%BA-89/comentarios/.

para a aquisição de gás natural em mercado pelo Comercializador de último recurso grossista seja incluído no cálculo do ajustamento aos proveitos permitidos do ano s-2 da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos Comercializadores de último recurso, sendo esses ajustamentos transferidos para a atividade de uso global do sistema, recuperada pela tarifa de uso global do sistema paga pela quase totalidade dos consumidores do setor do gás natural".

Esta citação indicia que uma das principais críticas apresentadas na 89.ª CP não foi tida em devida consideração: ajustamentos por desvios na aquisição seriam suportados por todos os clientes e não pelo mercado CURR onde foram gerados, ou seja, inexistência de simetria na aplicação deste mecanismo.

Adicionalmente, e retomando o parecer emitido na 89.ª CP, o CT nota que as reservas então apresentadas continuam a não ser endereçadas. Sem limitação, relembram-se os pontos: (i) diminuição do mercado regulado, com previsão da extinção das tarifas transitórias em 2025; (ii) operação no MIBGAS e contratação de capacidade pelo CURG; (iii) efetiva capacidade negocial do CURG; (iV) questões concorrenciais, face à capacidade do CURG em recuperar custos na tarifa, situação não reprodutível no regime de mercado.

Se ao anterior se adicionar a recente volatilidade no mercado grossista de gás natural, patente no Quadro junto que evidencia a evolução recente dos preços no MIBGAS, não é evidente que o CURg ganhasse competitividade, acrescentando compras pontuais no mercado organizado ao seu cabaz de aprovisionamento dedicado ao mercado regulado.

Efetivamente, se considerarmos a tarifa de energia em vigor para o ano gás em curso, de 17,286 €/MWh já incluindo custos logísticos de entrada na rede de transporte, reservas de segurança, terminal e margem de comercialização do CURg, e tendo em conta o preço médio verificado no MIBGÁS desde o início desse mesmo ano gás, de 18,38 €/MWh ou 19,57 €/MWh se considerarmos custos de trânsito em Espanha em capacidade mensal e 20,77 €/MWh com capacidade diária, não se pode concluir que esta alternativa seja mais competitiva.

Acresce que o CURg para poder efetuar compras no mercado organizado em Espanha teria de constituir garantias bancárias de valor significativo, tanto para operar no MIBGÁS como para poder contratar capacidade de importação. A título de exemplo, referimos a garantia de entrada para atuar no MIBGÁS, de 20 mil €, à que acresce a quantia equivalente aos volumes que se pretendam transacionar.

Adicionalmente, o CURg teria de dispor de meios próprios especializados para acompanharem de forma estreita os volumes transacionados e os potenciais impactos da sua atividade de compra nos preços praticados. Tendo em conta os volumes históricos transacionados diariamente, bem como a respetiva variação em função da maior ou menor procura, pode considerar-se que compras diárias superiores a 10-15 GWh/dia têm impacto no preço no sentido ascendente.

€/MWh (Preços médios)[106]	Preço diário MIBGAS + trânsito e saída ESP	
	Mensal	Diário
Outubro 2020	14,44	15,44
Novembro 2020	15,57	16,50
Dezembro 2020	19,38	20,58
Janeiro 2021	29,99	31,53
Fevereiro 2021	18,48	19,82

Fonte – MIBGÁS, Peajes CNMC

Considera ainda o CT de referir que não se vislumbra algum risco de fornecimento, considerando quer a data de extinção das tarifas transitórias, quer as datas de conclusão dos contratos anteriores à Diretiva 2003/5/CE (cf. Art.º 92.º do RT) e a dimensão destes contratos (cerca de 30 TWh/ano, para um mercado CURR inferior a 1 TWh/ano).

Pelo anterior, o CT não reconhece méritos à proposta da ERSE de reintroduzir uma questão que, há menos de 1 ano, foi extensamente analisada e julgada inadequada, pois não é apresentada fundamentação inovadora que justifique a necessidade da proposta e/ou esclareça as dúvidas então colocadas. Acresce ao anterior a necessidade de defesa da estabilidade regulatória, pelo que o CT recomenda que este mecanismo não seja incluído na fixação do texto final do RT.

C.2.10 Referência às datas de duração dos contratos *take-or-pay*

O CT considera adequada a alteração proposta ao artigo 92.º, que atualiza as referências dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take-or-pay* em vigor, para efeito do cálculo dos proveitos da atividade de compra e venda de gás natural.

C.2.11 Margem de comercialização – remuneração do fundo de maneio

A ERSE justifica na sua proposta que a atual metodologia de cálculo da remuneração do fundo de maneio da atividade de comercialização de gás não inclui nenhum incentivo implícito à gestão eficiente das necessidades de fundo de maneio. Desta forma, e uma vez que as tarifas transitórias de venda a clientes finais aplicáveis a consumidores em baixa pressão serão prolongadas até final de 2025, o regulador considera relevante propor melhorias à forma de cálculo da margem de comercialização dos CURRs, cujo objetivo consiste na limitação dos impactos no sistema decorrentes do alargamento dos períodos de recebimento e de pagamento destas empresas.

A ERSE propõe, assim, a alteração da fórmula de cálculo da remuneração do fundo maneio de forma a passar a distinguir os valores de recebimentos e pagamentos – aos quais aplicar o prazo médio de recebimentos (PMR) e o prazo médio de pagamentos (PMP) – introduzindo um limite ao diferencial, aceite para efeitos de cálculo da remuneração, entre estes dois prazos médios de 90 dias. Passa também a considerar a aplicação da taxa de IVA aos valores dos recebimentos e pagamentos, que nos parece adequada.

[106] A publicação pela ERSE do encerramento desta consulta pública registou-se em 8 de julho de 2020. Proposta de artigo 6.º Entrada em vigor e produção de efeitos: *A presente Diretiva entra em vigor no dia seguinte à da sua publicação sendo aplicável ao ano gás em curso e aos que lhe sucederem.*

O CT reconhece aspetos positivos que podem ser associados à nova metodologia não podendo, no entanto, deixar de referir que estas alterações surgem num ano particularmente difícil, não só para as empresas como para a generalidade dos seus clientes, que levou a ERSE a implementar medidas excecionais no contexto da pandemia COVID-19 que impediram os CURRs de atuar sobre a dívida dos seus clientes, aumentando os PMR e, naturalmente, as suas necessidades de fundo de maneio.

Especificamente no que concerne à nova metodologia, o CT considera positiva a desagregação entre o valor dos recebimentos e dos pagamentos, passando a ser possível tratar ambos de forma separada.

No entanto, e da mesma forma que se introduz uma restrição ao diferencial entre o PMR e o PMP, que não pode ser negativo, considera o CT que a mesma restrição deve ser aplicada aos próprios pagamentos e recebimentos, impossibilitando que a diferença entre ambos, por rubrica, possa ser considerada para efeitos do cálculo, sempre que seja negativa. De facto, não parece fazer sentido que a metodologia permita a existência de margens negativas, que na prática se refletem em pagamentos ao sistema.

O CT sugere assim que a ERSE inclua uma restrição adicional na expressão proposta para o cálculo da remuneração do fundo de maneio, que permita apenas a aplicação da fórmula quando cada rubrica de recebimentos for superior à respetiva rubrica de custos.

O CT faz ainda nota que na fórmula proposta são consideradas as rubricas relativas às receitas e custos resultantes da aplicação das tarifas de UGS, URT e URD, devendo incluir também a do OLMC.

C.2.12 Preços de transferência

O CT anota a proposta de revisão da prestação de informação pelas entidades reguladas no que concerne aos dossiers fiscais dos preços de transferência (DFPT), na lógica de replicação da legislação fiscal aplicável.

Pese embora a natureza de informação dos DFPT ser eminentemente fiscal e não regulatória, o CT não tem comentários específicos à proposta, sem prejuízo de notar que, na sua maioria, os grupos empresariais objeto desta disposição estão cotados em mercado, devendo assim ser garantida pela ERSE a confidencialidade no tratamento e eventual divulgação de informação, aliás também por motivos concorrenciais.

C.2.13 Tarifas de transporte e prémio de leilão

O CT concorda, na generalidade, com as alterações propostas pela ERSE ao articulado do RT, uma vez que as mesmas visam clarificar o texto e as regras estabelecidas.

Efetivamente, e tendo em conta o congestionamento verificado no leilão de capacidade de regaseificação no terminal de GNL de Sines para o ano gás em curso, não era totalmente claro se o prémio sobre a tarifa era de aplicação ao produto *bundled,* constituído pela soma das tarifas de regaseificação e de entrada na rede de transporte a partir do terminal.

A este propósito, e apesar de já referido noutro ponto deste parecer, o CT volta a salientar a importância de que os proveitos adicionais recuperados em consequência dos congestionamentos verificados na contratação de capacidade nas infraestruturas do SNG, sejam posteriormente refletidos como ajustes aos proveitos a recuperar nessas infraestruturas e, consequentemente, nas tarifas a estas aplicáveis.

Relativamente aos ajustes efetuados ao articulado do artigo 61º do RT, o CT considera que a ERSE deveria aproveitar para acrescentar também que a tarifa de uso da rede de transporte segue o modelo de entrada-saída, e visa recuperar os proveitos permitidos da atividade de transporte do operador da rede de transporte. Sugere-se a seguinte alteração ao ponto 0A: “A tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte tem por objetivo permitir a recuperação da totalidade dos proveitos permitidos definidos para esta atividade e segue o modelo de entrada-saída, aplicando-se preços por ponto de entrada e por ponto de saída da rede de transporte”.

C.2.14 Harmonização de definições

O CT concorda com todas as alterações conducentes ao aumento da transparência e à simplificação dos conceitos constantes do RT, como é o caso da harmonização de designações propostas.

O CT não pode deixar de salientar como importante a simplificação proposta de alteração do detalhe da unidade de faturação do termo fixo e da capacidade, propondo-se a publicação apenas de valores diários no estabelecimento das tarifas e preços para um determinado ano gás.

Esta simplificação, apesar de não trazer alterações de fundo, vem clarificar os critérios de faturação a clientes finais, o que o CT considera sempre como positivo.

C.2.15 Mecanismo de limitação de acréscimos nas tarifas transitórias

O CT não pode deixar de registar positivamente a eliminação do n.º 5 do art.º 137º pelo facto de se ter atingido no ano gás 2020-2021 a uniformidade tarifária em todo o território nacional nos escalões tarifários BP<.

C.2.16 Clarificação de aspetos relacionados com o cálculo de proveitos

O CT concorda com as alterações propostas.

C.2.17 Alterações das referências ao Gás Natural

O CT subscreve a alteração proposta das referências ao "gás natural" para "gás", adequando a terminologia de acordo com a publicação do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto.

C.2.18 Recuperação dos montantes indevidamente recebidos a título de proveitos

O CT reconhece o interesse em que o RT clarifique as obrigações das entidades reguladas em termos de recebimento de proveitos, conforme o proposto no novo "Art.º 185.º-A - Recuperação dos montantes indevidamente recebidos" o qual, indica a ERSE na pág. 38 do Documento Justificativo, replica o disposto no Código de Procedimento Administrativo.

É no sentido anterior que o CT não tem comentários ao prazo de 5 anos indicado, sem prejuízo da própria ERSE indicar no nº2 do mesmo artigo que o prazo poderá ser superior, caso "esteja legalmente estabelecido".

Sem prejuízo do exposto, o CT nota que a redação do artigo não é simétrica. Ou seja, enquanto que é agora proposta a possibilidade de regresso sobre as entidades reguladas, em caso de montantes indevidamente recebidos, não se estabelece a possibilidade de, verificando-se um erro de cálculo dos proveitos permitidos por defeito, as empresas requererem essa correção.

Deste modo, o CT recomenda que, na fixação do texto final do RT, seja estabelecida a reciprocidade de atuação, na lógica de defesa dos princípios regulatórios de transparência e não discriminação.

Mais recomenda o CT que a epígrafe do art.º 185.º-A seja clarificada passando a ser "Correção de montantes indevidamente recebidos ou pagos a título de proveitos".

C.3. Transporte de GNL em cisterna

O CT reconhece que a ERSE aproveita este momento de revisão do RT para, por um lado transferir do RRC para o RT algumas disposições de caráter eminentemente tarifário, o que se considera adequado como metodologia regulatória e, por outro, lançar a discussão sobre alguns conceitos associados à repartição dos custos no transporte de GNL para unidades autónomas de GNL (UAGs), de forma a densificar algumas alterações recentes ao nível da aprovação do custo máximo.

O CT considera que deve ser reconhecido o papel das UAGs enquanto instrumento que permitiu disponibilizar o gás natural a zonas afastadas geograficamente das redes de transporte e distribuição, numa

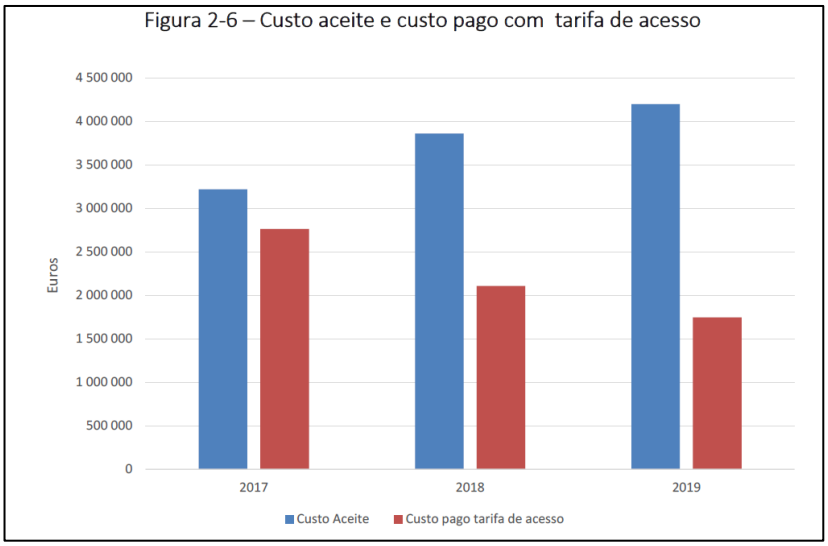
lógica de coesão territorial, concedendo aos clientes residenciais e profissionais dessas áreas acesso a uma forma de energia económica e ambientalmente mais sustentável que outras opções. Assim, qualquer custo adicional face a veiculação de gás por rede deve, em qualquer caso, ser analisado também considerando esta vertente.

No Documento Justificativo, a ERSE discute nomeadamente as seguintes questões: (i) Perequação de custos para UAGs Privativas; (ii) Metodologia de aprovação pela ERSE dos custos máximos de transporte para UAGs; (iii) Custos não aceites pelo Operador da Rede de Transporte, analisadas de seguida.

(i) Perequação de custos para UAGs privativas

No Documento Justificativo, a ERSE apresenta uma análise com algum detalhe sobre os custos associados ao transporte para as UAGs[107], notando um "aumento do custo aceite" que é incorporado na Tarifa de Transporte, conforme a Figura 2-6 do documento:

Figura 2-6 – Custo aceite e custo pago com tarifa de acesso



Fonte – Documento Justificativo

Desta figura, constata-se igualmente que a contribuição direta dos clientes/agentes de mercado em UAGs para o financiamento deste custo, via tarifas de acesso, tem sofrido uma redução, na prática simétrica daquele aumento (+/- 1 m€).

O CT nota, contudo, que a ERSE não valoriza o facto de que este aumento do diferencial entre "custos aceites" e "custos pagos pelas TAR", também resultar da evolução em baixa da tarifa de transporte, verificada nos últimos anos.

Por outro lado, importa analisar se o aumento significativo de volumes entregues em UAGs (cf. Quadro 2-2 do Documento Justificativo, reproduzido de seguida) tem resultado numa utilização menos eficiente destas infraestruturas:

[107] O CT nota que a análise apenas incide sobre custos de transporte rodoviário, não considerando o desenvolvimento recente de transporte por ferrovia, recomendando que uma análise do impacte desta tecnologia seja incorporada nas próximas propostas de tarifário.

Quadro 2-2 - Evolução do abastecimento por UAG

Período	UAG abastecidas	Camiões-cisterna carregados	Total de energia carregada	Custo total com IVA	Custo Aceite com IVA
	[N.º]	[N.º]	[MWh]	[€]	[€]
2015	64	3 271	966 873	3 390 587	3 284 626
2016	64	3 497	1 039 386	3 942 237	3 710 166
2017	68	3 806	1 140 377	4 188 046	3 961 364
2018	84	4 672	1 391 256	4 965 929	4 749 930
2019	95	4 985	1 481 459	5 536 150	5 157 084

Fonte: ERSE - Documento justificativo

O CT verifica que os rácios fundamentais, calculados a partir destes dados, apontam para uma estabilização dos mesmos, traduzida na dimensão média da cisterna. Por outro lado, a cobertura dos custos aceites tem apresentado uma redução ligeira:

Período	Cisternas /UAG	MWh /Cisterna	CT/MWh	CA/MWh	CA/CT
2015	51.1	296	3.51	3.40	96.9%
2016	54.6	297	3.79	3.57	94.1%
2017	56.0	300	3.67	3.47	94.6%
2018	55.6	298	3.57	3.41	95.7%
2019	52.5	297	3.74	3.48	93.2%

Cálculos CT, a partir das tabelas do Documento Justificativo

Pelos resultados anteriores, que são influenciados por alguns efeitos opostos e não consideram alguns desenvolvimentos mais recentes, o CT considera que, no momento presente, poderá ainda ser mantido o princípio de perequação das UAGs privativas, pelo menos até ao final do presente período regulatório.

Sem prejuízo do anterior, o CT recomenda que no momento da próxima revisão regulatória ordinária, em que uma série mais alargada de dados estará disponível, a ERSE reabra esta discussão para uma decisão mais fundamentada do ponto de vista económico que deverá, em qualquer caso, atender aos princípios de equilíbrio regional que também estiveram na base da decisão oficial de investimento nestas infraestruturas.

(ii) Metodologia de aprovação pela ERSE dos custos máximos de transporte para UAG

O CT entende a proposta da ERSE como aproximando os princípios de cálculo dos custos máximos aceites às outras tarifas de acesso. Deste modo, a aprovação da metodologia seria de algum modo equivalente a um "parâmetro regulatório", i.e., válido para um período regulatório, sem prejuízo dos parâmetros de cálculo serem definidos anualmente, a partir da informação prestada pelo operador da rede de transporte, tendo em conta, em especial, os contratos de transporte do GL-UAG, ainda hoje os mais relevantes na definição daquele custo. Neste sentido, o CT concorda com a proposta da ERSE.

(iii) Custos não aceites

A proposta da ERSE, referindo que os custos de transporte de GNL que excedam o custo máximo aprovado resultante da metodologia aprovada pelo regulador, apenas explicita a prática atual de procura de custo eficiente, o que merece a concordância do CT.

Contudo, resulta inadequada a indicação de que, também no caso do CURG, eventuais custos acima do valor máximo devam ser suportados pelo agente. O CT nota que o CURG é uma entidade estritamente regulada, cujos custos são aprovados pela ERSE, sendo-lhe vedada a possibilidade de criação de qualquer margem comercial para fazer face a sobrecustos, ao contrário dos agentes em regime de mercado.

Adicionalmente, o CURG não tem possibilidade de recusar fornecimentos a UAGs para as quais os preços de transporte rodoviário excedam o custo máximo aprovado, nos termos da sua licença e da própria natureza de comercialização de último recurso.

Deste modo, sendo os contratos de transporte celebrados pelo CURG sujeitos a supervisão da ERSE, o CT considera que, neste caso específico, os custos contratuais, se formados em condições concorrenciais adequadas, deverão ser considerados para efeitos de cálculo dos proveitos permitidos do CURG, sob pena de criação de défices tarifários inultrapassáveis nesta entidade.

C.4. Custos com alterações das instalações de utilização dos clientes no momento da sua ligação à rede de gás natural

Na proposta de revisão do RT, a ERSE incluiu um tema específico referente aos *"custos com alterações das instalações de utilização dos clientes no momento da sua ligação à rede de gás natural".*

Embora não tenha efetuado qualquer proposta ao nível do articulado, a ERSE solicitou no documento justificativo contributos para a eventual revisão da metodologia em vigor, através das seguintes questões:

- *O tratamento a dar no futuro próximo ao atual reconhecimento dos custos com as alterações das instalações de utilização dos clientes no momento da sua ligação à rede de gás natural. Com esta questão pretende recolher-se contributos:*
  1) *quanto ao modo como a regulação deverá assumir uma posição de neutralidade tecnológica entre vetores energéticos neste domínio e*
  2) *sobre o ritmo que deverá ser imposta à redução dos montantes unitários máximos que atualmente são reconhecidos pela ERSE para os referidos custos.*

A ERSE refere ainda que esta questão é colocada deliberadamente em aberto sem qualquer proposta concreta de articulado e que decidirá em função dos comentários recebidos na presente consulta pública.

No estado atual do processo de transição energética, que orienta a política energética nacional em busca da neutralidade carbónica, ainda numa fase incipiente de definição e implementação de normativos e de desenvolvimento de tecnologias, nomeadamente quanto à injeção de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono, entende o CT que a ERSE não deveria, por prudência e neste enquadramento de alguma incerteza, promover qualquer alteração ao quadro atual que regula esta atividade específica do ORD até ao termo do corrente período regulatório.

O CT considera que os preços de referência, definidos como valores máximos reconhecidos para efeito de remuneração, deveriam ser definidos para o período regulatório, para conferir estabilidade e previsibilidade aos planos de investimento plurianuais dos ORD.

O CT sugere ainda que esta questão seja reavaliada atempadamente na preparação do próximo período regulatório, com a avaliação das consequências e impactes no mercado no SNG, na sustentabilidade dos ativos de distribuição e na operação dos ORD.

Adicionalmente, o CT recomenda que esta questão seja mais aprofundadamente reavaliada com a futura introdução de gases de origem renovável e/ou baixo teor de carbono, que poderá alterar o paradigma relativo ao número e custo das intervenções para adaptação das instalações consumidoras.

D. Articulado

Após análise da proposta de articulado objeto da presente consulta pública, o CT identificou algumas situações para as quais propõe simples ajustes a nível redatorial e que em nada afetam o conteúdo e o sentido das normas, e que a seguir se elencam:

1. No artigo 3.º, n.º 1 (Siglas e definições), a alínea m1) não constitui uma categoria da alínea m) pelo que o CT propõe que se autonomize passando a alínea n) procedendo-se à renumeração das restantes alíneas, ou seja, a alínea n) passa a o), a alínea o) passa a p) e a alínea p) passa a q);
2. O mesmo se verifica no n.º. 2, do mesmo artigo, alíneas y1) e y2), que, não constituindo uma categoria da alínea y), deverão ser autonomizadas e designadas por alínea z) e aa), respetivamente, procedendo-se à renumeração das restantes alíneas até final;
3. No artigo 6.º, n.º 2, o CT alerta para o facto de o Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, ter sido expressamente revogado pelo artigo 160.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, pelo que sugere a eliminação da referência àquele diploma;
4. No artigo 16º-A n.º 1 deve incluir-se a data do Decreto-Lei n.º 62/2020, ou seja, 28 de agosto;
5. No artigo 40.º-A, n.º 3, deve incluir-se no início a letra A, por forma a construir a frase "A proposta do operador do terminal…";
6. No artigo 42.º não se entende a eliminação da epígrafe, chamando o CT a atenção para o facto de o conteúdo deste artigo ser em tudo igual ao do artigo 40.º-A, pelo que se propõe a eliminação de um deles;
7. No artigo 61.º não deverá ser utilizada a expressão 0A como início de ponto, pelo que deverá ser corrigido;
8. No artigo 122.º-C, n.º 3, a alínea a) deve começar por "o custo máximo a ser ressarcido…";
9. No Capítulo V, Seção IX, o CT alerta para o facto de afigurar desnecessária a criação de uma Subseção I, porquanto não existem outras subseções. Assim, propõe que os artigos 136.º e 137.º passem a constar da subseção IX;
10. Por fim, o CT constata que a ERSE propõe a eliminação dos artigos 28.º, 29.º, 41.º, 43.º, 47.º, 48.º, 63.º, 73.º e alínea a) do n.º 2 do artigo 92.º, o que implica que se proceda à renumeração de todo o articulado, alterando-se, por consequência, as remissões feitas ao longo de todo o articulado para os artigos que resultarem da referida renumeração.

E. Síntese de Recomendações

A finalizar, o CT expressa um conjunto de recomendações sobre diversos aspetos tratados nos vários normativos em revisão, a saber:

1. Diretiva referente ao gás de operação da rede de transporte

O CT recomenda que a programação da aquisição pelo GTG e a devolução do gás de operação aos agentes de mercado privilegie os dias úteis, em relação aos fins-de-semana, de modo a prevenir potenciais congestionamentos nas operações do terminal.

2. Criação da função de compra e venda de gases de origem renovável pelo comercializador de último recurso grossista (CURG)

O CT recomenda que a nova função a criar na atividade de compra e venda de gás considere a totalidade dos custos incorridos pelo CURG na aquisição de gás renovável/baixo teor de carbono, com a necessária separação contabilística entre as compras para fornecimentos ao mercado de último recurso e as realizadas para o mercado livre. Pretende-se, assim, por um lado, permitir uma adequada monitorização do impacte desta atividade no SNG e, por outro, garantir que apenas são refletidos nas tarifas transitórias os montantes que lhes correspondem.

O CT recomenda, ainda, a inclusão de uma disposição que limite as compras de gases renováveis e de baixo teor de carbono realizadas pelo CURG, até ao limiar mínimo de incorporação destes gases que venha a ser definido legalmente.

O CT realça ser importante que as alterações introduzidas na legislação e na proposta de regulamentação da ERSE assegurem que os sobrecustos decorrentes do incentivo à produção e injeção de gases renováveis ou de baixo teor de carbono não sejam imputados ao SNG, nomeadamente através da criação de "Custos de Interesse Económico Geral", com a consequente penalização do conjunto dos clientes.

3. Aquisição eficiente de gás pelo CURG

Na proposta de revisão do RT, agora colocada em consulta, a ERSE retoma uma questão que fora objeto da 89.ª Consulta Pública, decorrida em maio de 2020, relativa à "Aquisição de gás pelo CURG em mercado", justificando esta opção pela menor compreensão do alcance e fundamentação da proposta inicial pelos *stakeholders* do SNG.

O CT não reconhece méritos à proposta da ERSE de reintroduzir uma questão que, há menos de 1 ano, tinha sido extensamente analisada e julgada inadequada, pois não é apresentada fundamentação inovadora que justifique a necessidade da proposta e/ou esclareça as dúvidas então colocadas. Acresce ainda a defesa do princípio da estabilidade regulatória, pelo que o CT recomenda que este mecanismo não seja incluído na fixação do texto final do RT.

4. Planos de promoção da injeção de outros gases na infraestrutura

O CT regista positivamente a existência de projetos-piloto que permitam adequar e assegurar a correta implementação e os desenvolvimentos necessários ao processo de descarbonização do SNG, através, nomeadamente, do fomento de iniciativas e de estímulos tendentes a encorajar o incremento da incorporação nas redes de gás natural de gases renováveis e com baixo teor de carbono.

Ainda assim, e sendo que os custos com os projetos aprovados são considerados para efeitos tarifários, o CT recomenda que os projetos a desenvolver sejam avaliados na globalidade do SNG e pelo benefício que aportam, garantindo-se o desejado rigor na avaliação custo-benefício de cada iniciativa e o seu impacto tarifário.

5. Preço de referência de venda a clientes finais

O diferimento temporal entre o momento de estabelecimento do contrato e a publicação de preço de referência poderá induzir conclusões inadequadas sobre o funcionamento do mercado livre.

Assim, o CT recomenda que a publicação deste preço de referência seja sempre acompanhada de um contexto explicativo temporal, de forma a não causar perturbações ao normal funcionamento de um mercado muito dependente das condições de venda de gás em mercado grossista.

6. Aquisição eficiente de gás pelo CURG

Na proposta de revisão do RT agora colocada em consulta, a ERSE retoma uma questão que fora objeto da 89.ª Consulta Pública, decorrida em maio de 2020, relativa à "Aquisição de gás pelo CURG em mercado", justificando esta opção pela menor compreensão do alcance e fundamentação da proposta inicial pelos *stakeholders* do SNG.

O CT não reconhece méritos à proposta da ERSE de reintroduzir uma questão que, há menos de 1 ano, tinha sido extensamente analisada e julgada inadequada, pois não é apresentada fundamentação inovadora que justifique a necessidade da proposta e/ou esclareça as dúvidas então colocadas. Acresce ainda a defesa do princípio da estabilidade regulatória, pelo que o CT recomenda que este mecanismo não seja incluído na fixação do texto final do RT.

7. Recuperação dos montantes indevidamente recebidos a título de proveitos

O CT nota que a redação do Art.º 185.º-A não é simétrica. Ou seja, enquanto que é agora proposta a possibilidade de regresso sobre as entidades reguladas, no caso de montantes indevidamente recebidos, não se estabelece a possibilidade de, verificando-se um erro de cálculo dos proveitos permitidos por defeito, as empresas requererem essa correção.

O CT recomenda que, na fixação do texto final do RT, seja estabelecida a reciprocidade de atuação, na lógica de defesa dos princípios regulatórios de transparência e não discriminação.

Mais recomenda o CT que a epígrafe do art.º 185.º-A seja clarificada passando a ser "Correção de montantes indevidamente recebidos ou pagos a título de proveitos".

8. Transporte de GNL em cisterna

O CT entende que deverá ser mantido o princípio de perequação das UAGs privativas, pelo menos até ao final do presente período regulatório.

Sem prejuízo do anterior, o CT recomenda que no âmbito da próxima revisão regulatória ordinária, em que uma série mais alargada de dados estará disponível, a ERSE reabra esta discussão possibilitando uma decisão mais fundamentada do ponto de vista económico.

9. Custos com alterações das instalações de utilização dos clientes no momento da sua ligação à rede de gás natural

O CT considera que os preços de referência definidos como valores máximos reconhecidos para efeito de remuneração deveriam ser definidos para o período regulatório, de forma a conferir estabilidade e previsibilidade aos planos de investimento plurianuais dos ORD.

O CT sugere que esta questão seja reavaliada aquando da preparação do próximo período regulatório, com a avaliação das consequências e impactes no mercado, no Sistema Nacional de Gás, na sustentabilidade dos ativos de distribuição e na operação dos ORD.

Adicionalmente, o CT recomenda que esta questão seja mais aprofundadamente reavaliada com a futura introdução de gases de origem renovável e/ou baixo teor de carbono, que poderão alterar o paradigma relativo ao número e custo das intervenções para adaptação das instalações consumidoras.

III – CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário, Secção do Setor do Gás, considera que a proposta apresentada pela ERSE deverá ser reformulada em conformidade com as recomendações constantes deste parecer.

Aprovado em 02 de março de 2021.

[Parecer integral digitalizado]

◆ Alteração da gestão de riscos e garantias no SEN e no SNG ◆ [Consulta Pública n.º 95]

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho *"(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*."[108]

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e setor nacional de gás - emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT os documentos referentes à Consulta Pública n.º 95 – "Proposta de alteração da Gestão de Riscos e Garantias no SEN e SNG." cabendo ao CT emitir parecer até 01 de março de 2021.

Assim, as Secções do Setor Elétrico e do Setor de Gás do CT emitem o seguinte parecer:

I – ENQUADRAMENTO

A gestão de garantias tem sido objeto de preocupação do CT, sobretudo atendendo ao facto de que parte das dívidas decorrentes do incumprimento de alguns comercializadores têm sido pagas por todos os consumidores, sendo essencial salvaguardar os interesses destes, dos operadores de redes e do gestor de sistema, em suma a integridade do SEN.

Assim, é entendimento do CT a necessidade de implementação de um novo sistema de gestão de garantias, gerido por uma entidade única com competências para o efeito.

O CT tem manifestado preocupação com esta matéria, nos vários pareceres que tem emitido por solicitação expressa da ERSE, através de recomendações e sugestões, de que são exemplo:

1) Em novembro de 2018, no parecer que emitiu sobre a "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2019", o CT efetuou as seguintes recomendações:

"A garantia de integridade do SEN deverá atender a duas vertentes indissociáveis:

- *Gestão prudencial na atribuição de licenças de comercialização, onde o CT considerou ser imperioso e urgente garantir a gestão prudencial na atribuição de licenças de comercialização, designadamente pela prévia e cabal demonstração de idoneidade, capacidade técnica e económica para operar nos mercados para os quais é solicitada a emissão de licença.*
- *Gestão integrada de riscos e garantias, onde o CT recomendou/considerou:*
  - ✓ *Ser urgente a criação de um quadro legal da gestão integrada das garantias, tendo presente o contexto de internalização de dívidas de comercializadores por parte dos consumidores proposto nesta Proposta de Tarifas para 2019 e, ainda, a existência de riscos de natureza sistémica quer para o setor elétrico quer para o de gás natural;*
  - ✓ *Que a atividade de gestor de garantias deva ser exercida por uma entidade independente, com conhecimento e experiência na gestão de garantias nos setores energéticos (quer de eletricidade quer do gás natural), o que virá a permitir uma gestão eficiente e potencialmente conjunta das garantias prestadas pelos agentes que operem em qualquer dos dois mercados, sugerindo para tal*

[108] Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.

a OMIClear (diretamente ou através de uma outra entidade com a qual se encontre em relação de domínio ou grupo).”

2) De igual modo, em 2 de setembro de 2019, o CT no parecer que emitiu sobre a "Proposta de alteração do Regulamento da Mobilidade Elétrica (RME)", objeto da 78.ª Consulta Pública:

- *Deixou muito clara a importância que atribui à gestão prudencial da capacidade, idoneidade técnica e económica dos agentes que pretendem o registo como comercializadores, de modo a acautelar, em caso de insolvência, impactos no SEN, em resultado de dívidas do acesso às redes.*

Por essa razão, o CT recomendou:

- *No que tange à gestão do sistema de garantias previsto, ponderação por parte da ERSE relativamente à definição da entidade com tal incumbência, porquanto tendo a gestão de garantias para o setor elétrico sido atribuída, nos termos do artigo 58.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 de 3 de junho, ao OMIP, importa avaliar a possibilidade de esta entidade assumir a gestão das garantias no setor da mobilidade elétrica, desde que tal resulta de uma análise de custo-benefício com ganhos para o sistema;*
- *Que os valores mínimos das garantias a fixar sejam adequados aos riscos de incumprimentos contratuais e ao mesmo tempo não constituam um entrave a uma maior concorrência das atividades exercidas no âmbito do sistema de mobilidade elétrica e*
- *Uma maior explicitação no apuramento do valor mínimo das garantias a prestar.*

3) O CT insistiu nesta temática em 15 de novembro de 2019, no parecer que emitiu sobre a "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2020";

4) Mais recentemente, em 14 de janeiro de 2020, o CT emitiu parecer sobre a “80.ª Consulta Pública – Proposta de regime de gestão de riscos e garantias no Sistema Elétrico Nacional (SEN)“, tendo emitido as seguintes recomendações:

“Como se infere das situações já ocorridas, entende o CT que um dos pilares fundamentais para o correto funcionamento do mercado assenta no reforço dos mecanismos de gestão prudencial dos riscos para o SEN, prévios e sucessivos ao registo da atividade de comercialização de energia elétrica, que compete à DGEG fazer aprovar, ouvida a ERSE.

Este seu entendimento encontra-se aliás estatuído no n.º 3 do artigo 47.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, que refere: “(…) a DGEG, ouvida a ERSE, deve apresentar, no prazo de 90 dias após a entrada em vigor do presente decreto-lei, uma proposta fundamentada de critérios económicos para a verificação da idoneidade e capacidade económica dos agentes de mercado que pretendem obter o registo de comercialização”.

Neste contexto, o novo modelo proposto de gestão de riscos e garantias sairá amplamente reforçado com a definição dos critérios previstos no n.º 3 do artigo 47.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho.

Adicionalmente, o CT sugere que se aproveite o período de transição estabelecido na proposta de diretiva, para se expurgarem as situações de incumprimento existentes no atual contexto, acautelando desse modo a migração de todos os agentes para o novo modelo, em condições de equidade.”

O CT recomendou à ERSE que, *“com a introdução da garantia solidária, seja revista a ponderação entre os dois tipos de garantia de modo a mitigar-se uma transição excessiva de responsabilização das falhas dos agentes incumpridores para os agentes cumpridores.”* e acrescentou que ”*por forma a prevenir distorções materiais da concorrência entre agentes de mercado, o CT considera que a garantia solidária deve assumir um valor inferior a 30%, e que o referencial para o cálculo do valor da garantia solidária não tenha por base*

os dois maiores agentes de mercado, mas sim, por exemplo, do valor médio global das responsabilidades dos agentes.

Por fim, ainda no parecer emitido sobre a 80.ª CP, o CT emitiu as seguintes recomendações finais:

1. *A discussão sobre o modelo de gestão de riscos e garantias, que teve início em 2016, tem vindo a evoluir de acordo com as alterações que o funcionamento dos sectores elétrico e do gás natural sofreu nas últimas décadas, reconhecendo-se a necessidade de definir um modelo de gestão de riscos e garantias para ambos os sectores. Pela sua natureza, estes sectores tendem cada vez mais a estar interligados, nomeadamente na atividade comercial (oferta dual).*

   Neste sentido, este tema foi igualmente incluído na revisão regulamentar de ambos os sectores, nomeadamente na recente proposta de fusão dos regulamentos de relações comerciais (RRC), e que entendemos como um passo positivo para a adequação das peças regulamentares de ambos os sectores à aplicação de um modelo único de gestão de riscos e garantias.

   O CT entende que a regulamentação em apreço nesta consulta, assumindo relevância crescente para evitar riscos de contraparte que oneram desnecessariamente os sistemas, deveria incluir o sector do gás natural, com a contribuição dos agentes de ambos os setores.

2. *O CT sugere a avaliação, por parte dos agentes e da ERSE, da viabilidade de adaptar os atuais fluxos de informação ao formato padronizado a implementar, com o objetivo de evitar custos acrescidos para todos os agentes e consumidores.*

3. *O CT sugere, ainda, que nesses fluxos de informação seja dado o destaque possível a situações de incumprimento ou de previsível incumprimento, para um acompanhamento mais próximo.*

Com a publicação do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, que alterou o regime jurídico aplicável ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e à organização dos mercados de eletricidade previamente estabelecido no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, veio a consagrar-se a existência legal de um regime integrado de gestão de riscos e garantias no âmbito do Sistema Elétrico Nacional (SEN), prevendo-se expressamente a figura do gestor integrado de garantias e a adoção de regras de gestão prudencial, conforme resulta do art.º 58.º-A.

O CT não pode deixar de registar que, decorridos 20 meses sobre a entrada em vigor deste diploma legal, se encontra ainda a aguardar a apresentação por parte da DGEG, uma vez ouvida a ERSE, da proposta fundamentada de critérios económicos para a verificação da idoneidade e capacidade económica dos agentes de mercado que pretendem obter o registo de comercialização, a que alude o n.º 3 do art.º 47.º do Decreto-Lei n.º 72/2019, de 3 de junho, encontrando-se já largamente ultrapassado o prazo de 90 dias ali estipulado.

Na sequência da publicação do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, a ERSE colocou, em dezembro de 2019, em consulta pública uma proposta de regime de gestão e riscos e garantias no contexto do Sistema Elétrico Nacional (80.ª Consulta Pública) que foi objeto de parecer do CT com as conclusões supracitadas.

Em 14 de Fevereiro foi publicada a Diretiva n.º 2-A/2020, da ERSE que, ao abrigo do artigo 58.º-D do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, define regulamentarmente a atividade de gestão de garantias, a gestão de riscos e de prestação de garantias no âmbito do Sistema Elétrico Nacional, bem como a atividade e procedimentos a observar pelo Gestor Integrado de Garantias.

Por sua vez, o Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Nacional de Gás (SNG) e o respetivo regime jurídico, vem efetuar a consagração, agora para o setor do gás, de um regime integrado de gestão de riscos e garantias prevendo expressamente a figura do gestor integrado de garantias e a adoção de regras de gestão prudencial, atribuindo à ERSE a competência

para regulamentar a atividade de gestão de garantias no âmbito do SNG, conforme resulta dos Art.º 79.º a 82.º.

De acordo com a ERSE, a experiência acumulada com a aplicação da Diretiva n.º 2-A/2020, de 14 de fevereiro, além da comprovação de inexistência de incidentes que pressuponham custos a serem repercutidos nos consumidores e custos reputacionais para o funcionamento do mercado, permitiu ainda suscitar um conjunto de aprimoramentos ao quadro regulamentar, que se situam, todos eles, na esfera estritamente operacional.

A identificação de tais situações, permite, na opinião da ERSE, aprofundar as condições de eficácia e de eficiência na gestão de riscos e garantias, resultando em benefício dos consumidores e demais agentes de mercado.

É, assim, neste contexto, que a ERSE colocou à consulta pública a proposta em apreço de um modelo de regras para a gestão de riscos e garantias, agora aplicável conjuntamente ao SEN e ao SNG, devidamente alinhado com o contexto legal de ambos os setores e que parte do percurso já percorrido no setor elétrico e da experiência entretanto recolhida.

Nesse sentido, o parecer do CT está dividido em duas partes, a saber:

- A primeira relacionada com a revisão regulamentar da Diretiva n.º 2-A/2020, de 14 de fevereiro em vigor para o SEN;
- A segunda relacionada com a adaptação da mesma ao setor do gás.

[...]

IV – SETOR NACIONAL DE GÁS

A. Introdução

O Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Nacional de Gás e o respetivo regime jurídico e procede à transposição da Diretiva (UE) 2019/692 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril de 2019, consagrou a existência legal de um regime integrado de gestão de riscos e garantias no âmbito do Sistema Nacional de Gás (SNG), prevendo-se expressamente a figura do gestor integrado de garantias (GIG) e a adoção de regras de gestão prudencial.

O CT regista como positiva a extensão do modelo de gestão de riscos e garantias, até agora aplicável ao setor elétrico, ao setor do gás, tendo tal extensão sido, inclusive, objeto de várias recomendações deste Conselho em diversos pareceres.

B. Modelo de gestão de riscos e garantias para o SNG

B.1. Harmonização do modelo de gestão de riscos e garantias do SNG com o SEN

1. A presente proposta consagra uma harmonização do modelo de gestão de riscos e garantias do SNG com o modelo já existente para o SEN consagrado pela ERSE na Diretiva n.º 2-A/2020, de 14 de fevereiro. Esta opção da ERSE em uniformizar os modelos de gestão de riscos e garantias para ambos os setores requer, de acordo com a proposta, alguns ajustamentos de especificidade, particularmente para o mercado do gás.
2. Conforme previsto no articulado em consulta, o modelo de garantias proposto define que o agente de mercado deve prestar dois tipos de garantias: uma garantia individual *"correspondente a meios afetos em exclusivo à cobertura de riscos e responsabilidades do agente de mercado"* e uma garantia solidária *"correspondente a meios afetos à cobertura de riscos e responsabilidades gerais dos agentes de*

mercado, sem prejuízo da mobilização prioritária para a cobertura dos riscos e responsabilidades do agente de mercado individualmente considerado".

3. Sobre a repartição entre ambas as garantias, a ERSE refere no documento justificativo que *"o coeficiente de repartição entre garantia individual e solidária deve ser mantido flexível para fixação em função das próprias condições de mercado, sem prejuízo de se manter, como atualmente vigora, o parâmetro de 80% para cobertura das responsabilidades pela garantia individual do agente de mercado"*.
4. Para a determinação da garantia solidária, a ERSE menciona que *"esta é, na atual proposta, definida como sendo equivalente às responsabilidades conjuntas dos dois maiores agentes de mercado (em volume de responsabilidades assumidas), com um minorante de 60% do volume global de responsabilidades constituídas, respetivamente, no SEN e no SNG. Esta abordagem permite perspetivar que a garantia solidária é suficiente para cobrir, pelo menos, o default conjunto dos dois maiores agentes de mercado"*.
5. Como princípio base, o CT defende que o modelo de garantias deve assegurar com rigor o necessário equilíbrio de responsabilidades entre os agentes e a minimização de risco para o sistema, e ser capaz de demonstrar eficácia na eliminação de potenciais riscos de sobrecustos a suportar pelo SNG.
6. O CT considera que o documento justificativo que acompanha a proposta deveria ser mais explícito em termos quantitativos dos valores monetários previstos para o SNG e, desse modo, permitir uma aferição mais precisa do grau de cobertura a abranger pelo sistema de garantias.
7. No que respeita ao cálculo da garantia solidária, o CT entende que a ERSE deveria ter explanado o racional utilizado para o referencial do cálculo do valor da mesma, nomeadamente, o fundamento para a opção de utilização dos dois maiores agentes de mercado.
8. Ainda assim, e apesar das regras agora propostas colocarem todos os agentes na mesma circunstância quanto ao seu contributo para a constituição da garantia solidária, o CT considera que o valor da garantia solidária deverá ser fixada em função do nível de risco de cumprimento dos agentes.
9. Entende ainda o CT que importa assegurar o carácter de último recurso desta garantia solidária para mitigar o risco de sobrecustos gerados a suportar pelos agentes do SNG.
10. Nesse sentido, considera o CT fundamental assegurar um sistema saudável e sustentável de garantias, dotado nomeadamente de mecanismos que permitam detetar precocemente situações de incumprimento e a respetiva correção com celeridade.

B.2. Sujeitos abrangidos

1. No que respeita aos sujeitos intervenientes na gestão de riscos e garantias no SNG, a presente proposta abrange:
   a. os clientes que atuem como agente de mercado;
   b. os comercializadores, excluindo os de último recurso;
   c. os produtores de gás e outros agentes de mercado que atuem no âmbito do SNG cuja atividade implique a utilização das redes e demais infraestruturas do SNG e/ou adesão à gestão técnica global;
   d. os operadores da rede de distribuição;
   e. o operador da rede de transporte do SNG, quer como operador de rede, quer na sua função de gestor técnico global do SNG, bem como os operadores de infraestruturas do SNG; e
   f. o gestor integrado de garantias (GIG).
2. O CT constata um leque maior de agentes abrangidos pela diretiva no SNG face ao SEN, nomeadamente, a inclusão dos operadores de infraestruturas (terminal e armazenamento). Adicionalmente, o CT

considera apropriada a exclusão do âmbito de aplicação desta diretiva aos comercializadores de último recurso, na qual parece estar incluído também o comercializador de último recurso grossista.

B.3. Formas de prestação e tipo de garantias

1. No que respeita às formas de prestação e tipos de garantias, a proposta em consulta admite como meios de prestação de garantias, além das garantias bancárias, o depósito em numerário, o cativo ou penhor irrevogável sobre depósitos bancários relativos a disponibilidades imediatas de numerário; o seguro-caução prestado por entidade financeira acreditada para o efeito e a linha de crédito junto de entidade financeira.
2. Adicionalmente, a proposta apresentada para a forma de prestação de garantias inova para o SNG, ao estabelecer a possibilidade do agente de mercado constituir essa garantia através da existência de gás nas infraestruturas da RNTIAT, a qual será considerada como *"penhor sobre quantidades de gás depositadas e não mobilizadas nas infraestruturas do SNG, valorizadas em 80% do preço médio do produto diário na área portuguesa do MIBGAS nos últimos 60 dias"*, detalhando que estas quantidades correspondem *"ao inventário de quantidades médio dos 30 dias anteriores ao apuramento dessas mesmas quantidades"*.
3. Considerando a estrutura logística do SNG, o CT assume que os volumes em causa estarão fisicamente armazenados no armazenamento subterrâneo e/ou terminal de GNL de Sines, não se devendo considerar outras possibilidades, de forma a garantir a efetiva disponibilidade imediata das mesmas para cumprimento das obrigações financeiras do agente em incumprimento, por via da sua transação. No entanto, não resulta claro em que momento a determinação das quantidades disponíveis é realizada, o que deveria ser clarificado.
4. Sem prejuízo dos detalhes anteriores quanto à metodologia de cálculo, levanta-se, desde logo, uma dúvida relevante: com efeito, baseando-se a garantia num "valor médio das existências a 60 dias", não se considera existir uma certeza - leia-se "garantia" - de que, em caso de incumprimento de um agente, exista gás efetivamente disponível nas infraestruturas para transação, de modo a que a receita obtida possa ser utilizada para cobrir as responsabilidades do agente incumpridor.
5. De forma a mitigar/eliminar este risco, o CT considera que seria necessário implementar uma metodologia de verificação muito rigorosa, a realizar pelo GTG, que assegurasse a comunicação com o Mibgás, de forma a garantir que um comercializador não transacionasse o gás que apresentou como garantia, em particular em transações (no próprio Mibgás ou em contratos bilaterais) e/ou renomeações no mercado intradiário, o que desvirtuaria o próprio conceito de "garantia".
6. Por outro lado, deve atender-se que a fixação do valor das garantias é realizada pelo estabelecimento de um valor base, com ajuste em situações excecionais, resultantes de, por exemplo, variações relevantes do preço do gás, incorporação/perda elevada de clientes finais, compras/reduções de contratação de capacidades.
7. Neste enquadramento, a prestação de garantia com quantidades de gás tituladas pelo agente não parece representar um meio particularmente eficaz para o garantir, na medida em que seria necessário definir volumes adicionais a imobilizar, através de metodologia de cálculo que, preferivelmente, deveria ser o mais transparente e previsível possível. No entanto, exatamente, pelas variáveis de difícil estimação a que se terá de atender, este exercício poderia vir a revelar-se não apenas de difícil execução, como sujeito a frequentes disputas de interpretação.
8. No enquadramento anterior, o CT recomenda que esta solução não seja adotada, por não conferir ao sistema o mesmo nível de confiança das outras formas de prestação de garantias.

B.4. Libertação de garantias prestadas

O CT considera que seria oportuno que o GIG estivesse sujeito a prazo para a devolução das garantias prestadas. Atendendo a que os agentes de mercado estão sujeitos a prazo (cinco dias) para atualização das garantias, seria prudente que a ERSE cautelosamente também definisse no diploma, semelhante prazo para o GIG.

B.5. Apuramento do valor de garantia exigível para agentes com responsabilidades e direitos de crédito

O CT considera positivo que a ERSE tenha procedido ao ajustamento da norma, no sentido de eliminar a volatilidade que pode ser gerada no cálculo do valor exigível de garantia a determinados agentes, nomeadamente agentes produtores, considerando agora o valor médio líquido de responsabilidades (encargos deduzidos dos direitos de recebimento) ao contrário da modulação da cobertura do risco pelo máximo atualmente prevista. É pretendido, desta forma, eliminar custos excessivos e desnecessários para os agentes com a constituição de garantias excedentárias face às responsabilidades constituídas.

B.6. Aplicação de normas prudenciais complementares

Relativamente aos mecanismos complementares de ordem prudencial, que pretendem conter a constituição de riscos sistémicos, a densificação da condição para os incumprimentos de modo a evitar procedimentos extemporâneos é considerada útil pelo CT, sendo agora proposto que a inibição de carteira venha a ocorrer quando o número de incumprimentos pressuponha 5% ou mais das responsabilidades globais do agente. No atual quadro regulamentar esta inibição é determinada pela ocorrência de 4 ou mais incumprimentos no período de 90 dias consecutivos, com independência do valor desses mesmos incumprimentos.

O CT concorda com a alteração proposta.

B.7. Execução da garantia solidária

A introdução de uma norma que habilita a que, nas situações em que o GIG se veja na circunstância de ativar a garantia solidária, o possa fazer através de uma prestação direta em numerário pelo agente, em substituição da execução da garantia bancária, é uma inovação bem acolhida pelo CT porquanto por um lado não acarreta qualquer degradação do perímetro de cobertura de riscos sistémicos, e por outro, vem facilitar e conceder mais soluções aos agentes de mercado.

B.8. Contratos e obrigações de informação

1. A ERSE refere que a extensão ao setor do gás, dos procedimentos e regras de contratos e demais documentação já existentes no SEN, conferirá benefícios ao processo de implementação e operacionalização.
2. De acordo com a ERSE, a concretização do modelo proposto exige a implementação de fluxos de informação entre operadores, gestor técnico e gestor integrado de garantias de modo a que se concretizem as disposições de verificação continuada da suficiência e da constituição de garantias. A ERSE refere ainda que as regras para as obrigações de informação do GIG à ERSE, no que se refere ao seu alargamento aos agentes envolvidos, mantêm-se à imagem do que sucede para o setor elétrico.
3. O CT reconhece positivamente esta padronização, enquanto instrumento de comparabilidade e acompanhamento da evolução do setor energético.

B.9. Regulação do gestor integrado de garantias (GIG)

1. Conforme estabelece o quadro legal em vigor a regulação do GIG é competência da ERSE, sem prejuízo de competências que recaiam na esfera de atuação da CMVM.
2. Na presente proposta a ERSE propõe manter o modelo de regulação do GIG que se encontra vertido na Diretiva n.º 2-A/2020, de 14 de fevereiro, de acordo com o qual, a determinação da base de custos a suportar depende de sujeição de contas auditadas pelo GIG à ERSE, até 31 de maio de cada ano

relativamente ao ano civil precedente, de modo a assegurar a existência custos eficientes associados à atividade de gestão integrada de garantias.

3. Os custos da atividade do GIG são repartidos pelos operadores das infraestruturas do SEN e do SNG e pelo gestor global do SEN e do SNG, na proporção das responsabilidades geridas e referentes a cada um no valor global de responsabilidades geridas pelo GIG no ano anterior à repercussão de tais custos.
4. A estimativa dos custos é faturada pelo GIG às entidades acima referidas, com periodicidade mensal e no formato definido pela ERSE.
5. O CT realça o facto que no documento justificativo que acompanha esta consulta pública não ser referido qualquer valor referente à estimativa de custos do GIG e o seu peso no total em cada um dos setores.

B.10. Período transitório

1. A presente proposta de modelo de gestão de garantias traz, como referido, benefícios numa ampla variedade de dimensões, com destaque para o aumento de segurança que confere ao sistema. A sua concretização, à imagem do SEN, deve por isso ocorrer de forma também segura e, sem dúvida, rápida.
2. O atual contexto no mercado de gás, em particular o esperado arranque do MIBGÁS e a introdução de alterações relevantes na regulamentação do setor vão, desde logo, introduzir um esforço considerável aos operadores das infraestruturas na concretização de soluções tecnológicas que viabilizem de forma eficaz, automática e sobretudo segura, a aplicação das respetivas regras.
3. Em face desta conjuntura, a introdução de mais um conjunto de regras de validação e troca de informação entre partes, decorrente da aplicação do agora proposto modelo de garantias no setor do gás, não se afigura realista ou mesmo exequível. Com efeito o prazo de 120 dias parece insuficiente quer pela limitação de recursos quer pelo risco inerente à necessidade de se proceder a alterações críticas em simultâneo.
4. Deste modo, o CT sugere o alargamento do prazo de implementação em consonância com os prazos de implementação das restantes alterações regulamentares.

C. Recomendações adicionais

1. O CT recomenda que a ERSE envide esforços junto da DGEG no sentido de esta dar cumprimento ao disposto no artigo 47.º, n.º 3, do Decreto-Lei n.º 72/2019, de 3 de junho.
2. Não obstante o CT considerar que a atividade associada ao crescimento da carteira de clientes de um agente deve implicar, em simultâneo, o desenvolvimento de todas as diligências tendentes à concretização das respetivas responsabilidades contratuais, recomenda que os prazos plasmados no Artigo 9º sejam reavaliados antes da fixação do texto final. Se, em função de um contexto como o atual, for considerado relevante estabelecer prazos diferentes, estes poderão ser fixados em regulamentos de medidas extraordinárias.

V - CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário, Secção do Gás, considera que a proposta apresentada pela ERSE deverá ser reformulada em conformidade com as recomendações constantes deste parecer.

Aprovado em 01 de março de 2021.

[Parecer integral digitalizado]

◆ Reformulação do Regulamento da Qualidade de Serviço dos setores elétrico e gás ◆ [Consulta Pública n.º 94]

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, *"(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços."*[109]

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e setor de gás - emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT os documentos referentes à *"Consulta Pública n.º 94 - Reformulação do Regulamento de Qualidade de Serviço (Regulamento n.º 629/2017, de 20 de dezembro) e do Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço."* cabendo ao CT emitir parecer até 25 de janeiro de 2021.

Assim, as Secções do Setor Elétrico e do Setor de Gás do CT emitem o seguinte parecer:

I – ENQUADRAMENTO

O atual RQS resulta de uma importante revisão em 2017, em virtude, essencialmente da fusão dos RQS do setor elétrico e do setor do gás natural.

A atual proposta de alteração do RQS tem como principais objetivos:

a) No setor elétrico: a revisão do conceito e da definição das zonas de qualidade de serviço atualmente em vigor, que se têm mantido inalterados há vários períodos regulatórios, e ainda, cinge-se às alterações aos padrões gerais e individuais de continuidade de serviço, decorrentes de um maior nível de exigência.

b) No setor do gás: a atualização de redação decorrente das alterações introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que alterou a organização do sistema nacional de gás, passando a incluir-se a possibilidade de injeção de gases renováveis e de gases de baixo teor em carbono.

Nesse sentido, o parecer do CT está dividido em duas partes, a primeira relacionada com a revisão regulamentar do setor elétrico, e a segunda parte dedicada ao setor do gás.

[…]

IV – SETOR NACIONAL DE GÁS

A. Introdução

O Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, procedeu a alterações à organização do sistema nacional de gás que obrigam a adaptar o RQS, nomeadamente com a possibilidade de injeção de gases de origem renovável e de gases de baixo teor de carbono.

O CT considera que as alterações propostas ao RQS constituem o início de um processo de adaptação das atuais ferramentas regulatórias, no sentido de serem removidas barreiras à descarbonização do setor do gás. Esta última, correspondendo a um objetivo incluído na política de transição energética nacional,

[109] Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.

implica a incorporação de gases de origem renovável e de gases de baixo teor de carbono no Sistema Nacional de Gás (SNG), a concretizar no respeito das especificações do sistema existente.

B. Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS)

1. Terminologia

A proposta de revisão do RQS vem alterar a designação de gás natural para apenas gás, de forma a serem englobados neste setor, não apenas o gás natural, mas também gases de origem renovável e gases com baixo teor de carbono.

Nesse sentido, e tal como é definido para o produtor de energia elétrica, deverão ser claramente definidos em termos de siglas e definições, no artigo 3.º, os conceitos de produtor de gases de baixo teor de carbono e de produtor de gases de origem renovável assim como todos os conceitos associados e referidos no Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto.

2. Características do gás e sua monitorização

A inclusão destes novos produtores de gases no redenominado Sistema Nacional de Gás (SNG) implicará que o gás que será transportado, distribuído, armazenado, comercializado e consumido, deixará de ser um produto de origem exclusivamente fóssil (gás natural) para ser uma mistura deste com gases de origem renovável e de baixo teor de carbono.

O artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, estabelece as obrigações de serviço público a assegurar pelos intervenientes do SNG. O nº 2, alínea a), sublinha a segurança, a regularidade e a qualidade do abastecimento entre essas obrigações.

No n.º 2 do art.º 115.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, é determinado que os padrões de qualidade de serviço constantes no RQS poderão ser globais ou específicos das diferentes categorias de clientes ou que poderão variar de acordo com as características locais.

Neste quadro, o CT sublinha o seu entendimento de que as condições atuais de utilização dos equipamentos com gás natural em segurança deverão ser respeitadas, independentemente da gama de misturas que vier a ser estabelecida legal e regulamentarmente, garantindo assim a compatibilidade com as instalações de utilização existentes.

Considera ainda o CT que este aspeto deverá ser reforçado na redação do RQS, salientando em particular que as novas misturas de gases serão garantidamente compatíveis com as instalações existentes preparadas para consumo de gás natural, assegurando desde já aos consumidores a não necessidade de substituição dos seus equipamentos e redes interiores.

O mesmo artigo 5.º estabelece no seu n.º 3 que *"[…] a quota mínima de incorporação de gases de origem renovável e de gases de baixo teor de carbono é fixada por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia e do ambiente, tendo em consideração os objetivos de política energética e climática, sob proposta da DGEG e ouvidas a ERSE, as operadoras da RNDG e da RNTIAT e a Agência Portuguesa do Ambiente, I. P […]"*.

As características e especificações do gás natural são definidas a nível europeu no âmbito das obrigações de intermutabilidade dos gases entre operadores pela referência da EASEE-GAS[110] traduzida para a regulamentação nacional.

A incorporação mínima de gases renováveis, a ser estabelecida por Lei, deverá ser complementada pelo estabelecimento no RQS das concentrações máximas admissíveis desses gases, para que a compatibilidade

[110] *European Association for the Streamlining of Energy Exchange.*

com os equipamentos e redes de utilização de gás natural seja assegurada na utilização das novas misturas de gases.

Por outro lado, sendo a composição do gás potencialmente diferenciada ao longo da rede devido à dispersão geográfica dos pontos de injeção na mesma, é fundamental que seja monitorizado o seu poder calorífico superior (PCS) de forma a garantir que os consumidores são faturados de acordo com a energia que efetivamente consomem mantendo os níveis de exatidão atualmente assegurados.

A ERSE refere, no novo art.º 39.º, n.º 2, que *"A monitorização das características do gás deve ser realizada pelos operadores de infraestruturas nas quais se verifica a receção de gás no SNG, a entrega de gás nos pontos de entrada da RNTG e a mistura de gás de diferentes proveniências."*

Concordando com esta obrigação, entende o CT que é fundamental a existência de um sistema de monitorização único e em tempo real da rede de gás que integre toda a informação da rede e permita aferir as misturas possíveis realizar no momento de injeção de acordo com qualidade do gás veiculado na rede sendo integrado nas obrigações de gestão de sistema.

Tal implicará novos investimentos no SNG, em sistemas de monitorização e no reforço dos equipamentos de aferição das características do gás (p.ex. cromatógrafos) instalados em linha, a par do controlo do processo de injeção de gases e sua mistura, cujo dimensionamento e número deverá ser devidamente ponderado do ponto de vista do custo/benefício.

Na sua proposta a ERSE define no art.º 40.º a metodologia de monitorização das características do gás natural, da qual indica quais os pontos de verificação das características do gás:

a) Nos pontos de entrada da RNTG com ligação a redes internacionais;

b) Nos terminais de receção, armazenamento e regaseificação após a regaseificação do gás para injeção na rede;

c) Nos armazenamentos subterrâneos após o tratamento do gás para injeção na rede;

d) Em pontos da rede de transporte ou das redes de distribuição onde se realize a mistura de gases com características diferentes.

Entende o CT ser importante avaliar a necessidade de regulamentar a monitorização da qualidade do gás em outros pontos da rede considerados relevantes, de forma a aferir o impacto na qualidade do gás consumido, das diversas misturas realizadas ao longo da rede nos vários pontos de injeção.

3. Interrupção de produtores de gás

A ERSE define no novo art.º 45.º a atuação perante instalações de produção que perturbem a rede.

Entende o CT que o presente regulamento deve incluir uma definição exata do entendimento sobre perturbações na rede de gás, não se considerando admissível a injeção de gás na rede sem controlo pelo respetivo operador (ORT ou ORD).

Neste artigo é ainda determinado que, quando uma instalação de produção de gases renováveis ou de gases de baixo teor de carbono injete gás que cause perturbações na rede, deverá ser dado um prazo ao produtor para a correção da perturbação.

Entende o CT que, tal como acontece com as instalações de produtoras de eletricidade, deverão existir mecanismos de proteção tempestiva da rede que impeçam que seja injetado gás que a perturbe, em especial as relativas a questões de qualidade do gás que possam impactar negativamente os equipamentos consumidores e sistemas de rede.

Da mesma forma se considera que o regime de injeção e mistura de gases deve ser supervisionado pela Gestão do Sistema e pelos operadores de rede respetivos, face às condicionantes da gestão da composição do gás a jusante dos pontos de injeção.

O CT considera fundamental que, no futuro, a Regulamentação defina o modelo de funcionamento dos produtores e da incorporação da sua produção na rede, para que os mecanismos de proteção do sistema estejam definidos e possam ser operados em tempo real, designadamente permitindo limitar a injeção na rede, para garantir que a composição do gás fornecido nos pontos de consumo respeita os limites admissíveis.

Qualquer perturbação numa rede energética é sempre potenciadora de problemas de segurança e/ou ambientais na rede ou instalações dos consumidores, assim como problemas de estabilização da rede que podem originar custos acrescidos.

Pelo exposto o CT considera que deverão ser definidas as condições de interrupção ou ajuste da injeção de gás pelo produtor de forma a garantir o bom funcionamento da rede.

C. Recolha e registo de informação

Na proposta de articulado, o n.º 2 do art.º 108.º, refere que *"as entidades referidas no número anterior devem manter acessível, durante um período mínimo de cinco anos, a informação sobre qualidade de serviço, incluindo gravações integrais de todas as chamadas, necessária à verificação do cumprimento do regulamento"*.

Sem prejuízo do CT considerar positiva a abordagem da ERSE de incluir a conservação das gravações das chamadas no rol de informação a manter acessível para a necessária verificação do cumprimento do regulamento, o CT nota que a conservação da gravação integral de todas as chamadas, por um período de 5 anos, poderá ser considerada desproporcional numa ótica custo/beneficio para os agentes de mercado e respetivos clientes.

Cumpre ressalvar que o artigo 5.º do RGPD prevê que os dados pessoais devem ser conservados *apenas durante o período necessário para as finalidades para as quais são tratados,* o que evidencia que os dados pessoais apenas devem ser conservados quando se justifique, e pelo prazo que for considerado adequado para as finalidades de tratamento em apreço.

Assim, e no que respeita ao período mínimo de 5 anos para conservação em suporte duradouro desta informação, o CT considera que, no limite, o mesmo deveria ser ponderado tendo em consideração o estabelecido recentemente no RRC para situações semelhantes.

D. Remissões no articulado

Na leitura do novo articulado, o CT detetou diversas remissões entre artigos que não se encontram atualizadas face à nova numeração que decorre desta nova versão do RQS e do MPQS.

Assim, o CT recomenda que as remissões consagradas no articulado destes instrumentos normativos sejam atualizadas.

V - CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário, Seção do Gás, considera que a proposta apresentada pela ERSE deverá ser reformulada em conformidade com as recomendações constantes deste parecer.

Aprovado em 25 de janeiro 2021.

[Parecer integral digitalizado]

◆ Incentivo para a aquisição de gás natural pelo comercializador de último recurso grossista em mercado ◆ [Consulta Pública n.º 89]

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho "(…) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*"[111].

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e setor do gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo. O Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário o documento "89.ª Consulta Pública - Incentivo para a aquisição de gás natural pelo comercializador de último recurso grossista em mercado", solicitando emissão de parecer até 25/maio/2020. No decurso da elaboração deste parecer foram solicitados esclarecimentos adicionais à ERSE, tendo os mesmos sido prestados em reunião realizada no dia 20/maio/2020 por videoconferência.

Assim, a Secção do Sector do Gás Natural do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

1. Enquadramento

A presente proposta submetida a consulta pública pela ERSE, tem como finalidade operacionalizar o incentivo para a aquisição de gás natural em mercado, pelo Comercializador de Último Recurso Grossista (CURG), que atualmente se encontra previsto nos artigos 99.º e seguintes, e a sua publicação está consagrada no n.º 4 do artigo 122.º do Regulamento Tarifário (RT) do setor do gás natural (SNGN).

De facto, desde 2013 que o RT do setor do gás natural prevê um mecanismo de aquisição eficiente de energia em mercado, em virtude de uma alteração decorrente da publicação do Decreto-Lei nº 231/2012, de 26 de outubro, que procedeu à terceira alteração do Decreto-Lei nº 140/2006, de 26 de junho. No entanto, a necessária subregulamentação deste mecanismo não tinha sido até ao momento aprovada pela ERSE.

2. Apreciação na generalidade

O CT considera o aprovisionamento de gás natural pelo CURG de especial relevância, dada a sua natureza progressiva de garante de fornecimento ao segmento de mercado dos consumidores vulneráveis, ou daqueles que não tenham possibilidade de contratação em regime de mercado por ausência de propostas.

No entanto, o anterior não deverá ser utilizado como base para a aprovação de regulamentação que crie inequalidades no setor, considerando nomeadamente a impossibilidade legal existente de retorno dos clientes que tenham optado pelo regime de mercado ao comercializador de último recurso retalhista (CURR), uma mudança que atualmente apenas é possível no setor elétrico.

O CT considera existir uma falta de detalhe na proposta da ERSE, nomeadamente:

- Do ponto de vista quantitativo, por exemplo volumes a adquirir pelo CURG, dimensão financeira dos incentivos, novos custos próprios do CURG, demonstração da aplicação do mecanismo com dados reais de 2018 e 2019, com cenarização assente em valores hipotéticos de evolução do preço do GN no MIBGÁS e nos *take-or-pay* (ToP);

[111] Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.

- Dos procedimentos administrativos a considerar, como sejam registo no MIBGAS, contratação de acessos, condições contratuais a montante com fornecedores e a jusante com os CURR, como discutido na especialidade, e que não foram ultrapassados pelos esclarecimentos prestados pela ERSE na reunião mantida com o CT em 20 de maio, inviabiliza a possibilidade do CT realizar uma análise conclusiva sobre os méritos e efeitos do mecanismo agora proposto.

Adicionalmente, o CT considera que o prazo concedido para emissão de parecer a um mecanismo desta natureza e complexidade, é manifestamente reduzido (solicitação a 12 de maio para emissão de parecer até dia 25 de maio).

O CT salienta que a possibilidade de aprovisionamento pelo CURG baseado em mecanismos de mercado está estabelecida no Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, e incorporada na revisão do RT, aprovada em 2013 (Regulamento n.º 139-E/2013, publicado no *Diário da República* de 16 de abril).

No entanto, no processo de avaliação da proposta, não se tornou evidente que, decorrido um período de mais de 7 anos desde aquelas alterações, exista uma situação fundamentada de urgência que obrigue à imediata regulamentação deste mecanismo, sem uma adequada discussão e análise das implicações associadas, quer em termos de custos, quer da identificação das questões legais, regulamentares e administrativas associadas que cumpre satisfazer previamente.

O CT salienta ainda que a preocupação com a aderência da tarifa de energia praticada no mercado regulado está espelhada na revisão regulamentar ao RT recentemente aprovada, e que permitirá a sua revisão trimestral, como analisado na especialidade.

II
ESPECIALIDADE

1. ESTABILIDADE REGULATÓRIA E OPORTUNIDADE DA REVISÃO REGULAMENTAR

Na lógica de defesa da estabilidade e da previsibilidade regulatórias, o CT não pode deixar de avaliar negativamente o processo e calendário desta proposta de revisão regulamentar.

Com efeito, a mesma surge em pleno processo de discussão e aprovação de tarifas e preços, bem como de fixação dos proveitos permitidos para o ano gás 2020-21, a concluir até ao fim do mês de maio, introduzindo-se, assim, uma indefinição que se considera inadequada.

Acresce que o CT emitiu a 30 de abril de 2020 parecer sobre a referida proposta de tarifário para o AG2020-21, bem como a 16 de abril de 2020 parecer sobre a proposta de revisão extraordinária do Regulamento Tarifário do SNGN acima referida.

Releva-se que esta proposta de revisão do RT versa sobre a metodologia de verificação e correção trimestral da tarifa de Energia do CURG, podendo agora a ERSE dispor de um instrumento que lhe permitirá atuar sobre as tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais (TTVCF) aplicadas pelos CURR, em caso de desalinhamento relevante com os preços no mercado grossista.

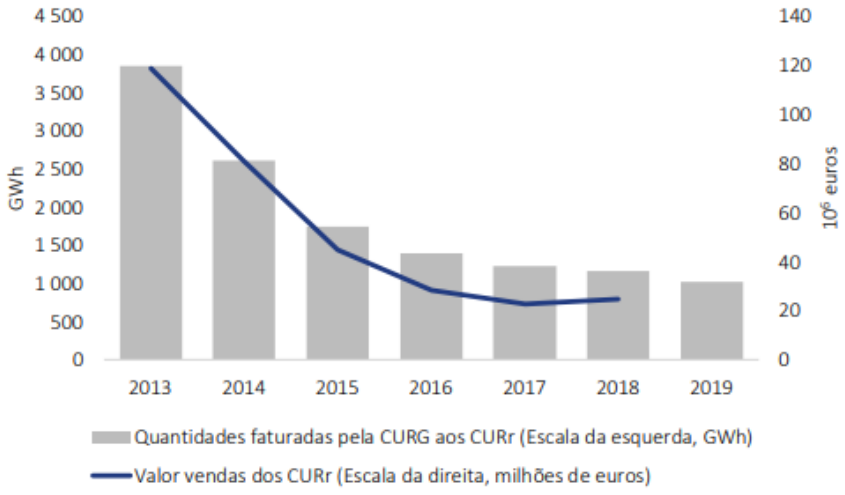
Ou seja, no prazo de 1 mês, observa-se que a ERSE apresenta duas propostas de revisão regulamentar incidindo sobre o mesmo assunto, sendo que enquanto a primeira foi enquadrada com a proposta de tarifário como é desejável, a proposta agora em discussão surge isoladamente e após a emissão do parecer sobre a proposta de tarifas e preços[112], prejudicando a avaliação dos seus impactos, especialmente quando se verifica que a ERSE pretende que este mecanismo seja de aplicação imediata.

[112] Salientando o CT a inexistência de qualquer referência na proposta de tarifas e preços de que iria ser apresentada.

Deste modo, o CT considera que, a bem das referidas previsibilidade e estabilidade regulatórias, a ERSE deveria, numa primeira fase, conceder ao mecanismo proposto em abril de verificação trimestral da Tarifa de Energia, um período temporal que permitisse aferir da sua adequação e efetividade, antes de introduzir uma nova alteração ao RT que altera o equilíbrio e conceitos em que a sua proposta de tarifas e preços foi apresentada e que foram considerados pelo CT no parecer que sobre esta emitiu.

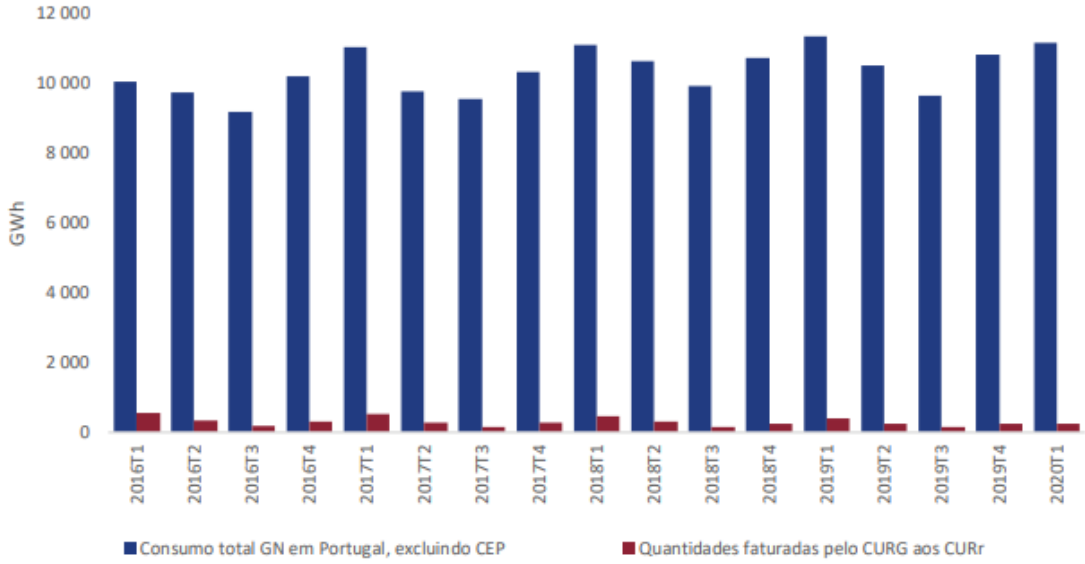
Importa salientar que este mecanismo se aplicará à aquisição de 0,9TWh de GN (9% do consumo global de GN, excluindo Centros Electroprodutores (CEP), destinados a 240 Mil clientes (38% PME; 44% domésticos e 18% industrial), abastecidos pelos CURR no ano gás 2020-2021.

Figura 3-1 – Montantes faturadas pelo CURg aos CURr



Fonte: ERSE, GALP

Figura 3-2 – Comparação entre as quantidades faturadas pelo CURg e o consumo de gás natural em Portugal



2. O PAPEL DO MIBGAS

O MIBGAS começou a operar em Espanha em dezembro de 2015, em antecipação à entrada em vigor do Código Europeu de Rede de Balanço, em outubro de 2016, que implica, entre outras condições, a existência de um mercado organizado em pleno funcionamento.

Desde então este mercado tem vindo a ganhar dimensão, tendo atualmente liquidez, sobretudo nos dias úteis da semana, e, como consequência, começa a constituir-se como referência para transações dentro do sistema espanhol, mantendo-se o TTF[113] (*hub* sediado nos Países Baixos) como a referência transversal para o mercado interno europeu.

Contudo, o MIBGAS implica uma entrega física das quantidades transacionadas dentro do sistema espanhol de gás natural pelo que, qualquer agente português que pretenda adquirir gás naquele mercado, deve registar-se como membro e, paralelamente, contratar capacidade de transporte que lhe permitam transitar o gás adquirido até à entrada do sistema português.

Os produtos de capacidade podem ser adquiridos em várias maturidades distintas, de anual a intradiária, com preços que variam em função dessa maturidade, mas também do mês de aplicação.

Adicionalmente, este mercado organizado coexiste com outras formas de aprovisionamento de gás natural, seja por gasoduto a partir da Argélia, França e mesmo Portugal, ou por navios metaneiros de GNL.

Desta forma, as variações dos preços no MIBGAS, um mercado de entrega física dentro do sistema espanhol, são em grande medida função das condições que afetam a oferta e a procura naquele mercado.

Neste contexto, e como tem vindo a ser referido pelo CT em pareceres anteriores, o MIBGAS nos termos em que hoje existe, não pode servir de preço de referência para o mercado português nem permite aos

[113] *Title Transfer Facility,* dos Países Baixos.

consumidores portugueses, designadamente aos do segmento doméstico, usufruírem da existência de um maior número de comercializadores a atuar em mercado.

Efetivamente, os requisitos necessários para se atuar no MIBGAS, quer do ponto de vista económico quer de conhecimento técnico, impedem comercializadores de menor dimensão de acederem a esta forma de aprovisionamento, o que não aconteceria se nesta data já existisse um polo português.

Considera o CT que a ERSE deve concentrar esforços de atuação junto das entidades relevantes de forma a assegurar que o polo português do mercado venha a ser uma realidade o quanto antes, como recorrentemente tem instado nos seus pareceres[114].

Só desta forma se conseguirá desenvolver uma referência de preço inequívoca e transparente para o mercado nacional, contribuir para a competitividade e diversidade das ofertas em mercado, especificamente para o segmento de consumidores residenciais, e finalmente terminar a implementação do código de rede de balanço que, após 4 anos da sua implementação, continua a funcionar em regime provisório.

3. QUESTÕES ESPECÍFICAS NÃO CONCRETIZADAS NA PROPOSTA DE REVISÃO DO RT

i) Operação no MIBGAS e contratação de capacidade

O CT considera que a proposta de revisão é insuficientemente detalhada no que respeita às questões associadas à compra de gás natural pelo CURG em regime de mercado, especialmente na situação de operações na plataforma do MIBGAS.

Com efeito, como é usual em mercados organizados, existe uma série de obrigações prévias a satisfazer pelos agentes de mercado que desejem ter atividade no MIBGAS, que não são consideradas em termos de complexidade e custos na proposta, e que terão forçosamente de ser analisadas, para uma melhor caracterização da situação.

Sem limitação, o CURG terá de se registar e prestar as garantias bancárias necessárias.

Adicionalmente, como discutido noutro ponto deste parecer, o MIBGAS funciona como plataforma de entrega física em Espanha, pelo que o CURG terá necessariamente de contratar capacidade com o Operador de Rede de Transporte Espanhol, de forma a garantir a disponibilização do gás no SNGN.

Especificamente sobre este último ponto, não se encontra na proposta qualquer discussão sobre os princípios de contratação de capacidade pelo CURG (será anual, mensal, diária?) que acompanhará, naturalmente, a própria política de compra de gás natural seguida.

Contudo, por exemplo, se a opção do CURG passar por uma atividade diária ("oportunista") tal será acompanhada por contratação diária ("*within day*" ou "*day ahead*") a que correspondem tarifas significativamente mais elevadas do que a contratação anual.

Em contrapartida, a opção pela contratação anual de capacidade, comporta a criação de um custo fixo, que poderá não ser rentabilizado em situações de inexistência de oportunidades economicamente interessantes de compra de gás.

A proposta aliás explicita que o impacto das tarifas de acesso não foi incorporado, o que novamente prejudica uma apreciação fundamentada.

ii) Estrutura e custos do CURG

[114] Vide coletânea de pareceres do CT- setor do GN publicada no site da ERSE.

O CT considera igualmente que a proposta peca por não reconhecer que as novas atividades a assumir pelo CURG terão necessariamente consequências na sua estrutura organizacional e nos seus custos de funcionamento, não sendo apresentada quantificação dos mesmos.

O CT nota que, nas sucessivas propostas de tarifas, o CURG é apresentado como uma empresa fundamentalmente de repasse dos custos dos contratos históricos de aprovisionamento em regime de *take-or-pay* da Galp Gás Natural (GGN)[115], sendo as atividades associadas (contratação de acessos, custos de balanceamento na Rede Nacional de Transporte de GN, constituição das reservas de segurança, etc.) computadas nos custos de venda de gás natural, os quais são presentemente recuperados pela rubrica "Outros custos" constante da aprovação das tarifas.

Não se observa na proposta qualquer discussão sobre esta questão, a qual deveria ter sido quantificada, novamente para verificação se o nível de custos agora induzido é significativo e potencialmente anulador de alguma economia conseguida no preço do gás.

Adicionalmente, o CT nota ainda a necessidade de criação de uma estrutura de pessoal especializado que permita gerir as operações de mercado e contratação de acessos, sendo que atualmente o CURG apenas assegura operacionalmente a função do GL-UAG.

iii) Contratação

O CURG, enquanto empresa regulada, opera em condições contratuais aprovadas pela ERSE, quer no seu contrato de compra de gás natural à Galp Gás Natural, quer nos contratos de venda aos diferentes CURR.

Também aqui a proposta é omissa sobre alguma alteração que seja necessário concretizar sobre os textos contratuais, notando-se em particular o seguinte:

(a) Como apresentado, o contrato do CURG com a GGN passará de um contrato de compra e venda, para um contrato de backup, em que a GGN deveria manter as quantidades máximas sempre disponíveis.

Deve o CT entender que a ERSE assume que esta flexibilidade não será onerada?

O CT salienta que a flexibilidade de entrega, a par com as quantidades e condições de levantamento (*take-or-pay*), entre outras, concorrem para a definição do preço associado a um contrato de aprovisionamento.

(b) A partir do momento em que o CURG assuma as funções de agente de mercado, será responsável pelos desbalanceamentos verificados na rede de transporte.

Caso os mesmos sejam devidos por incorretas previsões dos CURR, que não estão atualmente dotados das competências necessárias para as efetuar, o CURG poderá repassar-lhes os sobrecustos verificados, situação não prevista nos contratos regulados em vigor?

iv) Repercussão dos desvios de custos e proveitos

A proposta não detalha como serão tratados os desvios, positivos ou negativos, que eventualmente se venham a verificar pelo desfasamento entre os preços finalmente suportados pelo CURG nas compras de gás natural e os preços assumidos nas previsões que justificaram as operações em mercado.

O CT considera que o mecanismo a adotar deveria ser simétrico, imputando as diferenças positivas ou negativas sempre à mesma tarifa.

Ainda que a proposta de revisão regulamentar não seja explícita, os esclarecimentos avançados pela ERSE, na reunião de 20 de maio, sugerem que, em situação de menos custos, os benefícios seriam atribuídos aos

[115] Cf. Art.º 92.º do RT em vigor.

clientes do mercado regulado; contudo, na situação inversa, os custos adicionais seriam socializados na tarifa UGS-II, configurando uma situação inaceitável de subsidiação pelos clientes em regime de mercado.

O CT considera que esta questão deve ser tratada de forma equitativa e transparente, notando que o princípio de realização destes acertos em momento de Ajustamentos (i.e. no 2º ano após o efeito) pode conduzir a efeitos indesejáveis, especialmente se ocorrer uma saída importante de clientes do mercado regulado, que diminua o universo de utilizadores sobre o qual os acertos terão de ser refletidos.

4 QUESTÕES CONCORRENCIAIS

Os comercializadores em regime de mercado, constituem carteiras de aprovisionamento para fazer face aos seus contratos de fornecimento, devendo garantir a segurança de abastecimento aos seus clientes e as suas obrigações em termos de balanceamento da sua posição nas infraestruturas gasistas utilizadas.

Qualquer contrato de aquisição de gás natural, seja de longo prazo ou de curta duração, bilateral ou em mercado, implica uma obrigação firme de levantamento de quantidades e respetivo pagamento.

Aliás, os contratos de longo prazo incluem normalmente cláusulas de *take-or-pay* cuja finalidade se destina precisamente a, por um lado, dar garantia ao fornecedor de que receberá em cada ano contratual um pagamento mínimo e, por outro lado, permitir ao comprador alguma flexibilidade em cada ano para acomodar flutuações nos consumos da sua carteira de clientes.

Assim, a gestão de uma carteira de aprovisionamento tem um risco significativo associado ao equilíbrio entre os compromissos de compra firmados e os contratos de fornecimento assinados com clientes.

Em situações de desequilíbrio, seja por aumento inesperado e/ou significativo do consumo dos clientes, nomeadamente no caso de ondas de frio/calor, ou por redução drástica desses mesmos consumos, veja-se o caso da crise epidemiológica que estamos atualmente a viver, os comercializadores são obrigados a tomar decisões que podem passar pela aquisição a preço elevado de quantidades adicionais de gás natural ou a venda a preços reduzidos de quantidades dos seus contratos, de forma a assegurar os compromissos firmes assumidos.

A criação de condições de aprovisionamento pelo CURG como as que parecem estar previstas na proposta da ERSE em análise, em que esta empresa poderá em cada momento optar pelo melhor preço disponível em mercado sem assumir qualquer compromisso firme no que respeita aos contratos de *take-or-pay,* não são replicáveis e configuram uma distorção do mercado, na medida em que não são alcançáveis por nenhum outro comercializador.

Considera o CT que esta situação deveria ser evitada, na medida em que será potencialmente criadora de desconforto nos clientes que, tendo optado pela passagem para o mercado liberalizado, se verão confrontados com a impossibilidade de regresso ao mercado regulado e, consequentemente, de usufruir de condições de fornecimento que os comercializadores em regime de mercado não poderão oferecer, a que acresce a provável socialização por eles dos custos de implementação e desvios de proveitos do CURG.

III
CONCLUSÕES

Após cuidada análise da presente proposta, o CT entendeu que necessitava de esclarecimentos adicionais que foram prestados pela ERSE em reunião realizada no dia 20 de maio de 2020.

Considerando a análise desenvolvida por este Conselho, que está descrita e fundamentada no presente parecer, e que inclui também os esclarecimentos adicionais prestados pela ERSE na já referida reunião, o CT considera que o seu parecer à presente proposta não poderá ser positivo.

Em primeiro lugar, e como já foi detalhadamente explicitado neste parecer (vide ponto 1 da Especialidade), o CT considera que a proposta não foi apresentada no devido momento, e que não se encontram,

atualmente, reunidas as condições que justifiquem a entrada em vigor deste mecanismo. As circunstâncias extraordinárias que o mundo e analogamente o nosso país atravessam, a que acresce a complexidade do instrumento que se pretende introduzir, exigem uma maior ponderação, fundamentação e equilíbrio na análise e tomada de decisão.

Por outro lado, a proposta apresentada não reúne o detalhe e a fundamentação exigíveis, não inclui uma análise que demonstre os benefícios e os impactos da adoção deste modelo, e não apresenta uma avaliação da necessária subregulamentação a produzir.

Releva ainda que a recente alteração ao RT do setor do gás natural, já permite que a ERSE possa ter uma intervenção no ajuste da tarifa de energia do CURG; como tal, antes de se introduzir outros mecanismos, o CT considera que deve ser monitorizado se a alteração recentemente aprovada, contribui ou não para um maior alinhamento da tarifa de energia com os preços do mercado grossista.

Por último, o CT considera crítico para a transparência e equilíbrio do sistema, que a introdução deste mecanismo nos termos em que está proposto, venha a provocar desigualdades injustificadas entre clientes de mercado livre e clientes de mercado regulado, e uma eventual subsidiação de custos inerentes a este mecanismo junto dos clientes do mercado livre.

Pelas razões circunstanciadamente descritas neste parecer, o CT entende não estarem reunidas as condições necessárias para que este mecanismo seja implementado, sendo compelido a emitir parecer desfavorável à proposta em apreço.

Aprovado em 25 de maio de 2020.

[Parecer integral digitalizado]

◆ Alteração do Regulamento Tarifário do setor do gás natural ◆ [Consulta Pública n.º 87]

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário[116] (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho "(…) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*"[117].

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e setor do gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário o documento "87.ª Consulta Pública - Proposta de alteração do Regulamento Tarifário do setor do gás natural", solicitando emissão de parecer até 16/abril/2020, em face da urgência da alteração regulamentar que tem, justamente, por finalidade contribuir para mitigar efeitos decorrentes do estado de emergência de saúde pública, atento o disposto no artigo 7.º, n.º 6, alínea c) da Lei n.º 1-A/2020, de 19 de março, na redação que lhe foi dada pela Lei n.º 4-A/2020, de 6 de abril.

Assim, a Secção do Sector do Gás Natural do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I
GENERALIDADE

ENQUADRAMENTO

A presente proposta de alteração do Regulamento Tarifário do setor do gás natural (RT/SGN) visa, num contexto de volatilidade acrescida dos preços de gás natural dos mercados grossistas dotar o sistema tarifário português do gás natural de um mecanismo expedito para que as tarifas de venda a clientes finais repercutam adequadamente os custos de gás natural.

O mecanismo agora proposto para o RT/SGN mimetiza para este setor uma das recentes alterações introduzidas no Regulamento Tarifário do setor elétrico.

Para o efeito é proposta a monitorização trimestral do preço médio da energia dos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas (CUR_r) face ao valor incluído na tarifa de energia paga pelos consumidores do mercado regulado, e sua atualização, positiva ou negativa, caso existam desvios significativos.

O CT regista positivamente esta iniciativa da ERSE que vem acolher as recomendações recorrentemente expressas nos seus pareceres[118].

[116] Doravante abreviado por CT.

[117] Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.

[118] Vide coletânea dos Pareceres do CT/SGN constante do site da ERSE.

II
ESPECIALIDADE

A. Funcionamento do mercado de Gás Natural

O CT considera que, para um funcionamento adequado do mercado de gás natural no seu todo, é importante que o custo de energia implícito nas tarifas aplicadas aos clientes fornecidos pelos CURRs ("tarifa de energia") esteja alinhado com os custos de aprovisionamento no mercado grossista.

As alterações propostas no âmbito desta alteração regulamentar, na medida em que atualizam as tarifas de energia a aplicar ao mercado regulado de forma mais regular, e permitirão contribuir para uma maior estabilidade e previsibilidade tarifária do SNGN, dado que minimizam os desvios entre as compras reais e a estimativa de valor de compra utilizada para a definição de tarifas. Este efeito conduz a minimização dos desvios que são posteriormente afetos às TAR através da tarifa UGS II.

Estas tarifas designam-se por tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais (TTVCF), ou tarifas sociais de venda a clientes finais no caso dos consumidores finais economicamente vulneráveis, ambas aplicáveis pelos CUR_r.

Para estes clientes, as tarifas de venda a clientes finais, antes de taxas e impostos, são aprovadas anualmente pela ERSE, sendo aditivos, i.e., compostos pela soma de três componentes: a tarifa de acesso às redes, a tarifa de comercialização e a tarifa de energia.

Neste particular, a tarifa de energia apresenta uma natureza naturalmente mais volátil que as restantes, o que pode conduzir à existência de preços no mercado regulado não alinhados com a evolução do mercado grossista. Esta situação pode dificultar a repercussão nos consumidores em regime de mercado dos preços de energia suportados pelos comercializadores livres, com impactes negativos no funcionamento do mercado e, consequentemente, nos consumidores.

A proposta de alteração ao RT/SGN, em análise, visa implementar, dentro de parâmetros estabelecidos previamente, um mecanismo de atualização das tarifas de energia em base trimestral que permita proceder a:

- Atualização da tarifa de energia da atividade de compra e venda de gás natural do Comercializador de Último Recurso Grossista (CUR_g);
- Atualização da tarifa de energia a aplicar pelos CUR_r, e das Tarifas transitórias de venda a clientes finais das quais aquela faz parte.

O CT releva que a atividade de comercialização de último recurso, assegurada por duas figuras distintas, a do comercializador de último recurso grossista e a do comercializador de último recurso retalhista, é definida na lei[119] e sujeita ao regime de serviço público, em regime de Licença.

B. Relacionamento económico entre o CUR grossista e os CUR retalhistas

Os custos de aquisição de gás natural dos CURr para fornecimento aos seus clientes resultam diretamente dos custos suportados pelo CURg, que dependem de mecanismos de aquisição predefinidos regulamentarmente:

- O Artigo 99.º do RT/SGN prevê que os proveitos permitidos da função de compra e venda do CURg recuperem os seus custos com a aquisição de gás natural, diretamente ou através de leilões, no

[119] Artigos 40.º a 41.º do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 26 de fevereiro, na redação vigente dada pelo Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, que estabelece o regime jurídico aplicável às atividades integrantes do Sistema Nacional de Gás Natural.

âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo[120], do comercializador de SNGN ou em mercados organizados ou através de contratos bilaterais.

- O Artigo 103.º do RT/SGN estabelece que os proveitos permitidos da função de compra e venda dos CURr recuperem os custos com a aquisição de gás natural à atividade de compra e venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso.

Neste contexto, na definição dos proveitos permitidos do CURg e dos CURr, a ERSE tem em conta as previsões do custo unitário do gás natural adquirido no âmbito dos referidos contratos de aprovisionamento de longo prazo (contratos *take-or-pay*)[121], em mercados organizados ou, ainda, através de contratos bilaterais[122].

O preço do gás natural definido nesses contratos está indexado, maioritariamente, à evolução dos preços médios do petróleo (e alguns dos seus derivados), com um desfasamento entre 3 e 6 meses.

C. Mecanismo de adequação da tarifa de energia

A proposta prevê:

- Monitorização trimestral, pela ERSE, da adequação do preço médio de energia para os fornecimentos aos CURr – resultando num reflexo tarifário direto, sem prejuízo dos mecanismos de fixação excecional de tarifas, previstos nos artigos 167.º e 168.º do RT/SGN.

A atualização das tarifas de energia sempre que ocorra um desvio na previsão do preço médio de energia superior a um limiar previamente fixado, originando a atualização das tarifas de energia no mesmo sentido do desvio, bem como a atualização das tarifas reguladas que delas dependem:

  - Tarifa de energia da atividade de compra e venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas.
  - Tarifa de energia dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos fornecimentos a clientes finais, que incluem fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos ao longo da rede de distribuição.
  - As tarifas transitórias de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso retalhistas.
  - As tarifas sociais de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso retalhistas.

Conforme princípio da proteção dos clientes face à evolução das tarifas e da transparência na formulação e fixação das tarifas, estatuído no Artigo 5.º do RT/SNGN, concorda o CT com a ERSE que a atualização da tarifa de Energia deve ser previsível, transparente e com impactes tarifários limitados e conhecidos.

- Parâmetros a vigorar durante o ano gás 2019-2020

É proposta a definição de um limiar de atualização da tarifa de energia de 4 EUR/MWh e de atualização do preço de energia em 2 EUR/MWh.

A ERSE propõe para o ano gás 2019-2020 a adoção dos seguintes parâmetros: μt= 0,004 €/kWh e βt= 50%, solução que merece o acordo do CT.

[120] Definidos no Art.º 92.º do Regulamento Tarifário do SNGN, como os celebrados em data anterior à Diretiva 2003/55/CE, de 26 de junho.

[121] Contratos em regime de *take-or-pay* (ToP), isto é, com obrigações de aquisição de quantidades mínimas de gás natural.

[122] A aquisição de gás natural por parte do CURg em mercados organizados ou através de contratos bilaterais prevista regulamentarmente não se encontra até à data concretizada.

A aplicação deste mecanismo de adequação da tarifa de energia deverá ser monitorizada de forma próxima pela ERSE para avaliar a adequabilidade dos parâmetros μt e βt para cada ano gás.

O CT entende que o valor proposto para estes parâmetros deverá ser incluído na proposta de tarifas e preços para o gás natural.

Igualmente os valores previamente aprovados para cada ano gás deverão ser publicados em conjunto com as tarifas reguladas do setor do gás natural.

D. Comentários específicos à proposta de alteração do Regulamento Tarifário

O CT destaca que o RT/SGN em vigor prevê a fixação excecional das tarifas[123], no decorrer de um determinado ano gás, se o montante previsto de proveitos resultantes da aplicação de uma ou mais tarifas reguladas nesse ano se afastar significativamente do montante que serviu de base ao estabelecimento das referidas tarifas, pondo em risco o equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas no curto prazo.

A presente proposta de alteração do RT/SGN, não se enquadrando na regulamentação em vigor, é sustentada pela ERSE na forte volatilidade dos preços do petróleo, com efeito nos custos de aquisição do gás natural, decorrentes de situações diversas, tais como a crise decorrente da atual pandemia Covid-19, de que resulta a necessidade de implementar mecanismos de revisão mais céleres dos custos de aquisição de gás natural para efeitos tarifários, mecanismo que não altera, nem substitui, a figura da fixação excecional de tarifas.

O CT reconhecendo méritos na metodologia proposta para a revisão extraordinária da tarifa de energia, considera que:

- A mesma deve ser implementada de forma contínua e não apenas em situações de emergência.
- Reconhecendo a natureza volátil dos preços de GN nos mercados grossista, o CT considera que este modelo deve ser simétrico, i.e., ser ativado em situações de marcadas descidas ou subidas de preços. Em particular, quanto à última situação, uma não atuação criará necessariamente défices tarifários no CURg, com efeitos negativos no mercado pelos sinais inadequados transmitidos nesse momento e, no futuro, pelos custos acrescidos para a sua recuperação.
- Em concordância com o ponto anterior, o CT considera que a proposta de identificação de exceções explícitas, como as nomeadas no nº 6 do Art.º 124º-A, parece algo excessivamente ligada à situação de crise presente, pelo que a sua inclusão deveria ser reponderada num texto regulamentar de aplicação alargada.
- O CT concorda, como bem refere ao longo do presente parecer, com a adoção do novo mecanismo que permite de modo célere a atualização das tarifas de energia, em base trimestral, sempre que ocorra um desvio na previsão do preço médio de energia superior a um limiar previamente fixado. No entanto, dado que este novo mecanismo irá coexistir com o processo de revisão extraordinária de tarifas previsto no artigo n.º 167.º e seguintes do RT, o CT aconselha clarificação por parte da ERSE sobre as circunstâncias concretas e objetivas que determinarão a aplicação de cada um destes instrumentos de revisão tarifária.

[123] Secção XII Fixação excecional das tarifas, Art.º 167_Inicio do processo e Art.º 168 _ Processo de fixação excecional das tarifas

III
CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera a proposta apresentada pela ERSE como globalmente adequada, sem prejuízo dos comentários específicos acima apresentados, reconhecendo, em qualquer caso, a correspondência com recomendações que tem elaborado recorrentemente desde 2007.

Aprovado em 16 de abril de 2020.

[Parecer integral digitalizado]

◆ Regulamento do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia ◆ [Consulta Pública n.º 86]

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho, *"(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*." [124]

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e setor do gás natural - emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT a proposta de *"Regulamento do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia"*, cabendo ao CT emitir parecer até 1 de abril de 2020.

Posto o que, as Secções do Setor Elétrico e do Gás Natural do Conselho Tarifário emitem o seguinte parecer:

I

ENQUADRAMENTO

Nos termos do disposto na alínea d) do artigo 3.º dos seus Estatutos, a ERSE tem como atribuição *"Contribuir para a progressiva melhoria das condições económicas, qualitativas, técnicas e ambientais dos setores regulados, estimulando, nomeadamente, a adoção de práticas que promovam a eficiência energética e a existência de padrões adequados de qualidade de serviço"*.

Assim, dando cumprimento ao disposto, a ERSE tem promovido, desde 2006, a implementação de Planos de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC) sob a forma de concursos que têm por objetivo a promoção e seleção de medidas de eficiência energética, que contribuam de forma mensurável para a redução do consumo de energia elétrica ou para a gestão de cargas, e ações de divulgação e informação que promovam a adoção de comportamentos e decisões racionais e eficientes no consumo.

As primeiras regras do PPEC foram aprovadas em julho de 2006, através do Despacho n.º 16122-A/2006, de 3 de agosto. Foram posteriormente revistas em junho de 2008, através do Despacho n.º 15546/2008, de 4 de junho, e novamente revistas através da Diretiva n.º 5/2013, de 22 de março, na sequência da publicação da Portaria n.º 26/2013, de 24 de janeiro, que estabelece regras sobre os critérios e procedimentos de avaliação a observar na seleção e hierarquização das candidaturas apresentadas aos concursos.

Atualmente foram já implementadas cinco edições do PPEC e uma 6.ª edição, de 2017-2018, teve as suas medidas aprovadas, em execução até final de 2019.

As 75 medidas apoiadas nesta 6.ª edição foram selecionadas, através de um concurso de 224 medidas apresentadas por 79 promotores. O valor total das medidas propostas a concurso foi de 61,9 milhões de euros.

A ERSE estimou um benefício social resultante da implementação da totalidade das medidas do PPEC na ordem dos 111 milhões de euros, valor muito superior ao investimento suportado pelas tarifas de energia elétrica que foi cerca de 23 milhões de euros.

Tendo em consideração o atual contexto de transição energética em que o Plano Nacional de Energia e Clima 2021-2030 (PNEC 2030) elege a eficiência energética como uma das prioridades para Portugal, e

[124] Cf. artigo 45º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

ainda a experiência adquirida com anteriores edições do PPEC, a ERSE lançou uma consulta prévia em 2019, sobre a qual o CT emitiu parecer.

A ERSE, tomando em consideração os comentários recebidos aquando da consulta prévia, vem, no âmbito desta consulta pública, apresentar uma proposta de revisão do Regulamento do PPEC.

II

GENERALIDADE

Nesta secção o CT elenca o seu parecer sobre a proposta da ERSE que versa temas comuns aos 2 vetores energéticos:

1. VETORES ENERGÉTICOS

No âmbito da consulta prévia realizada pela ERSE foi levantada a questão concreta sobre a forma de integração no PPEC do setor de gás natural, bem como sobre o alargamento da aplicação do PPEC aos demais setores regulados pela ERSE. Os comentários do CT relativamente a este tema foram:

- *"…entende o CT que o PPEC deve também passar a promover a eficiência no consumo no setor de gás natural.";*
- *"No que tange à extensão do PPEC aos restantes vetores energéticos regulados, o CT não dispõe de elementos que o habilitem a emitir parecer.";*
- *"…o CT salienta a importância de ser salvaguardado o princípio da não subsidiação cruzada entre vetores energéticos, assegurando-se que não existem transferências de recursos financeiros entre sectores."*

O CT regista o facto de a ERSE ter procedido à inclusão do vetor gás natural nas medidas a promover no PPEC, conforme referido pelo CT na consulta prévia.

Ainda assim, e após 6 edições do PPEC exclusivamente dirigidas à eficiência no consumo de eletricidade, e na sequência de consulta pública prévia, vem a ERSE regulamentar a extensão deste programa ao setor do gás natural, mas não aos produtos de GPL, nem aos combustíveis derivados do petróleo ou aos biocombustíveis, o que se entende quer pelas dificuldades resultantes da medição da eficiência no consumo, quer pelas decorrentes da difícil identificação de fontes de financiamento aplicáveis a estes vetores energéticos.

O CT compreende e aceita esta opção, tanto mais que o alargamento do seu âmbito ao gás natural já irá criar questões que será necessário enfrentar e resolver, destacando-se, desde já, a definição de critérios para a ordem de mérito das propostas e a possível fixação de orçamentos separados para os setores elétrico e do gás natural.

O CT espera, ainda, que a próxima edição dos PPEC permita ganhar experiência e proporcionar a definição de critérios realistas no que respeita à análise de medidas integradas abrangendo consumos de eletricidade e de gás natural, atendendo à questão incontornável das possíveis subsidiações cruzadas que, de todo, se deverão evitar.

2. PROMOTORES DO PPEC

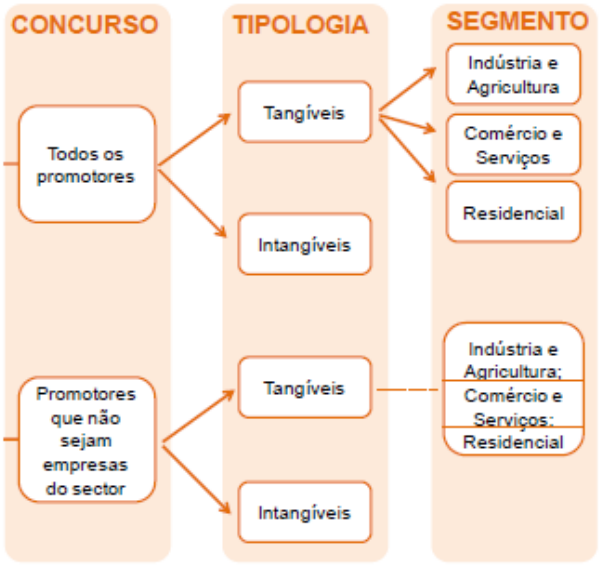
A ERSE define o conceito de promotor do PPEC, como uma entidade habilitada a apresentar candidaturas a medidas do PPEC e responsável pela implementação das medidas aprovadas.

Atualmente, o PPEC já abrange um conjunto alargado de entidades e agentes com interesses na promoção da eficiência energética do lado da procura, contudo, ainda assim, a ERSE possibilitou, na consulta prévia, a abertura do programa a novos promotores.

O CT regista como positiva a proposta da ERSE em manter os atuais promotores do PPEC, estendendo essa possibilidade às entidades do setor do gás natural, incluindo, ainda, as organizações não-governamentais que consagrem nos seus estatutos a promoção e defesa dos interesses dos consumidores, ou da eficiência energética, ou da proteção do ambiente e clima.

3. CONCURSOS DO PPEC

No que diz respeito ao funcionamento do concurso, a ERSE opta por manter a separação dos concursos de acordo com a natureza do promotor, setor económico de intervenção e tipo de medidas propostas, conforme se observa:



Fonte: Documento Justificativo

No seguimento da consulta prévia, o CT reforçou a sua posição de que "*o princípio mais importante a assegurar na aplicação de verbas que advêm das tarifas, é o da maximização dos benefícios esperados em situações em que estão identificadas barreiras de mercado ao aumento da eficiência no consumo de energia, incluindo adoção de equipamentos e hábitos de consumo mais eficientes por parte dos consumidores*".

Face à falta de consenso, multiplicidade e diversidade de comentários recebidos, a ERSE optou por manter os concursos existentes destinados a todos os promotores e a promotores que não sejam empresas do setor, bem como a tipologia de medidas tangíveis e intangíveis e os respetivos segmentos, tal como comentado na consulta prévia pelo CT.

4. MEDIDAS PROMOVIDAS PELO PPEC

No âmbito da consulta prévia a ERSE questionou sobre quais as medidas que o PPEC deveria promover considerando, por um lado, a possível integração de outros vetores energéticos e, por outro lado, os objetivos de política energética traçados pelo PNEC 2030.

Adicionalmente, a ERSE promove a integração de diferentes setores (habitação, mobilidade, transporte, energia) relacionados diretamente com o PNEC 2030 e que ambicionam o granjear das metas de eficiência energética propostas pelo Governo.

Considera a ERSE que esta nova realidade, relacionada com a constante evolução tecnológica do setor e as novas dinâmicas do mercado, sugerem um alargamento a novas áreas de atuação, tais como, o edificado, o autoconsumo, a mobilidade elétrica, entre outros.

O CT entende, conforme comentado na consulta prévia, que a ERSE deve privilegiar medidas (tangíveis e/ou intangíveis) cuja eficácia de implementação possa ser medida de forma objetiva, e que existam mecanismos bem definidos que demonstrem aos consumidores que elas foram compensadoras, e nessa medida, justificadas.

A eventual inclusão de medidas de eficiência energética no edificado está em linha com o preconizado nos planos de política energética nacional, que identificam os edifícios, a par do transporte individual, como elementos essenciais para o cumprimento das metas de eficiência energética.

No entanto, na consulta prévia a ERSE identificou a dualidade de posições dos interessados: (i) por um lado, é nos edifícios que se encontram uma parte importante do potencial de poupança energética e a sua integração no PPEC é uma mais-valia e uma medida de combate efetivo à pobreza energética; mas (ii) por outro lado, há instrumentos financeiros alternativos mais direcionados para esse efeito, dispensando a integração da promoção da eficiência do edificado no PPEC.

A ERSE considerou que a introdução destas medidas no PPEC implicariam consequências profundas, designadamente ao nível da implementação, prazos de execução e verificação das medidas, não compatíveis com o modelo de concurso existente.

Neste contexto, o CT tende a concordar com a não elegibilidade de medidas destinadas ao edificado sempre que existam projetos mais orientados para ~~a~~ este tipo de medidas ou outro tipo de financiamento alternativo.

Recorda ainda o CT que o PPEC visa, prioritariamente, a quebra de barreiras no acesso a medidas que determinem eficiência energética de preferência no curto prazo.

A literacia energética dos consumidores e a formação são áreas de atuação fundamentais, tendo nas anteriores edições do PPEC sido comparticipadas diversas medidas que visavam precisamente o aumento da literacia energética.

Relativamente ao incentivo de medidas que visam a realização de estudos de eficiência energética decorrentes das necessidades atuais, não se propõem alterações ao regime em vigor, continuando estas medidas a ser elegíveis para financiamento pelo PPEC. O CT concorda com esta abordagem da ERSE.

A ERSE, na consulta prévia sobre o PPEC, questionou de que forma se poderia incentivar uma maior participação de determinado tipo de promotores, como as associações de consumidores e as Instituições de Ensino Superior e Centros de Investigação tendo em conta a sua relevância: as primeiras devido à sua proximidade aos consumidores e à atividade de apoio e defesa dos interesses dos consumidores e as segundas por serem, por natureza, centros de excelência de conhecimento, de qualidade técnica e de inovação, que importa trazer para o PPEC.

O CT concorda com a proposta da ERSE de, na avaliação de medidas intangíveis no novo critério "capacidade de implementação", valorizar as medidas para cuja realização contém com parcerias com as associações de consumidores e as instituições de ensino superior e centros de investigação.

5. PERÍODO DE IMPLEMENTAÇÃO E PRAZOS DO PPEC

De acordo com as regras do PPEC, a frequência de candidatura ao PPEC é bienal, podendo as medidas intangíveis ter uma duração de implementação variável de um ou dois anos e as medidas tangíveis uma duração de dois anos.

No âmbito da consulta prévia, a ERSE equacionou o alargamento do período de implementação do PPEC de dois para três anos. O CT referiu nos seus comentários que *"considera não ser conveniente o alargamento do período de implementação do PPEC"*. Adicionalmente, o CT referiu que *"necessidades pontuais de prorrogação deverão ser requeridas pelos proponentes e analisadas e concedidas pela ERSE."*

O CT regista positivamente a proposta da ERSE, de manter o atual período de implementação do PPEC de dois anos, com possibilidade de prorrogação pelo prazo máximo de um ano, devendo para o efeito o promotor identificar, de forma fundamentada, as razões que impossibilitam a implementação das medidas, tal como aprovadas.

A ERSE apresenta a seguinte proposta de prazos de candidatura e de aprovação para a próxima edição do PPEC, incluindo-se uma comparação com os prazos atuais:

Evento	Entidade	Proposta de novos prazos	Prazos atuais
Lançamento da edição		1 de julho (ano anterior)	31 de janeiro
Apresentação de candidaturas	Promotores	15 de outubro (ano anterior)	15 de abril
Aprovação das candidaturas		29 de abril	27 de setembro
Reclamação da aprovação das candidaturas	Promotores	15 de maio	15 de outubro
Aprovação final das candidaturas		19 de junho	14 de novembro
Início da implementação	Promotores	1 de julho	1 de janeiro (ano seguinte)
Assinatura do termo de responsabilidade e aceitação	Promotores	Até 30 dias após a notificação	Até 30 dias após a aprovação final das candidaturas

Nota: Todos os prazos apresentados dizem respeito a dias contíguos.

Fonte: Documento Justificativo

O CT considera positiva a proposta de alargamento dos prazos, a qual vai ao encontro da solicitação do CT.

6. DOTAÇÃO ORÇAMENTAL DO PPEC

O montante previsto e aprovado em anos anteriores no âmbito do PPEC deve ser uma referência para a determinação dos montantes a aprovar para o futuro no âmbito do PPEC.

Considerando que a execução orçamental de anteriores edições do PPEC foi inferior ao previsto, bem como o facto de se preverem novos mecanismos para atribuição dos recursos financeiros, em concreto, o mecanismo de sobre reserva (detalhado mais adiante), a ERSE propõe a manutenção do orçamento anual de 11,5 milhões de euros, o que se traduz num valor de 23 milhões de euros, para os dois anos.

De forma a garantir que os consumidores do setor elétrico não subsidiam medidas do setor do gás natural, e vice-versa, os valores serão repercutidos nas tarifas de cada um dos setores em função das medidas efetivamente aprovadas e implementadas em cada um deles. As medidas que promovam de forma integrada a eficiência energética nos dois setores serão repercutidas equitativamente por ambos.

Todavia, o CT considera ser necessário efetuar uma estimativa inicial dos valores a incluir no cálculo das tarifas de cada setor, por forma a que o operador da rede de transporte de cada um deles, após emissão da ordem de pagamento por parte da ERSE, detenha os recursos financeiros necessários para efetuar os pagamentos aos promotores. Para o cálculo dessa estimativa, propõe a ERSE a repercussão da dotação orçamental do PPEC em função das receitas do acesso às redes dos dois setores referidos, proposta que merece o acordo do CT.

7. IMPACTES TARIFÁRIOS DO PPEC

Verifica-se que, considerando o critério de repartição proposto pela ERSE, o impacte tarifário nas tarifas de acesso às redes é semelhante, sendo atingido o objetivo de equilibrar o impacte tarifário estimado para os dois setores.

Assumindo que os preços médios para as tarifas de acesso às redes e de venda a clientes finais, no ano 2021 e no ano gás 2020/2021, se mantêm relativamente aos anos anteriores, pode concluir-se que o orçamento para o PPEC teria um impacte nas tarifas de venda a clientes finais, de +0,16% no setor elétrico e de +0,05% no setor do gás natural.

O CT não pode deixar de reiterar a preocupação já manifestada em anteriores pareceres relativamente à relevância da não-subsidiação cruzada entre vetores energéticos.

Assim, parece adequada a proposta da ERSE de manter o orçamento global do PPEC e repercuti-lo na tarifa de uso global do sistema de cada setor (eletricidade e gás natural) em função das medidas aprovadas e efetivamente implementadas nos dois setores.

A ERSE propõe que, a título provisório, o orçamento do PPEC seja alocado em função das receitas das tarifas de acesso às redes de cada setor, e posteriormente seja efetuado o ajustamento em função das medidas aprovadas e efetivamente implementadas, proposta com a qual o CT concorda.

8. MECANISMO DE SOBRE RESERVA ORÇAMENTAL

Apesar do PPEC apresentar elevadas taxas de execução, por vicissitudes várias, têm-se registado, algumas desistências ou execução parcial na implementação das medidas, ficando o financiamento do PPEC por utilizar. Entre as causas mais referidas pelos promotores estão as dificuldades de financiamento/tesouraria dos promotores ou beneficiários para a aquisição dos equipamentos e a morosidade dos procedimentos de contratação pública. Adicionalmente, os recursos atribuídos a determinadas medidas não são, em muitos casos, totalmente gastos, acabando a maioria das medidas por ser totalmente executada com um custo inferior ao inicialmente previsto.

Verifica-se que o grau de execução das várias edições do PPEC tem vindo a diminuir, tendo atingido o seu mínimo no PPEC 2011-2012, devido a um elevado número de desistências associadas à crise económica e financeira.

Em alinhamento com a visão estratégica da UE, o PNEC 2030 estabelece claramente a eficiência energética como uma prioridade, pelo que importa maximizar a utilização dos recursos financeiros existentes. Neste contexto, a ERSE propõe que sejam aprovadas medidas cujo valor total exceda em 10% a dotação financeira do PPEC, em linha com o procedimento adotado nos quadros de fundos comunitários, que comprometem recursos acima da dotação orçamental disponível, em função do histórico de execução dos quadros comunitários anteriores, o que se designa por *overbooking*, de modo a assegurar-se a atribuição integral do financiamento programado, situação que merece o acordo do CT.

Fica também assegurado, de acordo com a proposta da ERSE que caso a implementação do PPEC ultrapasse o orçamento atribuído por via do mecanismo de sobre reserva (overbooking), proceder-se-á à cativação das verbas destinadas a edições futuras do PPEC.

O CT concorda com esta metodologia por permitir a execução de todas as medidas aprovadas. O CT alerta para a necessidade de ser assegurado que os promotores com candidaturas aprovadas, e que não tenham dotação no concurso, não sejam prejudicados no caso de não existirem futuras edições do PPEC no prazo de 2 anos, solicitando a clarificação das regras de aplicação do denominado regime *overbooking*.

9. COMPARTICIPAÇÃO DO PPEC

Considerando o histórico da comparticipação do PPEC nas suas várias edições, a ERSE propôs na consulta pública que, para as medidas tangíveis, a comparticipação pelo promotor, pelos consumidores participantes e/ou pelos parceiros fosse incrementada de um valor mínimo de 20% para 25%.

Considerando que a maioria dos interessados na consulta pública prévia concordou com esta proposta, a ERSE incluiu no articulado das regras do PPEC, o aumento da comparticipação mínima pelo promotor, pelos consumidores participantes e/ou pelos parceiros, nas medidas tangíveis, de 20% para 25%. Esta comparticipação terá de ser obrigatoriamente em equipamento, podendo incluir os custos de instalação dos mesmos, e aos consumidores beneficiários não pode ser solicitada qualquer outra comparticipação.

No que diz respeito às medidas intangíveis, a ERSE propôs na consulta pública prévia que fosse introduzida a obrigação de comparticipação mínima de 10% pelo promotor, pelos consumidores participantes e pelos parceiros, não tendo esta proposta obtido consenso por parte dos interessados na consulta pública prévia. Analisando o histórico de comparticipação nas medidas intangíveis, no passado verificaram-se níveis de comparticipação significativos, no entanto, na última edição do PPEC este valor reduziu-se substancialmente.

Assim, a ERSE considera que deve ser solicitada uma comparticipação obrigatória. Todavia, tendo em atenção os comentários efetuados na consulta prévia, a ERSE reviu a sua proposta, reduzindo para 5% a comparticipação mínima pelo promotor, pelos consumidores participantes e/ou pelos parceiros, nas medidas intangíveis.

O CT concorda que a introdução de uma comparticipação, na ordem dos 5%, a cargo dos promotores, nas medidas intangíveis, é uma forma de corresponsabilizar financeiramente os vários intervenientes na concretização das medidas.

10. LIMITES À DIMENSÃO DAS MEDIDAS

O aumento de medidas a implementar pelo PPEC no quadro do mesmo financiamento, quer em número de medidas, quer em diversidade de tipologias, quer em número de promotores, contribui para uma maior divulgação da promoção da eficiência no consumo, maximizando-se o efeito multiplicador do PPEC, e para a mitigação dos riscos de não execução de medidas.

Nestas circunstâncias, a abertura do PPEC a mais promotores, bem como a limitação da dimensão das medidas a implementar, concorrem para promover as dimensões anteriormente referidas.

Nas regras do PPEC em vigor são impostos limites à dimensão das medidas, em função do concurso e do respetivo orçamento, encontrando-se estabelecida a não elegibilidade das seguintes medidas:

A. Medidas dos concursos destinados a todos os promotores, com custos candidatos ao PPEC superiores a 1/3 do orçamento definido para o respetivo concurso e segmento;

B. Medidas dos concursos destinados a promotores que não sejam empresas do setor elétrico com custos candidatos ao PPEC superiores a 1/6 do orçamento definido para o respetivo concurso.

Considerando as diferenças existentes nas limitações à dimensão das medidas entre os concursos destinados a promotores que não sejam empresas do setor e os concursos destinados a todos os promotores, a ERSE propôs na consulta pública prévia harmonizar, para todos os concursos, os limites à

dimensão de cada medida para 400 mil euros nas medidas intangíveis e 600 mil euros nas medidas tangíveis.

Unidades: milhares €

	Todos os promotores				Promotores que não sejam empresas do setor elétrico	
	Intangíveis	Tangíveis Indústria e agricultura	Tangíveis Comércio e serviços	Tangíveis Residencial	Intangíveis	Tangíveis
Orçamento PPEC 2017-2018	2 000	7 000	4 000	3 000	3 000	4 000
Limite PPEC 2017-2018	667	2 333	1 333	1 000	500	667
Limite Consulta Prévia	400	600	600	600	400	600
Limite proposta consulta	400	800	800	800	300	500

Fonte: Documento Justificativo

Esta alteração visou garantir uma maior diversidade de medidas, aumentar o efeito multiplicador e de divulgação e diminuir o risco de incumprimento associado à implementação de medidas de grande dimensão.

Na consulta pública prévia, embora sem consenso sobre esta matéria, houve um número significativo de entidades que concordaram com a redução do valor máximo das medidas. Até os interessados que não são empresas do setor defenderam um valor mais reduzido da dimensão das medidas do que o indicado pela ERSE na consulta prévia. Isto naturalmente para os concursos que lhes são especificamente destinados.

Considerando os comentários apresentados pelos interessados na consulta pública prévia, a ERSE alterou a sua proposta inicial. O CT regista positivamente a intenção da ERSE de melhorar a execução do orçamento PPEC e de alargar a diversidade de medidas a aplicar.

11. METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO DAS MEDIDAS TANGÍVEIS E INTANGÍVEIS NA PERSPETIVA DA REGULAÇÃO

O CT concorda que se mantenham as metodologias de avaliação das medidas tangíveis e intangíveis, alterando apenas o necessário para a inclusão do setor do gás natural.

Assim, uma das alterações que decorre da introdução do gás natural é a inclusão de um novo teste de elegibilidade para validar a poupança de energia primária (PEP). Este teste compara o consumo de energia primária (em tep) no cenário padrão com o consumo de energia primária (em tep) no cenário eficiente, apenas sendo elegíveis para o processo de avaliação e seriação as medidas com um PEP maior que zero.

Em relação aos critérios de avaliação e seriação na perspetiva da regulação, o CT concorda com a manutenção da metodologia de avaliação das medidas tangíveis com base em energia final, sendo indiferente a unidade de energia que se considere na valorização económica (em euros) das poupanças.

Os benefícios contabilizados são os custos evitados para o setor elétrico (ou do gás natural) e os benefícios ambientais.

O CT considera que seria desejável considerar outros benefícios, apesar de entender as limitações inerentes à dificuldade na sua valorização.

12. CRITÉRIOS MÉTRICOS DE SERIAÇÃO

Propõe a ERSE que a avaliação das medidas tangíveis, na perspetiva da regulação, seja realizada em duas fases:

- Uma fase de avaliação prévia de verificação da adequabilidade das medidas candidatas para serem consideradas elegíveis para financiamento pelo PPEC.

- A fase de seriação propriamente dita, em que as medidas consideradas elegíveis são avaliadas com base em critérios métricos e depois hierarquizadas por ordem decrescente de mérito.

Na fase de avaliação prévia pretende-se avaliar a elegibilidade de uma medida tendo em conta o impacto social e na poupança de energia primária.

A quantificação do impacto numa ótica social, das medidas de eficiência energética propostas ao PPEC é realizada através do "teste social".

Neste teste é calculado o valor atual líquido (VAL) do ponto de vista social de cada medida tangível, sendo elegíveis para financiamento as medidas que apresentem mais valias do ponto de vista social, ou seja, medidas cujos benefícios, resultantes da sua implementação, sejam superiores aos custos sociais causados.

Os benefícios sociais resultam da soma dos custos evitados de fornecimento de energia com as externalidades evitadas pela medida. No PPEC atual são consideradas as externalidades que resultam dos benefícios ambientais e dos custos evitados de fornecimento de energia.

A ERSE optou por não incluir outras externalidades positivas, como o impacto na economia, nomeadamente ao nível do emprego e da produtividade. Entende o CT ser importante considerar estas vertentes no futuro, de forma a garantir todos os benefícios sociais que uma medida pode envolver.

13. PARÂMETROS DE VALORIZAÇÃO DOS CRITÉRIOS MÉTRICOS

As atuais regras da ERSE preveem um conjunto de parâmetros harmonizados que permitem a valorização económica das medidas tangíveis. Estes parâmetros contribuem para a uniformização da valorização das medidas, procurando-se um tratamento igual.

As regras do PPEC atuais incluem os seguintes parâmetros:

- Taxa de desconto de benefícios e custos futuros, única para todas as medidas;
- Período de vida útil, específico das tecnologias, eficientes;
- Custos evitados de fornecimento de energia elétrica;
- Valorização do benefício ambiental.

Neste âmbito, as propostas apresentadas pela ERSE nesta consulta pública, incluem:

✓ a revisão dos parâmetros do setor elétrico (atualização dos valores publicados, introdução de novos equipamentos e eliminação de outros);

✓ a introdução de novos equipamentos em virtude da ampliação do PPEC para o setor do gás natural e respetiva definição de características, no que respeita a vida útil e consumo energético, e

✓ a revisão dos pressupostos para garantir a comparabilidade entre os dois setores energéticos (nomeadamente, custos evitados de fornecimento e valorização dos impactos ambientais).

O CT considera que as alterações apresentadas procuram responder à necessidade de atualizar os parâmetros em vigor e ainda incluir nova parametrização para as medidas que visem o setor do gás natural.

Destas alterações, o CT destaca as regras respeitantes à determinação de custos unitários evitados de fornecimento de energia (eletricidade ou gás natural), que assumem especial importância uma vez que, em futuras edições do PPEC, poder-se-ão propor medidas que consubstanciem uma transferência de consumos entre estes 2 vetores energéticos.

Assim, a ERSE propõe adaptar a metodologia de cálculo dos custos de fornecimento de energia, de modo a possibilitar a correta avaliação das medidas em que há transferência entre vetores energéticos,

explicitando-se o conceito de custos unitários incorridos, à semelhança do conceito de custos unitários evitados, o que merece a concordância do CT.

O período de vida útil dos equipamentos tem um elevado impacto na avaliação das candidaturas, pois dele depende o número de anos de cálculo de poupanças. Pela sua importância, o CT entende que o período de vida útil dos equipamentos deve ser reavaliado, pela ERSE, previamente ao lançamento de cada edição do PPEC.

14. APLICAÇÃO DE FATORES COMPORTAMENTAIS E DE RISCO ÀS POUPANÇAS DE ENERGIA

A aplicação de fatores comportamentais no processo de seriação das medidas decorre da necessidade de apurar as poupanças de energia obtidas com a instalação de equipamento mais eficiente, as quais não dependem apenas das diferentes características dos equipamentos, mas também do comportamento do consumidor na utilização do novo equipamento.

No que respeita à aplicação de fatores comportamentais e fatores de risco, no essencial a ERSE mantém a metodologia atualmente existente, trazendo como novidade a aplicação do fator de risco promotor (FRp).

Este novo fator visa contribuir para a maximização da execução do PPEC, a ERSE propõe a redução de 10% das poupanças indicadas pelo promotor para efeitos de candidatura, quando este, em edições anteriores do PPEC, não tenha implementado as medidas aprovadas.

Não obstante o CT concordar com a introdução deste novo fator de risco, uma vez que visa responsabilizar os promotores pela completa execução das medidas, propõe que a penalização aplicada seja proporcional à percentagem de medidas não implementadas do total de medidas aprovadas aos promotores nos últimos 2 concursos.

Para além disso, o CT alerta que, em determinadas situações, deverá ter-se em consideração que os motivos que levaram à não execução das medidas aprovadas possam ser alheios aos promotores. Nestas situações, e desde que devidamente fundamentado, a ERSE deverá avaliar a não aplicação deste fator de risco ao promotor.

15. RELATÓRIOS DE PROGRESSO

Na sequência dos comentários recebidos no âmbito da consulta prévia, a ERSE propõe disponibilizar um formulário com conteúdo mínimo obrigatório dos relatórios de progresso semestral a apresentar pelos diversos promotores.

É mantida a periodicidade de apresentação dos relatórios de progresso em 6 meses, com prazo até 30 dias após o final do semestre.

Adicionalmente, é proposta a entrega de apenas um relatório de execução final, que coincide com o último relatório de progresso semestral, o qual deve ser enviado à ERSE até três meses após o fim de implementação das medidas, com o balanço global dessa implementação, os resultados do Plano de Medição e Verificação e os últimos custos incorridos.

O CT regista como positivas estas alterações que visam uma melhoria no reporte e harmonização da informação transmitida pelos promotores, simplificando o processo de análise e tratamento da mesma.

Finalmente, o CT sugere que sejam definidos *templates* dos relatórios de progresso e do relatório final.

16. PLANO DE MEDIÇÃO E VERIFICAÇÃO

Por forma a garantir a correta utilização dos fundos e perceber o sucesso e alcance das medidas implementadas, a ERSE impõe, para cada medida, a certificação das despesas por um Revisor Oficial de

Contas e a definição e implementação de um Plano de Medição e Verificação (PMV) das poupanças energéticas obtidas.

A ERSE propõe ainda manter as condições impostas às entidades responsáveis pela execução do PMV, estabelecendo que, nas medidas tangíveis, devem ser entidades externas e independentes do promotor.

Segundo as regras, o relatório de execução final que se destina a avaliar a execução do PMV deve permitir:

I. a verificação do cumprimento da medida de eficiência no consumo, ou a demonstração de eventuais desvios;

II. a verificação dos pressupostos da medida (e.g. desempenho e utilização de um equipamento, os ganhos de eficiência face à tecnologia padrão, o custo das soluções mais eficientes);

III. a determinação dos resultados efetivos, após implementação, face aos objetivos traçados e segundo indicadores definidos *a priori.*

Não tendo a ERSE conseguido encontrar uma solução de consenso relativamente à utilização de metodologias/protocolos *standard*, entendeu clarificar e sistematizar os conteúdos mínimos dos PMV, nomeadamente através de uma Orientação Técnica, baseada num documento recentemente publicado pela Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos da América (EPA).

Esta solução merece o acordo do CT, por se revelar adequada a uma melhoria do reporte de informação relativamente ao resultado da execução das medidas implementadas.

Adicionalmente, o CT entende que o PMV é importante para medir os resultados e poupanças efetivamente atingidas, pelo que concorda com a ERSE que a existência do mesmo deverá ser condição obrigatória para a elegibilidade das candidaturas, bem como, com a aceitação dos custos com a sua execução para efeitos de comparticipação pelo PPEC.

No entanto, o CT reconhece que a sua implementação é difícil e complexa, particularmente no segmento residencial, desde logo pela dificuldade de os beneficiários aceitarem participar, mas também porque os mesmos frequentemente mudam os seus padrões de consumo entre a candidatura e a implementação efetiva da medida (o que dificulta a análise das medições efetuadas).

Importa também referir que o CT considera que a metodologia de verificação e medição de uma medida implementada numa instalação do sector industrial deverá ser diferente da metodologia a aplicar ao segmento residencial.

[...]

IV

ESPECIALIDADE VETOR ENERGÉTICO: GÁS NATURAL

Nesta secção o CT elenca, complementarmente, o seu parecer sobre a proposta da ERSE que versa temas específicos do vetor energético gás natural:

1. IMPACTES TARIFÁRIOS DO PPEC

Como anteriormente expresso, considerando o critério de repartição proposto pela ERSE, o impacte tarifário nas tarifas de acesso às redes é semelhante nos dois setores, sendo atingido o objetivo de equilibrar o impacte tarifário estimado.

A repartição final, que decorre das medidas aprovadas e efetivamente implementadas nos dois setores, resulta, provavelmente, em percentagens diferentes das previstas inicialmente pela ERSE, pelo que é necessário limitar o impacto tarifário no setor do gás natural, uma vez que as receitas das tarifas de acesso são muito inferiores às do setor elétrico.

Assim, é proposto estabelecer um limite mínimo de 5% e um limite máximo de 20%, do orçamento de cada concurso, para medidas do setor do gás natural. Os respetivos limites permitem garantir, por um lado, a integração de medidas de gás natural e, por outro lado, limitar impactes tarifários junto dos consumidores deste setor, garantindo a transversalidade aos dois setores.

O CT não pode, por isso, deixar de concordar com a definição de um limite mínimo de 5% e um limite máximo de 20% do orçamento de cada concurso afeto ao setor do gás natural.

2. CRITÉRIOS MÉTRICOS DE SERIAÇÃO

Em resultado da inclusão do Gás Natural neste programa, entendeu a ERSE introduzir no processo de avaliação e seriação, um critério que avalie a poupança em energia primária.

Entende o CT adequada esta metodologia uma vez que garante a comparabilidade em termos de eficiência global das soluções propostas, independentemente de a poupança de energia proposta corresponder apenas a energia elétrica ou a gás natural ou de ambas as fontes energéticas.

Assim, o CT concorda com a ERSE quanto ao estabelecimento de um teste que avalie a poupança gerada por cada medida em termos de energia primária, com a adoção de fatores de conversão de energia final para energia primária, nomeadamente:

- energia elétrica, 1 MWh = 0,1806 tep;
- gás natural, 1 MWh = 0,086 tep;
- fontes de energia de origem renovável, 1 MWh = 0,086 tep.

V

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que, na proposta apresentada pela ERSE, deverão ser tidas em conta as recomendações constantes deste parecer.

Aprovado em 31 de março de 2020.

[Parecer integral digitalizado]

◆ Fusão dos Regulamentos de Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás natural ◆ [Consulta Pública n.º 81]

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, alterado pelo artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, "(…) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*"[125].

Ao CT compete, através das suas secções especializadas (setor elétrico e gás natural), emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

Atendendo aos prazos fixados por lei e regulamento para a fixação de tarifas do ano seguinte, o Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT o documento contendo a "Proposta de fusão do Regulamento de Relações Comerciais (RRC) do setor elétrico e setor do gás natural", cabendo ao CT emitir parecer até 28 de fevereiro de 2020.

Assim, a Secção do Sector do Gás Natural do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I
GENERALIDADE

A. A presente proposta de revisão regulamentar de fusão do Regulamento de Relações Comerciais (RRC) para os setores elétrico e do gás natural tem por objetivos a atualização e a revisão dos mecanismos e princípios regulatórios face ao desenvolvimento tecnológico e do mercado, bem como ao contexto legal nacional e europeu, facto que o CT regista positivamente.

Complementarmente, a evolução do mercado tem tornado mais frequente a existência de ofertas duais (que contemplam eletricidade e gás natural) sendo desejável que a regulamentação aplicável, em matéria de relacionamento comercial, seja síncrona entre os dois setores.

Atualmente estão em vigor dois regulamentos de relações comerciais (RRC), um para o setor da Energia Elétrica (EE) e um para o setor do Gás Natural (GN), não obstante ambos abordarem matérias de relacionamento comercial, bem como matérias relacionadas com ligações e medição, e terem uma estrutura similar.

A existência de diversos temas nos regulamentos de relações comerciais que são comuns a ambos os setores de que são exemplo o relacionamento comercial, as obrigações para com os clientes, a resolução de conflitos, a informação a prestar à ERSE e bem assim os princípios e disposições gerais cujo cumprimento é independente da natureza do setor a que se aplicam, justificam que as matérias de relações comerciais dos setores da energia elétrica e do gás natural sejam regulamentadas através de um RRC único.

Assim, o CT considera positiva a intenção de se proceder à fusão dos regulamentos de ambos os setores, através de uma reorganização sistemática do texto regulamentar, de modo a torná-lo mais próximo e acessível aos seus destinatários finais, quer por reorganização dos temas, quer por integração de disposições num mesmo perímetro de texto regulamentar, reconhecendo que uma harmonização facilita a dinâmica de mercado e uma comunicação mais simples com os clientes.

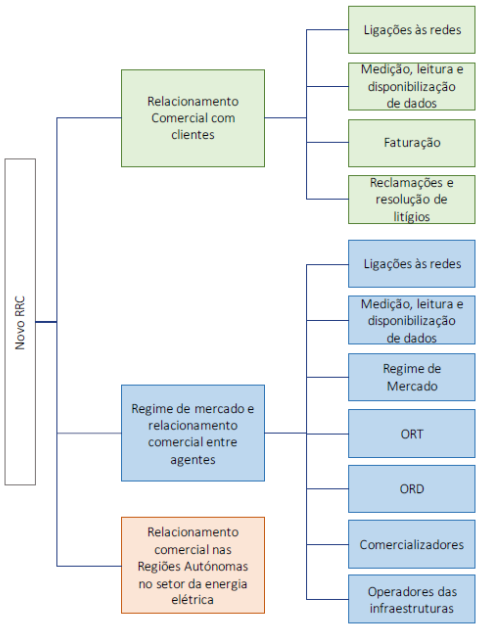
O RRC agora proposto é apresentado com a seguinte estrutura:

[125] Cf. Art.º 45 dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.

1. Capítulo I – refere-se a disposições iniciais, que se estabelece o âmbito e objeto do regulamento, as definições utilizadas no texto regulamentar, a identificação dos sujeitos intervenientes e princípios gerais seguidos, incluindo as obrigações de serviço público.
2. Capítulo II - consolida as disposições mais relevantes de relacionamento comercial com os consumidores ou clientes finais, com particular consolidação das disposições regulamentares relativas ao estabelecimento, operação e cessação do contrato de fornecimento, faturação e pagamento, regime da caução, a par de outras matérias com enfoque mais direto no cliente final e relativas a ligação à rede e medição e leitura. Dada a natureza do capítulo uma parte muito significativa das disposições dele constante são comuns aos dois setores com uma mesma redação.
3. Capítulo III - estabelece o regime de mercado e o relacionamento comercial entre agentes, procurando assim sistematizar as disposições regulamentares relativas a relacionamentos comerciais que não envolvam diretamente o cliente final. Este capítulo agrega o conjunto mais significativo de regras respeitantes ao estabelecimento de ligações às redes e de leitura e medição que, em parte relevante, apresentam especificidade relativa ao setor a que se aplicam. Também neste capítulo são sistematizadas, numa única secção, as obrigações relativas a prestação de informação e ao reporte desta, incluindo à ERSE.
4. Capítulo IV - relativo ao relacionamento comercial nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira no setor elétrico, que replica, no essencial, o regime já existente para o Continente com a consideração da organização específica existente nas referidas regiões autónomas.
5. Capítulo V - disposições finais, que integra disposições relativas aos atos da ERSE de fiscalização do contexto regulamentar, regime sancionatório aplicável, disposições de subregulamentação previstas no regulamento e entrada em vigor.

De acordo com o proposto pela ERSE o novo RRC passará a ter uma organização interna nos termos resumidos na figura 2.

Figura 2 – Estrutura proposta para o novo RRC



Fonte: ERSE-Documento Justificativo da proposta de fusão dos RRC dos setores elétrico e do gás natural, pág. 8.

A ERSE, na proposta em apreço, para além da fusão dos Regulamentos, com a consequente reorganização do próprio texto regulamentar, procede a um conjunto de alterações relativas às seguintes matérias:

- Aspetos de relacionamento comercial com clientes;
- Interrupção de fornecimento por facto imputável ao cliente no setor elétrico;
- Faturação dos encargos de acesso durante o período de interrupção;
- Regime da cessação do contrato de fornecimento;
- Regime de tratamento da dívida a comercializadores;
- Consolidação de aspetos relativos à diferenciação de imagem;
- Tratamento do regime do Autoconsumo;
- Previsão das modalidades de agregação e representação;
- Consideração do modelo de gestão de riscos e garantias.

O CT regista como positiva a consolidação de matérias de subregulamentação, até agora avulsas e dispersas, em Anexo, tornando mais efetiva a compreensão de todo o regulamento. Este processo permite incorporar as disposições específicas, de caráter muito técnico ou de elevado detalhe como disposições que integram o próprio RRC, sem prejuízo da sua revisão quando necessário.

O CT considera adequada esta solução, sem prejuízo de ficar consagrado expressamente no regulamento que a revisão da subregulamentação, para além de seguir um processo autónomo deva seguir um regime específico mais simplificado, salvo nas situações em que a entidade reguladora tenha outro entendimento, em face das matérias a tratar.

No conjunto de disposições de subregulamentação incluídas na presente proposta constam as seguintes matérias:

1. Prestação de informação contratual e pré-contratual;
2. Procedimentos operativos para acertos de faturação;
3. Rotulagem de energia, sendo uma secção destinada a energia elétrica (Anexo III.A), já existente, e outra relativa ao setor do gás natural, a ser aprovada posteriormente;
4. Ligações às redes, sendo uma secção destinada a energia elétrica e outra relativa ao setor do gás natural;
5. Procedimentos de mudança de comercializador nos setores elétrico e do gás natural;
6. Codificação do registo individualizado de agente;
7. Procedimentos de aplicação do mecanismo regulatório de equilíbrio concorrencial;
8. Regras relativas a gestão de riscos e garantias no SEN; e
9. Um conjunto de disposições que integravam os RRC do setor elétrico e do gás natural, e que é proposto agora que passem a integrar o conteúdo dos Regulamentos Tarifários do setor elétrico e do setor do gás natural e do Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações do setor do gás natural. Estão incluídas neste conjunto as disposições contantes do Anexo IX ao próprio RRC proposto, que comportam um total de 18 disposições para o setor elétrico e de outras 26 disposições relativas ao setor do gás natural.

Por seu turno, tanto o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados (GMLDD), de ambos os setores, como o Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema (MPGGS) para o setor elétrico e o Manual

de Procedimentos da Gestão Técnica Global do Sistema (MPGTGS) para o setor do gás natural não são integrados como anexos do próprio texto regulamentar visto apresentarem um detalhe, uma especificidade e características que a ERSE entende não serem compatíveis com o exercício de integração no texto regulamentar propriamente dito.

B. Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro

A ERSE identificou o processo de fusão dos RRC do setor elétrico e do setor do gás natural como uma oportunidade para a necessária adaptação ou revisão de algumas normas regulamentares em vigor que considerou desajustadas.

Nesse sentido a ERSE, em março de 2019, aquando da realização da consulta prévia no âmbito da Lei n.º 5/2019, de 11 janeiro – preparação do processo de revisão regulamentar do regulamento de relações comerciais – mencionava na documentação em consulta "*é objetivo da ERSE recolher contributos da generalidade dos interessados nos setores elétrico, do gás natural e do GPL e dos combustíveis derivados do petróleo, de modo a estabelecer, de forma clara, objetiva e participada, os desenvolvimentos regulamentares que garantam aos respetivos consumidores o seu direito de informação*".

Referia ainda à data que *"a referida lei estabelece os aspetos que devem estar detalhados na fatura de fornecimento de energia elétrica e gás natural e solicita à ERSE que divulgue os procedimentos e regras relativos a tal exigência legislativa".*

Assim, seria expectável que a atual revisão incluísse a regulamentação das regras referentes ao dever de informação constantes da Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro. A este respeito, refere a ERSE, no Documento Justificativo em consulta publica, que procedeu a uma análise de conformidade das normas do RRC com as regras e procedimentos previstos na Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro, concluindo que: "*A respeito da aplicação do referido Diploma, verifica-se que, em geral, as normas por este fixadas no âmbito dos setores da energia elétrica e do gás natural são auto-exequíveis e não carecem, para a sua aplicação, da produção de regulamentação específica por parte da ERSE, por ausência de norma habilitante ou justificativa".*

O CT manifesta a sua discordância com o entendimento da ERSE. O CT considera que a referida lei contém diversas disposições que carecem de aprofundamento regulamentar de forma a assegurar a necessária firmeza jurídica para a sua implementação.

Aliás, sublinha o CT, a expressa dependência, entre outras, da publicação de procedimentos e regras pela ERSE e pelo OLMC, nos termos dos artigos 23.º e 24.º do diploma. Nesse sentido, o CT reconhece que a ausência de regulamentação específica poderá conduzir a uma interpretação dissonante das normas pelos diversos agentes, comprometendo o objetivo de reforço e de uniformidade do dever de informação dos comercializadores.

Por último, o CT regista que, no que respeita aos setores do GPL e dos combustíveis derivados do petróleo, a ERSE teve um entendimento diferente e aprovou recentemente a necessária regulamentação. O CT não compreende as razões para um tratamento diferenciado quanto ao setor do gás natural e do setor elétrico.

C. Definição de "cliente" e "consumidor"

- Na presente proposta, a ERSE introduz pela primeira vez uma distinção entre clientes e consumidores, quando o atual RRC do Setor do Gás Natural dispõe, no seu artigo 9.º, que os conceitos de cliente e consumidor são utilizados como tendo o mesmo significado.
- A ERSE propõe assim que se defina como cliente todo aquele que compra energia elétrica ou gás natural para consumo próprio, e como consumidor todo aquele que compra energia elétrica ou gás natural para uso não profissional.

- Depreende-se que a distinção proposta decorre da Lei de Defesa do Consumidor (Lei n.º 24/96, de 31 de julho, na sua redação atual), que consagra que é consumidor *todo aquele a quem sejam fornecidos bens, prestados serviços ou transmitidos quaisquer direitos, destinados a uso não profissional, por pessoa que exerça com carácter profissional uma atividade económica que vise a obtenção de benefícios*.
- Para efeitos de estabelecimento das regras de relacionamento comercial, aceita-se que os clientes do segmento doméstico merecem uma proteção distinta, em virtude da sua maior vulnerabilidade. Como tal, a introdução da definição de consumidor pela ERSE justificar-se-á desse ponto de vista, uma vez que se procura uma maior adequação desta regulamentação com a legislação já existente de proteção dos direitos do consumidor.
- No entanto, o CT considera que se deverá refletir sobre esta alteração, uma vez que na legislação e regulamentação do setor energético, o conceito de consumidor inclui consumidores domésticos e empresariais.
- Deste modo, o CT sugere a criação de uma definição adicional – "Consumidores profissionais" – que englobe o conjunto de clientes, a qual não é objeto da Lei n.º 24/96, de 31 de julho.

II
ESPECIALIDADE

A. ALTERAÇÕES AO NÍVEL DAS DISPOSIÇÕES REGULAMENTARES

1. Aspetos do relacionamento comercial com clientes

a) Legitimidade para a contratação

Os RRC atualmente em vigor não preveem a necessidade de garantir a legitimidade para a contratação de fornecimento de energia, situação que pode levar a que determinados agentes sem o direito de propriedade ou de outro direito real relevante sobre o imóvel ou, ainda, de outro direito que legitime a ocupação do imóvel possam vir a celebrar contratos de fornecimento de energia elétrica ou gás natural sem plenos poderes para tal.

No artigo 20.º da proposta de RRC são agora estabelecidos requisitos relativos à legitimidade da contratação, nomeadamente condicionando-a à disponibilidade de título válido para ocupação do imóvel. Ora, esta obrigação é já prevista noutros setores como o da água e o CT compreende as motivações que levaram a ERSE a incorporar no setor de energia esta disposição, nomeadamente como elemento dissuasor de comportamentos ilegítimos.

O CT entende que, caso o cliente opte pela apresentação de cópias de documentos, não caberá ao comercializador averiguar da veracidade e exatidão dos documentos, situação para a qual não é suposto estar habilitado.

Adicionalmente, o CT nota que o regulamento deve estabelecer os procedimentos a seguir pelos comercializadores em caso da não apresentação desse título de habilitação à ocupação pelo cliente, nomeadamente nos casos de contratação à distância.

Neste contexto, o CT entende que a Proposta de Articulado do RRC deve explicitar que, em situação da não apresentação pelo cliente do título habilitante, o novo comercializador deverá proceder à anulação do contrato, não podendo esta atuação ser considerada uma recusa à contratação, que está proibida regulamentarmente.

No enquadramento anterior, e para que o clausulado proposto não resulte, inadvertidamente, numa limitação à mudança de comercializador, o CT sugere que a ERSE avalie a possibilidade de o cliente

apresentar uma "Declaração de Honra", a exemplo do sucedido numa primeira fase com a verificação da elegibilidade para a Tarifa Social, de modo a manter os princípios legislativos, sem que os mesmos criem um peso burocrático inadequado.

O CT assinala, contudo, o facto de esta transformação poder acarretar um peso operacional adicional. Assim, e por forma a obviar posteriores dificuldades, a norma em causa deverá referir de modo expresso a possibilidade de envio da digitalização do contrato em causa através de meios eletrónicos.

Entende o CT que em situações em que se mantêm inalterado o CUI e o titular do contrato, não deverá ser necessária uma aferição de legitimidade na mudança de comercializador, pelo que recomenda que se clarifique que esta nova regra deverá aplicar-se apenas a contratações iniciais e a mudanças de titularidade.

b) Obrigação de contratar, renovações e alterações contratuais

Quanto à obrigação de contratar, refletida no artigo 14.º - *"Obrigação de apresentação de propostas contratuais da proposta"* - no qual se indica que o comercializador em regime de mercado que pretenda fornecer clientes em BTN e/ou com consumos anuais de gás natural inferiores a 10 000 m^3 (n), deve disponibilizar publicamente propostas de fornecimento que vinculam o comercializador, ficando sujeito à celebração do contrato nesses termos em caso de aceitação por parte do cliente.

Relativamente a este ponto, considera o CT que esta obrigação deve abranger apenas consumidores que compram energia para um uso não profissional.

Por outro lado, a proposta prevê agora no seu artigo 68.º "Alteração unilateral do contrato pelo comercializador" que no *"final de cada período contratual, o comercializador pode propor uma alteração das condições contratuais aplicáveis ao período contratual seguinte*" e que, no "*decurso de um período contratual, o comercializador apenas pode propor uma alteração das condições contratuais de forma fundamentada, em situações excecionais e objetivamente justificadas, as quais devem estar previstas no contrato*", excluindo-se as situações nas quais esteja em vigor um período de fidelização.

Mais se prevê, no n.º 3 do mesmo artigo que o comercializador deve enviar as novas condições contratuais ao cliente com uma antecedência mínima de 30 dias relativamente à data em que passam a aplicar-se, informando o cliente do direito à denúncia do contrato, situação que merece o acordo do CT.

Por último, ainda no que respeita a alterações de preços, o CT entende que deve ser clarificado que as condições previstas no artigo 68.º da proposta apenas se aplicam às componentes livremente negociadas com os clientes, designadamente custo da energia, custos associados à prestação do serviço e custos de estrutura, na medida em que, tal como esclarecido pela ERSE, os comercializadores em regime de mercado apenas internalizam nas suas ofertas aos clientes as tarifas de acesso às redes, fixadas pela ERSE.

c) Fidelização

Uma das alterações propostas pela ERSE no âmbito do relacionamento comercial com consumidores relaciona-se com a fidelização contratual, passando esta temática a constar de uma regra autónoma. Esta norma estipula que a proposta contratual deve referir de forma expressa, separada e destacada a existência de um período contratual, o benefício que o justifica e a sua quantificação expressa, e a duração do período de fidelização.

A norma consagra também os limites para o cálculo da compensação pelo incumprimento do período de fidelização contratado. A regra proposta pela ERSE estabelece que *"a indemnização devida não pode ter um valor superior ao do benefício que o justifica, deduzido do valor da amortização desse benefício em função do tempo decorrido desde a estipulação do período de fidelização."*

No que respeita a esta última regra, o CT considera que a mesma não corresponde integralmente ao estipulado na Diretiva 2019/944, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, cujo artigo

12.º, n.º 3 estabelece que *"as compensações pela quebra da fidelização devem ser proporcionadas e não podem exceder as perdas económicas diretas para o comercializador, ou para o participante no mercado envolvido na agregação resultantes da rescisão do contrato pelo cliente, incluindo os custos de quaisquer investimentos ou serviços agrupados que já tenham sido prestados ao cliente como parte do contrato."*

A proposta da ERSE introduz o conceito de "benefício" que, não sendo minimamente enquadrado regulamentarmente, deixa na esfera do agente económico a determinação do seu montante, atribuído como contrapartida pelo período de fidelização.

O CT não pode deixar de realçar a analogia da proposta da ERSE com o que existe atualmente no setor das comunicações eletrónicas, setor alvo de um volume elevado de reclamações, muito relacionadas precisamente com os elevadíssimos custos de rescisão antecipada determinados pelas operadoras.

Atento ao exposto, o CT recomenda que a ERSE defina um quadro adequado com vista à determinação objetiva, e comprovável, do benefício anunciado ao consumidor em troca de um período de fidelização, para prevenir situações de manifesta desproporção, recomendando que a mesma seja revista, adequando-se à transposição da diretiva que ocorrerá até dezembro de 2020.

d) Leituras

No que concerne à disposição relativa às leituras extraordinárias, é proposta no n.º 1 do artigo 37.º a redução do prazo máximo em que um equipamento de medida se pode encontrar sem recolha de leitura real, de seis para quatro meses (cf. n.º 1 do artigo 242.º do RRC do Setor do Gás Natural), alteração que merece reserva do CT, dada a inexistência de histórico que justifique esta alteração.

Finalmente, ainda no que diz respeito às leituras, é imposta ao Operador da Rede de Distribuição (ORD) a obrigação, nos meses em que não disponha de uma leitura real, de atualizar e transmitir ao respetivo comercializador as estimativas de consumo por si efetuadas, de modo a que estas possam ser refletidas na fatura do comercializador ao seu cliente (n.º 2 do artigo 38.º da proposta).

Sobre este ponto, o CT entende que deverá ser clarificado que o comercializador continua a poder realizar estimativas de consumo para efeitos de faturação dos seus clientes, desde que para tal utilize as estimativas transmitidas pelo ORD.

e) Interrupções

Atualmente, no caso de falta de pagamento dos montantes devidos no prazo estipulado, apenas há lugar à obrigação de envio de um pré-aviso nos termos do n.º 3 do artigo 121.º do RRC do Setor do Gás Natural.

Adicionalmente, será importante discorrer sobre o procedimento a adotar no caso do fornecimento dual, já que a redução de potência apenas se aplica ao consumo de energia elétrica e que, em regra nos casos de fornecimento dual, o incumprimento diz respeito à totalidade da fatura.

Assim, deve ser esclarecido no clausulado se nesses casos o comercializador deve/pode reduzir a potência contratada e interromper o fornecimento de gás natural ou interromper ambos os fornecimentos apenas depois de decorrido o prazo do pré-aviso (e de efetivada a redução da potência) sem que o montante em dívida tenha sido liquidado.

Por outro lado, o n.º 7 do artigo 79.º da proposta estatui que a interrupção do fornecimento, após emissão do pré-aviso, só pode ocorrer dentro do prazo de 30 dias contados a partir do dia indicado pelo comercializador no pré-aviso, sem prejuízo da possibilidade de envio de novo pré-aviso.

O n.º 11 do artigo 79.º institui que a data de interrupção de fornecimento apenas pode exceder a data de interrupção comunicada no pré-aviso por razões de agendamento entre o operador da rede de distribuição e o comercializador, sendo que esse diferimento não pode exceder os 5 dias úteis.

Porém, o n.º 7 do mesmo artigo define um prazo máximo mais alargado, na medida em que se refere ao prazo de 30 dias contados da data prevista na alínea e) do n.º 2, ou seja, o dia a partir do qual pode ocorrer a interrupção.

Deste modo, vem o CT recomendar a clarificação da norma contida no n.º 11 do artigo 79.º, em especial a sua articulação com o n.º 7.

f) Compensações

As matérias relativas ao pagamento de compensações não se encontram atualmente previstas nem no RRC do Setor Elétrico nem no RRC do Setor do Gás Natural, sendo este assunto objeto de regulamentação no Regulamento de Qualidade de Serviço (RQS).

Assim, e tratando-se efetivamente de um assunto referente a relações comerciais, o CT nota como positiva esta integração do pagamento das compensações no artigo 65.º da proposta.

O n.º 3 deste artigo estabelece que as compensações devem ser pagas no prazo máximo de 30 dias contado a partir da data da prática do facto que originou o direito à compensação. E quando, de acordo com o n.º 4, sejam devidas por ORD, o comercializador está obrigado ao seu pagamento após receção de indicação dos valores devidos pelo primeiro, que deve ser dada no prazo de 10 dias após o facto que originou aquele direito. A este respeito, deveria ser igualmente estabelecido um prazo compatível para o operador de rede efetuar o pagamento ao comercializador.

Adicionalmente, o CT nota a necessidade de compatibilizar diversos aspetos respeitantes às compensações que se encontram explanadas no RQS, como por exemplo os prazos distintos para pagamento das compensações e o direito de regresso do comercializador em relação aos operadores de rede do valor das compensações, de natureza técnica e comercial, pagas aos seus clientes que resultem de incumprimentos da responsabilidade do operador de rede.

2. Faturação dos encargos de acesso durante o período de interrupção

Na presente revisão do RRC, a ERSE introduz uma importante novidade traduzida na suspensão da faturação dos encargos de acesso à rede durante o período de interrupção do fornecimento. Nesse sentido, o artigo 49.º da proposta de texto estabelece que "*nos contratos de fornecimento de energia elétrica ou de gás natural, a interrupção do fornecimento por facto imputável ao cliente ou acordo com este suspende a faturação da potência contratada ou do termo tarifário fixo e dos termos de capacidade, respetivamente, durante o período de interrupção".*

A ERSE fundamenta esta proposta no facto de na maioria dos casos em que se verifica uma interrupção do fornecimento por falta de pagamento do cliente, sem que ocorra o posterior restabelecimento do serviço, os clientes não fazerem o devido pagamento dos valores vencidos, sendo estes encargos suportados pelos respetivos comercializadores.

Assim, considerando a ERSE que os comercializadores não deverão ser onerados com os encargos de acesso às redes induzidos pelo incumprimento dos seus clientes, propõe que estes encargos sejam suspensos quando exista interrupção do serviço.

O CT entende os argumentos apresentados pela ERSE para justificar esta proposta. No entanto, existem algumas questões que necessitarão de ser clarificadas por forma a assegurar que a eventual implementação desta medida não conduz a desvirtuamento dos objetivos pretendidos:

- Em primeiro lugar, o CT considera que a ERSE deveria discutir se esta proposta não configura uma transferência explícita de custos gerados pelos clientes incumpridores para os clientes cumpridores, sendo que tal representaria uma sinalização desadequada;

- A ERSE refere no Documento Justificativo que deve ser suspensa a faturação de encargos de acesso às redes, no entanto a proposta refere a suspensão da potência contratada e do termo fixo. Uma vez que, na determinação de tarifas as empresas incluem no âmbito destes encargos outras componentes que não os encargos de acesso às redes (como é exemplo disso o custo de comercialização), deverá a ERSE explicitar se pretende a suspensão apenas dos encargos de acesso às redes ou de toda a componente fixa das tarifas. O mesmo acontece com as TTVCF, que incluem na sua componente fixa a tarifa de comercialização;
- No que respeita à faturação durante a interrupção, é necessário clarificar que a mesma terá que se manter, uma vez que as componentes fiscais da fatura se mantêm durante todo o período em que o contrato se mantiver ativo, tais como: contribuição audiovisual (setor elétrico), taxa de ocupação do subsolo (setor gás natural), taxa de exploração DGEG (setor elétrico). O CT salienta que todos estes encargos são devidos, independentemente de existir consumo;
- Por fim, cumpre esclarecer se, ao existir restabelecimento do serviço, serão faturados ao cliente os encargos de acesso às redes pelo período em que o serviço esteve interrompido, ou, se pelo contrário, a faturação dos encargos apenas é retomada no dia em que o serviço é restabelecido. O CT entende que a 1.ª hipótese é a mais adequada. Considerando a natureza de rede dos SEN e SNGN, em que a disponibilidade do serviço acarreta necessariamente custos, o CT considera que a adoção desta proposta, com socialização do valor das tarifas não recuperadas, se deveria limitar aos casos em que o cliente não solicita a reposição do fornecimento.

Em qualquer caso, o CT considera que se esta nova regra for incorporada no texto final do RRC, deve ser monitorizada, para que se acompanhe os impactos económicos que poderão sentir-se no âmbito das tarifas de acesso às redes, uma vez que os potenciais prejudicados serão os clientes que cumprem com o pagamento das suas faturas.

3. Regime da cessação do contrato de fornecimento

No regime em vigor, o comercializador pode cessar o contrato quando existe interrupção do fornecimento de energia por facto imputável ao cliente, desde que a interrupção se prolongue por um período superior a 60 dias[126].

Neste âmbito, a proposta prevê no artigo 82.º que o comercializador possa resolver o contrato quando a interrupção se prolonga por um período de 45 dias ou na ocorrência de três ou mais interrupções de fornecimento no período de 12 meses.

É indicado no justificativo que esta alteração serve para promover um maior equilíbrio, designadamente para evitar que *"o comercializador se veja onerado com a vigência de um contrato de fornecimento por quase três meses após o incumprimento de responsabilidades pelo seu cliente"*.

No entanto, o CT apresenta reservas no que toca à solução encontrada, uma vez que dificilmente se somarão três ou mais interrupções num período de doze meses e dificilmente o cliente incumpridor estará sem fornecimento durante um período tão longo.

O cenário mais comum será o do restabelecimento do fornecimento por pagamento da dívida ou a celebração de novo contrato de fornecimento com comercializador diferente, o que fará cessar o contrato de fornecimento, mas dificulta a cobrança da dívida pelo comercializador cessante.

Cumpre também assinalar que, de acordo com o artigo 78.º da proposta, é indicado que o fornecimento pode ser interrompido por mais razões que não a falta de pagamento (alínea j)). Deste modo, o CT entende que, por exemplo, no caso da alínea f) *"Cedência de energia elétrica ou de gás natural a terceiros, quando*

[126] Alínea e) do n.º 1 do artigo 106.º-B do RRC do setor elétrico e alínea e) do n.º 1 do artigo 106.º-B do RRC do setor do gás natural.

não autorizada", ou "*no caso de procedimento fraudulento (alínea g)"*, não deveriam ser necessários três incumprimentos para se poder proceder à resolução imediata do contrato.

4. Regime de tratamento da dívida a comercializadores

No âmbito do processo de mudança de comercializador tem sido abordada em anteriores exercícios de revisão regulamentar a temática da dívida associada à emissão da última fatura pelo comercializador cessante.

De facto, e tal como refere a ERSE no seu Documento Justificativo: "*alguns clientes têm dificuldade em compreender a emissão de faturas após a mudança de comercializador, levando mesmo à desconsideração dessas mesmas faturas".* Adicionalmente a ERSE refere que*, "em situações residuais, alguns clientes assumem uma "gestão passiva" das últimas faturas emitidas pelo comercializador cessante"*.

Na revisão regulamentar em curso, a ERSE propõe harmonizar o tratamento desta dívida em alinhamento com o que é praticado pelos comercializadores de último recurso retalhistas, possibilitando ao comercializador cessante solicitar a interrupção do fornecimento até 60 dias após a concretização da mudança, só e apenas na situação em que os valores em dívida não liquidados não tenham sido contestados pelo cliente.

Embora reconhecido o esforço do regulador na equiparação dos agentes em regime de mercado aos comercializadores de último recurso na matéria em apreço, entende-se que a medida, tendo um efeito mitigador, não resolve o problema da forma mais eficaz.

Acresce, ainda, que as solicitações de interrupção pelo comercializador cessante após mudança do cliente para novo comercializador, poderão gerar um volume de reclamações e processos judiciais com possível impacto na relação custo-benefício da medida aqui proposta pela ERSE, impacto igualmente refletido na relação entre o novo comercializador (alheio ao processo de pedido de interrupção) e o operador de rede, que executará a interrupção solicitada pelo comercializador cessante.

Importa realçar que o equilíbrio e regular funcionamento de qualquer sistema dependem do cumprimento transversal e coletivo das regras estabelecidas, em particular num sistema de rede que deve ter regras de funcionamento únicas e solidárias. Assim, a padronização de comportamentos ao longo de toda a cadeia de valor do setor deve ser orientada para a não penalização do cliente cumpridor.

Neste sentido, e reforçando que se está perante um modelo tarifário solidário, devem ser adotadas todas as medidas que visem a proteção do cliente cumpridor, garantido que a dívida gerada, voluntária ou involuntariamente, não se traduzirá num aumento de encargos para os que cumprem as suas responsabilidades, sejam eles agentes ou clientes.

Como proposta, entende-se ser mais eficiente e justo para o setor adotar um mecanismo que impossibilite a mudança para um novo comercializador, sempre que exista um pré-aviso de interrupção já emitido pelo comercializador cessante, e que o mesmo não tenha sido objeto de contestação pelo cliente.

A relevância desta proposta reside no facto de podermos não estar apenas perante uma fatura de acerto após a mudança de carteira, mas sim de outra fatura anterior que se encontre em dívida. Contudo, este mecanismo apenas poderia ser aplicado pelo comercializador cessante caso a dívida já se encontrasse no estado "vencida" – ou seja, após terminado o prazo de pagamento e emissão do respetivo pré-aviso de interrupção.

Desse modo, o mecanismo proposto visa garantir a ausência de novos encargos para os clientes e agentes de mercado, e ao mesmo tempo não constitui barreira à mudança de comercializador, sempre que não exista associada à mudança de comercializador a figura do pré-aviso de interrupção, tal como devidamente enquadrada pela ERSE na regulamentação em vigor.

Numa última nota, é ainda de frisar que o sistema seria auditável, por ser possível monitorizar eventuais ações menos adequadas por parte do comercializador cessante, em caso de colocação de pré-aviso de interrupção que se viessem a demonstrar apenas dilatórios do exercício do direito à mudança de comercializador por parte dos clientes.

5. Consolidação de aspetos relativos à diferenciação de imagem

5.1 – Consolidação de aspetos de imagem

Uma das alterações propostas pela ERSE prende-se com a adoção, pelos operadores de redes de distribuição e comercializadores de último recurso, de novas regras referentes à separação de imagem relativamente às restantes entidades que atuam nos respetivos setores.

De acordo com o Documento Justificativo, apesar de os anteriores RRC do setor elétrico e setor do gás natural já garantirem *"a implementação de normas mais claras e estritas em relação à separação de imagem de entidades incluídas em grupo económico verticalmente integrado e que atuassem no âmbito dos setores em causa, em linha com as referências que a Comissão Europeia tinha efetuado sobre este assunto"*, verifica a ERSE que se impõe agora maior concretização de conceitos e uniformização do regime relativamente a ambos os setores, propondo o novo RRC um regime mais densificado quanto às obrigações de diferenciação de imagem e comunicação e quanto aos sujeitos abrangidos.

Concorda o CT com a necessidade de ser assegurada uma completa separação de imagem das entidades em causa, em nome da transparência, da não discriminação e do respeito do direito à informação dos clientes sobre a identidade e atividade específica do operador da rede de distribuição, dos CURR e dos comercializadores em regime de mercado, quando pertencentes à mesma empresa verticalmente integrada.

Como reconhece a própria ERSE, por várias vezes no passado foram introduzidas no RRC do setor do gás natural regras específicas sobre esta matéria, que aparentemente careciam de maior concretização.

Assim, o CT recomenda à ERSE que na introdução de regras mais precisas sobre esta matéria, procure assegurar o equilíbrio entre os objetivos associados à diferenciação de imagem e a necessidade de evitar custos excessivos nas empresas sujeitas a regulação estrita, com impactos nas tarifas reguladas, tendo em conta o respeito pelo princípio da proporcionalidade.

5.2 – Independência dos operadores

No respeitante ao Artigo 338.º do RRC, pretende agora a ERSE introduzir uma alteração, designadamente através do n.º 4 deste Artigo em conjugação com o Artigo 354.º, n.º 7, Artigo 360.º e Artigo 366.º da proposta, referindo que está vedado aos operadores da rede de distribuição e aos comercializadores de último recurso *"a partilha com qualquer das restantes empresas do grupo em que se encontra verticalmente integrado dos sistemas ou equipamentos informáticos, das instalações materiais, dos sistemas de segurança, dos recursos jurídicos, contabilísticos, ou o recurso aos mesmos prestadores ou contratantes externos."*

O CT estranha que a introdução dos referidos artigos, com um impacto potencial significativo nas empresas do sector e disruptivo da situação atual, não tenha qualquer referência no Documento Justificativo da proposta de RRC, não sendo possível por isso compreender o propósito da sua introdução no articulado.

O referido conjunto de artigos introduz na regulação nacional limitações significativas e não justificadas à luz do enquadramento legal europeu e do contexto existente no mercado ibérico, podendo contribuir para distorções desnecessárias do mercado.

Para além do não cumprimento do princípio da proporcionalidade, algumas das novas restrições parecem não respeitar o princípio da eficiência e da razoabilidade.

Assim, procurar impedir que o operador da rede de distribuição e que os CUR`s utilizem os serviços dos mesmos prestadores ou contratantes externos parece desajustado face aos fins (no caso dos serviços ou fornecimento de bens sem qualquer relação com o serviço energético), e ainda face aos meios (no caso dos serviços de consultoria que, além das opções da empresa, limitam sem motivo a atividade profissional e empresarial de terceiros).

Neste contexto o CT recomenda à ERSE que pondere e justifique o articulado da proposta relativo aos pontos n.º 4 no Artigo 338.º, n.º 7 no Artigo 354.º, n.º 5 do Artigo 360.º e n.º 9 do Artigo 366.º.

6. Previsão das modalidades de agregação e representação

O quadro legal europeu prevê a concretização de novos agentes, nomeadamente para as atividades de agregação independente e de representação em mercado.

A proposta de revisão regulamentar vem ajustar ao novo contexto de mercado o quadro regulamentar aplicável às modalidades de agregação e de representação.

Desde logo, estas alterações estão consagradas nos artigos: 2.º *(Definições)*, 234.º *(Princípios gerais da mudança de comercializador)* e 248.º *(Modalidades de contratação em mercado grossista)*, 261.º a 264.º (para tratamento específico destas modalidades de participação em mercado) e 319.º *(Participação da procura)*, da proposta de revisão do RRC.

Logo no Artigo 2.º - *Definições*

> *(…)*
>
> *c) "Agregador" a entidade que, nos termos da Lei, consolida por agregação consumo ou produção de energia elétrica ou de gás natural;*
>
> *(…)*
>
> *ttt) "Representante" a entidade que, nos termos da Lei, consolida através de instrumento de representação consumo ou produção de energia elétrica ou de gás natural;*

Embora estas figuras estejam já parcialmente constituídas, entende a ERSE que a presente revisão deve consolidar e clarificar os diversos conceitos, nomeadamente a distinção entre agregação e representação. Neste sentido, consagra o "Artigo 260.º - *Definição:*

> *1. A contratação de energia elétrica e/ou gás natural através de agregação ou representação corresponde à celebração de um contrato entre uma entidade legalmente habilitada a atuar como agregador ou representante e quaisquer outros agentes de mercado do Sistema Elétrico Nacional ou do Sistema Nacional de Gás Natural, na produção ou no consumo, para efeitos da colocação em referenciais de contratação de mercado da energia elétrica e/ou gás natural correspondentes.*
>
> *2. Para efeitos do número anterior, considera-se um contrato de agregação, um contrato em que a entidade que atua como agregador assume diretamente os direitos e as obrigações da contratação de mercado da energia elétrica e/ou gás natural, sem prejuízo da sua repercussão aos sujeitos agregados nos termos estabelecidos no respetivo contrato.*
>
> *3. Para efeitos do n.º 1, considera-se um contrato de representação, um contrato em que a entidade que atua como representante atua por conta de terceiros por si representados na contratação que efetue nos referenciai de contratação de mercado da energia elétrica e/ou gás natural, nos termos estabelecidos no respetivo contrato."*

O disposto no articulado anterior é reforçado no n.º 2 e no n.º 3 do "Artigo 262.º - *Comunicação de contratos de agregação ou representação:*

> (…)

2. As entidades representadas no âmbito de um contrato de representação são direta e nominalmente responsáveis pelos direitos e obrigações decorrentes das modalidades de contratação em que participem, incluindo, quando necessário, a prestação de garantias e a liquidação de direitos e obrigações, tomando como válidas as atuações da entidade representante expressamente reconhecida para atuar como tal nos termos do contrato de representação.

3. As entidades agregadoras são direta e nominalmente responsáveis pelos direitos e obrigações decorrentes das modalidades de contratação em que participem por agregação de outras entidades, incluindo, quando necessário, a prestação de garantias e a liquidação de direitos e obrigações."

A presente proposta concretiza assim, em linhas gerais, a atuação das referidas entidades. A consolidação destas entidades e do seu perímetro de atuação está sujeita à aprovação da subregulamentação previstas no RRC, com especial relevo para as questões relativas a medição e disponibilização de dados (guia de medição, leitura e disponibilização de dados) e questões associadas à participação em mercados de serviços de sistema ou de balanço (Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global).

O grau de complexidade da implementação da atual proposta de revisão regulamentar depende inteiramente da concretização da referida subregulamentação, de que o RRC constitui norma habilitante.

O CT concorda com a necessidade de uma correta definição e clarificação das possibilidades e responsabilidades atribuídas aos diversos agentes.

A proposta de RRC (Artigo 261.º) prevê que as modalidades de agregação e representação poderão ser efetivadas por um comercializador ou qualquer outra entidade legalmente habilitada para o efeito.

Considerando a importância de que estas atividades se desenvolvam num quadro regulatório estável e previsível, o CT recomenda o desenvolvimento urgente da referida subregulamentação. Será ainda importante que a ERSE defina um calendário que torne previsível a implementação da regulamentação e da subregulamentação.

7. Consideração do modelo de gestão de riscos e garantias

A ERSE, reconhecendo a necessidade de alterar o modelo de gestão de riscos e garantias nos setores elétrico e do gás natural, nomeadamente no que diz respeito aos procedimentos, aos meios de prestação e à atualização das garantias, aos custos e às consequências de incumprimentos de obrigações por parte de agentes de mercado, lançou em outubro de 2016 uma pré-consulta sobre o modelo de riscos e de garantias comum para a eletricidade e gás natural.

Esta consulta alimentou a revisão regulamentar que veio a ser concretizada em finais de 2017, mas apenas para o setor elétrico. O quadro regulamentar aprovado previa a existência de uma entidade única, encarregue de efetuar a aferição de riscos e gestão de garantias. Até à concretização dessa entidade, a ERSE aprovou a Diretiva n.º 11/2018, de 16 de julho, com um conjunto de regras transitórias.

A presente proposta de revisão regulamentar mantém, no essencial, o quadro de regras que já constavam dos anteriores RRC de ambos os setores, ainda que, no caso particular do setor elétrico, o contexto legal tenha evoluído para a identificação de uma entidade que atue como gestor integrado de garantias, a par da consideração de um conjunto de normas que devem orientar a atribuição, prudencial, de registo às entidades a operar como comercializador e que fazem parte do anexo VIII.

Importa referir que a redação proposta no artigo 375.º, comum aos dois setores, remete para o anexo VIII cujo conteúdo se aplica exclusivamente ao Setor Elétrico Nacional. Esta opção por parte da ERSE evidencia, no entendimento do CT, uma contradição com o explanado no Documento Justificativo ao referir que *"o texto regulamentar agora proposto é amplo, de modo a poder conter, se for essa a vontade do legislador, conteúdo semelhante para o setor do gás natural, relativamente ao que agora existe de modo específico para o setor elétrico"*.

Sendo esse o propósito da entidade reguladora, o CT chama a atenção para a necessidade de a proposta em análise conter as normas que constituem o atual regime em vigor relativo ao modelo de gestão de riscos e garantias para o setor do gás, sob pena de vir a existir um vazio regulamentar nesta matéria.

Em síntese e de modo a clarificar a situação referenciada, o CT entende que seria mais adequado manter transitoriamente para o setor do gás as regras que atualmente lhe são aplicáveis e apenas fazer a extensão do regime estabelecido na Diretiva n.º 2-A/2020, de 14 de fevereiro, que integrará o Anexo VIII, após norma habilitante que o permita.

Pela sua natureza, estes sectores tendem cada vez mais a estar interligados, nomeadamente na atividade comercial (oferta dual), pelo que o CT considera adequado a aprovação de um regime comum a ambos os setores, devendo, nesse caso, tal opção ser precedida de consulta pública como sucedeu aliás no setor elétrico.

IV
CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que, na proposta apresentada pela ERSE, deverão ser tidas em conta as recomendações constantes deste parecer.

Aprovado em 28 de fevereiro de 2020.

[Parecer integral digitalizado]

3 PLANOS DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO

◆ Plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT) para o período 2024-2033 (PDIRG-2023) ◆ [Consulta Pública n.º 115]

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho "(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços."[127]

Ao CT compete, através das suas secções especializadas - setores elétrico e gás natural, emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT o documento "**Consulta Pública n.º 115 – Proposta de PDIRG 2023**"[128], cabendo ao CT emitir parecer até 20 de junho de 2023.

No decurso da elaboração deste Parecer:

- A REN efetuou, em 30/maio/2023, uma apresentação ao CT da Proposta em análise;
- A ERSE efetuou, em 5/junho/2023, uma apresentação ao CT da Proposta em análise. Assim, a Secção do Sector do Gás do CT emite o seguinte parecer:

I
GENERALIDADE

1. ENQUADRAMENTO

a) Procedimentos da consulta pública

O Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de Agosto, veio estabelecer a organização e o funcionamento do Sistema Nacional de Gás (SNG) bem como os regimes jurídicos aplicáveis às atividades de receção, armazenamento e regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL), de armazenamento subterrâneo de gás, de transporte e de distribuição de gás, incluindo as respetivas bases das concessões, bem como de produção de outros gases, de comercialização de gás, de organização dos respetivos mercados e de operação logística de mudança de comercializador.

Este Decreto-Lei estabelece também as regras relativas à Gestão Técnica Global do SNG, ao planeamento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT), ao planeamento da Rede Nacional de Distribuição de Gás (RNDG), à segurança do abastecimento e sua monitorização e à constituição e manutenção de reservas de segurança, procedendo ainda à transposição da Diretiva 2019/692, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2019, que altera a Diretiva 2009/73/CE que estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural.

De acordo com o disposto no n.º 1 do artigo 86º do referido Decreto-Lei "O planeamento da RNTIAT deve assegurar a existência de capacidade das infraestruturas, o desenvolvimento adequado e eficiente da rede e a segurança do abastecimento, e deve ter em conta as disposições e os objetivos previstos no Regulamento (CE) n.º 715/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, nomeadamente quanto ao plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária,

[127] Cf. artigo 45º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.
[128] Ref: E-Tecnicos/2023/732/JE/pl, de 8 de maio.

no âmbito do mercado interno do gás, e ainda detalhar os investimentos e infraestruturas a desenvolver por forma a habilitar o sistema a contribuir para os objetivos do PNEC e do RNC".

O nº. 2 deste artigo determina que o operador da RNTG deve elaborar, nos anos ímpares, um plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT (PDIRG) que, nos termos do n.º 4, deve ter em consideração os seguintes elementos:

a) O relatório anual de monitorização da segurança do abastecimento mais recente;

b) A caracterização da RNTIAT elaborada pelo operador da RNTG, em conformidade com os objetivos e requisitos de transparência previstos no Regulamento (CE) n.º 715/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, que deve conter a informação técnica necessária ao conhecimento da situação das redes e restantes infraestruturas, designadamente das capacidades nos vários pontos relevantes da rede, da capacidade de armazenamento subterrâneo e dos terminais de GNL e do respetivo grau de utilização;

c) Os PDIRD elaborados, no ano par anterior, pelos operadores da RNDG;

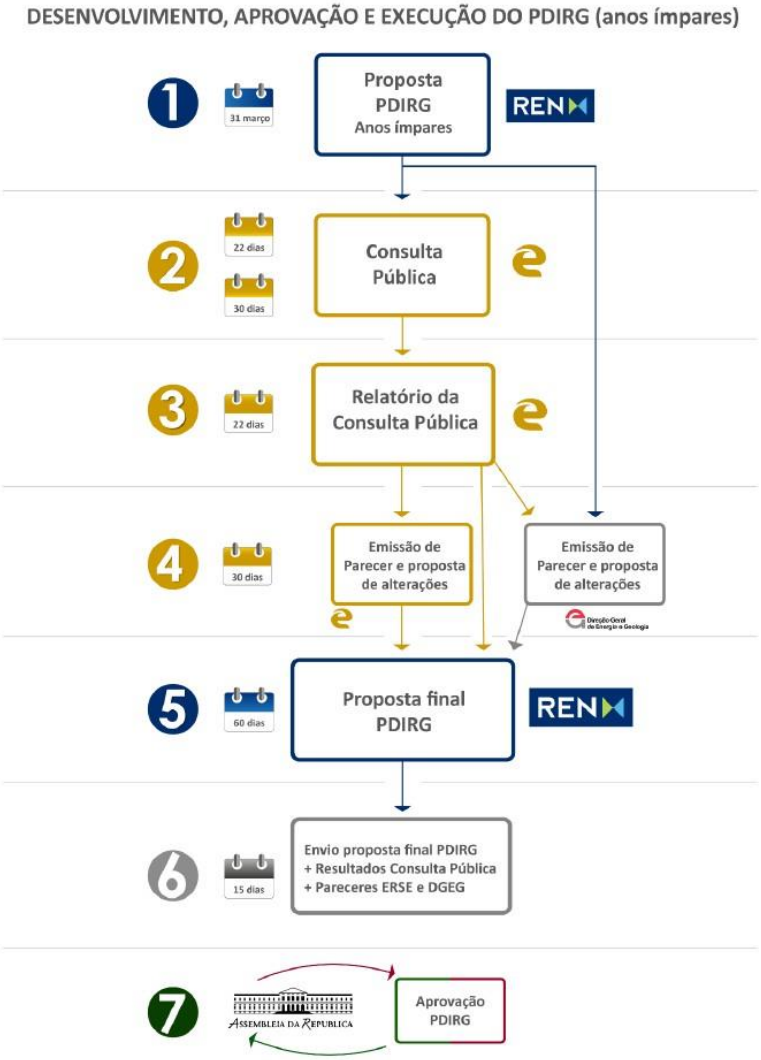
d) Os pedidos de ligação à rede de produtores de gases de origem renovável, bem como as composições esperadas do gás decorrentes da injeção de outros gases.

O Procedimento de elaboração do PDIRG encontra-se previsto no artigo 87º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, e contempla as seguintes fases:

1. Até ao final do 1.º trimestre de cada ano ímpar, o operador da RNTG deve apresentar a proposta de PDIRG à Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) e à ERSE;
2. Recebida a proposta de PDIRG, a ERSE dispõe de 22 dias para promover a sua consulta pública, com duração de 30 dias;
3. Nos 22 dias subsequentes, a ERSE elabora o respetivo relatório que, juntamente com os contributos recebidos e nesse mesmo prazo, é levado ao conhecimento da DGEG e do operador da RNTG;
4. No dia seguinte ao envio do relatório da consulta pública, inicia -se o prazo de 30 dias para cada uma das entidades, DGEG e ERSE, emitirem e comunicarem entre si e ao operador da RNTG o respetivo parecer que pode determinar a introdução de alterações à proposta;
5. Recebidos os pareceres da DGEG e da ERSE, o operador da RNTG dispõe do prazo de 60 dias para enviar à DGEG a proposta final do PDIRG que deverá ter em conta os resultados da consulta pública e incorpora as alterações determinadas nos pareceres emitidos;
6. Após a receção da proposta final do PDIRG, a DGEG dispõe de um prazo de 15 dias para enviá-la ao membro do Governo responsável pela área da energia, acompanhada do parecer da ERSE e dos resultados da consulta pública;
7. O membro do Governo responsável pela área da energia submete, então, no prazo de 15 dias, a proposta de PDIRG a discussão na Assembleia da República;
8. Por fim, após a receção do parecer da Assembleia da República, o membro do Governo responsável pela área da energia decide sobre a aprovação do PDIRG, no prazo de 30 dias.

A Figura seguinte ilustra o Procedimento de elaboração do PDIRG e as respetivas fases.

Figura 1-1 – Procedimento de elaboração do PDIRG



FONTE: ERSE (Proposta de PDIRG 2023-Consulta Pública Pág. 3)

Assim, dando cumprimento ao disposto nas suprarreferidas disposições legais do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, na sua redação atual, a REN Gasodutos, enquanto operador da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG), apresentou à DGEG e à ERSE, a proposta de plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT para o período 2024-2033 (PDIRG 2023), objeto da presente Consulta Pública.

b) Enquadramento legal nacional

Para além do citado Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, existem outros diplomas legais sobre o setor energético, e particularmente sobre o setor do gás, com relevância para a análise da proposta de PDIRG 2023, destacando-se os que resultaram da determinação da União Europeia (UE) da obrigação de os estados membros apresentarem um Plano Nacional integrado de Energia Clima para 2021-2030, que inclui as metas nacionais, os contributos, as estratégias e as medidas para cada uma das cinco dimensões da União da Energia: a descarbonização, a eficiência energética, a segurança energética, o mercado interno da energia, bem como a investigação, a inovação e a competitividade.

Neste contexto de transição energética, foram desenvolvidos e publicados, a nível nacional, vários instrumentos para responder ao compromisso de assegurar a neutralidade das emissões até ao final de 2050, de que se destacam:

- O Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050) – aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros nº. 107/2019, de 1 de julho,
- O Plano Nacional Energia-Clima 2030 (PNEC 2030) – aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 53/2020, de 10 de julho, e
- A Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2) - aprovada pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2020, de 14 de agosto.

Mais recentemente, as políticas europeias para a energia, que tentam dar resposta às dificuldades e às perturbações do mercado mundial da energia suscitadas pela invasão da Ucrânia pela Rússia, demonstram a necessidade de adequar o processo da transição energética em curso e de este ser articulado com os diversos instrumentos de política energética.

Assim, a problemática da dependência do gás russo e o tema dos preços do gás e da eletricidade nos mercados europeus justificam a necessidade da revisão dos planos e metas nacionais para a transição energética, nomeadamente através da revisão do PNEC 2030, processo já iniciado.

c) Enquadramento legal europeu

A nível europeu existem vários instrumentos legislativos com impacto na elaboração dos PDRIG, de que se destacam:

1. A Diretiva (UE) 2019/692, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril, que altera a Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, que estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural, contém os princípios gerais e as competências dos operadores das redes de transporte e das entidades reguladoras relativos à elaboração de planos de desenvolvimento e investimento nas infraestruturas, remetendo a sua disciplina para o Regulamento (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho.
2. O Regulamento (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, de aplicação direta e obrigatória a nível nacional, relativo às condições de acesso às redes de transporte de gás natural, estabelece o conceito de plano decenal, a ser apresentado de dois em dois anos, como um dos pilares do desenvolvimento das infraestruturas de gás natural europeias.
3. O Regulamento (UE) n.º 2017/1938, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro, relativo a medidas destinadas a garantir a segurança do aprovisionamento de gás natural, que estabelece, respetivamente nos seus artigos 5.º e 6.º, as normas relativas a infraestruturas e as normas relativas ao aprovisionamento.
4. O TEN-E, ou Redes Transeuropeias de Energia, programa da União Europeia que visa promover o desenvolvimento de infraestruturas energéticas em toda a UE, bem como melhorar o funcionamento do mercado interno da energia e inclui a identificação dos principais projetos de infraestrutura de energia, a sua implementação e o desenvolvimento de um conjunto de políticas estratégicas para as infraestruturas de energia.

   O TEN-E foi criado em 1996 e sofreu várias revisões sendo de destacar o último processo de revisão, iniciado em 2020 e que culminou no Regulamento (UE) n.º 2022/869, de 30 de maio, que altera os Regulamentos (CE) n.º 715/2009, (UE) 2019/942 e (UE) 2019/943 e as Diretivas 2009/73/CE e (UE) 2019/944 e que revoga o Regulamento (UE) n.º 347/2013. O programa visa promover a integração de fontes de energia renováveis, melhorar a eficiência energética e aumentar a segurança do

abastecimento de energia na UE, nomeadamente reforçando o planeamento integrado entre os diferentes vetores energéticos.

Esta revisão teve igualmente em conta os objetivos quer da "Estratégia Europeia para o Hidrogénio da Comissão Europeia", quer da "Estratégia para a integração do Sistema Energético da Comissão Europeia", ambas publicadas em 8 de julho de 2020.

5. O Plano *REPowerEU* da Comissão Europeia, de 8 de março de 2022, com o objetivo de tornar a Europa independente dos combustíveis fósseis russos antes de 2030.
6. O Regulamento (UE) n.º 2022/1032 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 29 de junho de 2022, que altera os Regulamentos (UE) n.º 2017/1938 e (CE) n.º 715/2009 no que respeita ao armazenamento.
7. O Regulamento (UE) n.º 2022/1369 do Conselho, de 5 de agosto de 2022, relativo a medidas coordenadas de redução da procura de gás.

2. PROPOSTAS DE PDIRG ANTERIORES

a) Principais recomendações do parecer da ERSE à proposta de PDIRG 2021

No parecer relativo à proposta de PDIRG 2021, o CT formulou um conjunto de recomendações, a saber:

1. Relativamente ao projeto complementar do eixo nacional de transporte de hidrogénio, cujo objetivo é o recondicionamento da rede existente para que a mesma possa vir a ser compatível com concentrações até 100% de hidrogénio, o CT reconheceu e sublinhou a prudência da REN em propor para futuras edições do PDIRG os investimentos necessários, beneficiando de maior conhecimento sobre a matéria, resultado de estudos a desenvolver e até de desenvolvimentos tecnológicos que possam vir a surgir.
2. Que haja grande ponderação na abordagem aos projetos de investimento que venham a ser considerados no âmbito do eixo nacional de transporte de hidrogénio em futuros PDIRG, assegurando a necessária análise custo-benefício, tendo em conta:
   i. a natureza meramente indicativa das trajetórias de incorporação de hidrogénio para o horizonte 2040-2050, que serão certamente alvo de clarificação e decisão futura pelo Concedente;
   ii. o conhecimento existente sobre a matéria que carece de aprofundamento.
3. O CT sublinhou que, em ambas as situações acima descritas, e tratando-se de investimentos muito elevados e resultantes de opções de política energética, nomeadamente no âmbito do cumprimento dos objetivos da transição climática, deverá ser incentivado o recurso a fontes de financiamento comunitárias e/ou nacionais antecipadamente previstas com o propósito de minimizar o impacto tarifário destes projetos futuros.
4. O CT reiterou o expresso relativamente ao Parecer do PDIRD-GN 2020 sobre a importância de a ERSE manifestar ao legislador a necessidade de alinhamento dos objetivos de política energética constantes na EN-H2 com os do PNEC 2030.
5. O CT considerou de grande importância a realização dos estudos apresentados pelo operador da RNTG no PDIRG 2021 para a preparação da capacitação de infraestruturas para incorporação de hidrogénio, de forma a garantir:
   - A segurança e eficiência na operação das infraestruturas;
   - A segurança e eficiência da utilização desta nova mistura nas instalações dos clientes;
   - A correta medição da qualidade da mistura e o impacto nos equipamentos dos clientes domésticos e industriais;

- A medição da composição e do poder calorifico da mistura de forma a garantir a faturação correta aos clientes.

6. Relativamente aos Projetos de Investimento na Gestão Técnica Global (GTG), o CT considerou, por uma questão de transparência, que o PDIRG deverá incluir a fundamentação dos investimentos propostos e da sua valorização com vista a uma análise macro do impacte dos mesmos no setor do gás.

7. Por outro lado, foi manifestada preocupação quanto ao impacto tarifário que se perspetiva. A justificação apresentada para o potencial incremento nas tarifas deixou clara a relação de dependência entre os vários setores energéticos, em particular o impacto que as opções no mix energético na produção de eletricidade originam no setor do gás e na sua estrutura de custos.

8. O CT considerou, à semelhança do reiterado em pareceres anteriores, que deve ser desenvolvido um quadro legal e regulamentar que potencie a aplicação, em caso de emergência e de forma clara, de medidas de atuação do lado da procura não baseadas no mercado, como sejam algumas das identificadas no Anexo VIII do Regulamento n.º 2017/1938.

9. O CT reforçou a importância de se manterem as infraestruturas de gás existentes como base para uma solução custo-eficiente da redução das emissões de gases com efeito de estufa (GEE). Entendeu o CT ser importante um alinhamento dos investimentos nas infraestruturas de gás com a visão e metas do RNC 2050, PNEC 2030 e EN-H2, sem prejuízo da competitividade da indústria exportadora e do acesso dos consumidores a preços de energia competitivos, mesmo em contexto de transição energética.

   Assim, o CT considera necessária a definição de metas claras e coerentes que permitam um ritmo viável de incorporação de gases renováveis e, consequentemente, uma proposta de realização dos investimentos com a necessária segurança e equilíbrio económico.

   A finalizar, concluiu o CT que o setor do gás se apresenta como uma opção válida para potenciar o cumprimento dos objetivos nacionais de incorporação de fontes renováveis no consumo final de energia e para a descarbonização, com particular ênfase na indústria, nos transportes e na produção de eletricidade.

b) Investimento proposto no PDIRG 2021

Na proposta de PDIRG 2021 apresentada pelo Operador, e ainda a aguardar aprovação, os projetos apresentados, à semelhança do que sucedeu com a proposta de PDIRGN 2019, estão organizados em dois grandes grupos: o dos Projetos Base e o dos Projetos Complementares.

2.1. PROJETOS BASE

Os Projetos Base do PDIRG 2021 incluíram:

i. Os projetos de remodelação e modernização de ativos em serviço, por obsolescência, das instalações da RNTIAT e intervenções na envolvente das infraestruturas para aumento da resiliência e adaptação às alterações climáticas de forma a manter a eficiência operacional das instalações;

ii. Os projetos destinados a garantir a continuidade e a qualidade de serviço em pontos de ligação a utilizadores da rede já constituídos (pontos de entrega aos Operadores das Rede de Distribuição (ORD), pontos de entrega em alta pressão e interligações);

iii. Os projetos destinados ao cumprimento de compromissos previamente acordados com clientes em AP e/ou com os ORD relativamente à disponibilização de novos pontos de entrega ou expansão dos já existentes, no caso dos ORD em articulação com os projetos dos operadores das redes de distribuição considerados nos seus PDIRD;

iv. Os projetos de investimento necessários à sustentabilidade e à garantia de funcionamento da atividade de GTG.

2.2. PROJETOS COMPLEMENTARES

No PDIRG 2021 não foi proposta a realização de projetos complementares.

O ORT apresentou, no entanto, um conjunto de projetos que designou por complementares à proposta de PDIRG, decorrentes de novas necessidades com origem externa à RNTIAT e que não representam compromissos já assumidos pelo ORT.

A realização destes projetos está condicionada à manifestação do interesse na sua realização por parte de *stakeholders* externos, bem como à confirmação do Concedente quanto ao interesse, concordância e data de realização dos mesmos.

Ainda assim, foram descritos de forma muito sumária três futuros projetos complementares, designadamente:

i. projeto complementar do eixo nacional de transporte de hidrogénio,

ii. projeto complementar da 3.ª interligação Portugal-Espanha,

iii. projeto complementar de abastecimento de bancas de GNL em Sines.

2.3. MONTANTES PROPOSTOS

Na proposta de PDIRG 2021, o Operador da RNTG propôs para o primeiro quinquénio (2022-2026) um montante de 87,4 milhões de euros e, para o segundo quinquénio (2027-2031), um montante que ascende a 49,3 milhões de euros. A soma destes dois montantes é 136,7 milhões de euros.

Por sua vez, na proposta de PDIRG 2021 elaborada pela REN é referido que "o valor total a CDE de novo investimento proposto neste plano em projetos de remodelação e modernização nas infraestruturas da Rede Nacional de Transporte de Gás, no TGNL de Sines, no Armazenamento Subterrâneo, na Gestão Técnica Global e na adaptação para a introdução de misturas de hidrogénio (sem subsídio de fundos europeus), sobre o qual deverá recair a apreciação em sede da presença de PDIRG, é de 124,3 M€."

Estes 124,3 milhões de euros correspondem ao somatório de 79,5 milhões de euros para o primeiro quinquénio (2022-2026) com 44,8 milhões de euros para o segundo quinquénio.

De notar que estes montantes, de acordo com as indicações disponíveis, não estão ainda aprovados. No entanto, os Operadores das Infraestruturas em AP, no cumprimento das obrigações decorrentes da concessão, têm promovido os investimentos necessários à segurança e fiabilidade do abastecimento, bem como a manutenção do nível da qualidade de serviço.

Relembra-se que tem sido crítica recorrente do CT a ausência de aprovação dos investimentos propostos ou a sua aprovação demasiado tardia.

II
ESPECIALIDADE

A. INVESTIMENTO INSCRITO NA PROPOSTA DE PDIRG 2023

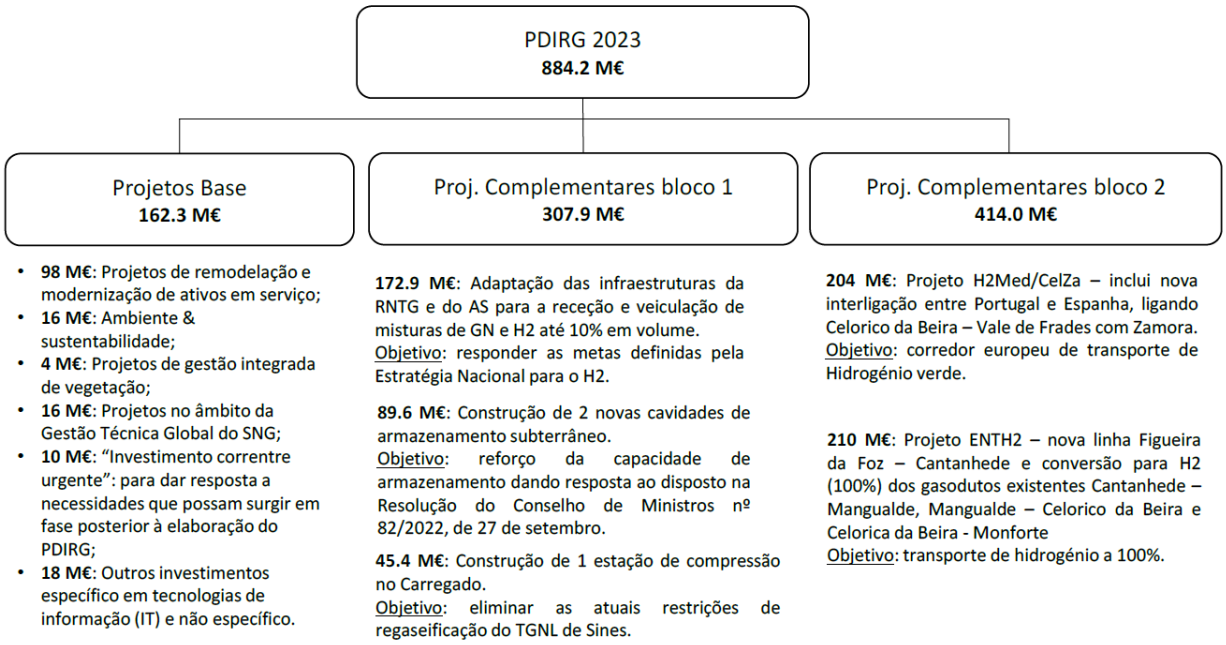
A proposta de PDIRG 2023, para o período 2024-2033, no montante total de 884,2 milhões de euros, engloba projetos nas 3 infraestruturas em alta pressão:

- Rede Nacional de Transporte (RNTG);
- Terminal de GNL de Sines (TGNL);
- Armazenamento Subterrâneo do Carriço (AS).

O montante total de investimento inclui encargos de estrutura, de gestão e financeiros. A REN divide este investimento em dois conjuntos principais de projetos:

- Projetos Base (investimento de modernização e/ou de eficiência operacional cuja proposta é de exclusiva responsabilidade direta da REN como Operador de rede);
- Projetos Complementares (investimento de desenvolvimento de novas infraestruturas cuja necessidade decorre de decisão de política energética):
    - Projetos Complementares – bloco 1 relativo a investimento associado a projetos de GN ou projetos que permitem o *blending* GN/H2:
        - Adaptação da RNTIAT a misturas de H2 até 10%;
        - Novas Cavidades AS;
        - Estação de Compressão do Carregado.
    - Projetos Complementares – bloco 2 dedicado exclusivamente ao vetor Hidrogénio:
        - Interligação PT H2 CelZa (Gasoduto Celorico da Beira – Zamora);
        - ENT-H2 (Eixo Nacional Transporte de Hidrogénio).

O investimento é distribuído pelos diferentes blocos de projetos da seguinte forma:

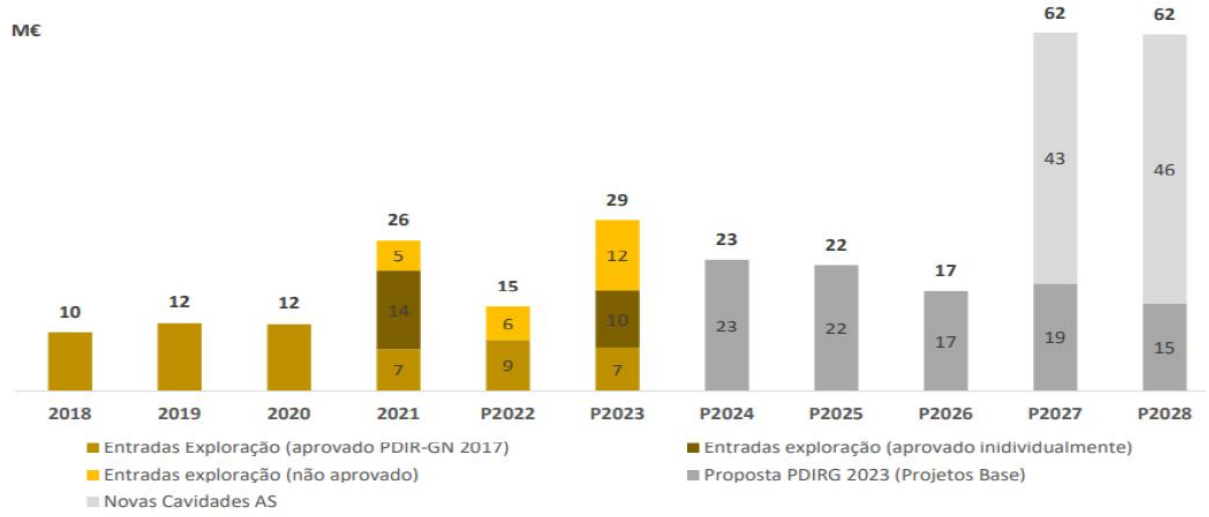


Fonte: Conselho Tarifário

B. EVOLUÇÃO TEMPORAL DO INVESTIMENTO

A figura seguinte pretende evidenciar a evolução prevista de entrada em exploração do investimento inscrito na proposta de PDIRG 2023 até 2028, desagregada por Projetos Base, por um lado, e pelo Projeto Complementar associado à construção das novas cavidades no AS (prevista na Resolução de Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro).

Figura 3-4 – Evolução do Investimento entrado em exploração (real e previsional)



Fonte: ERSE e Proposta de PDIRG 2023

O CT constata que a média do investimento entrado em exploração entre 2018 e 2023, sendo os anos 2022 e 2023 previsionais, aprovado em sede de PDIRGN 2017 e 23,5 M€ aprovados em processo autónomo, representa um montante de cerca de 14 M€/ano.

Na proposta de PDIRG 2023, se todos os Projetos Base forem concretizados, o valor médio de investimento será de 19 M€/ano, no período entre 2024 e 2028, ou 37 M€/ano se considerarmos o projeto complementar de construção das cavernas AS, cuja concretização se encontra prevista na Resolução de Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro.

O CT regista que, sobre o montante de projetos a concretizar no primeiro quinquénio até 2028, num total de 95,2 milhões de euros, o operador da RNTG considera que 68,9 milhões de euros em investimento devem ser objeto de uma Decisão Final de Investimento (DFI), por parte do concedente, aquando da aprovação da atual proposta de PDIRG 2023, na medida em que são projetos de natureza urgente e que são indispensáveis para a manutenção da atividade da RNTIAT.

C. PROJETOS BASE

Os Projetos Base dependem, essencialmente, da iniciativa direta dos operadores da RNTIAT decorrente do estado da infraestrutura, com o objetivo de continuar a garantir a segurança, a resiliência, a sustentabilidade e a operacionalidade das instalações da RNTIAT em serviço, em conformidade com os critérios regulamentarmente estabelecidos e em cumprimento das obrigações inerentes às atividades concessionadas, tendo em conta a avaliação que os operadores da RNTIAT fazem sobre o estado dos ativos em serviço, a sua envolvente e respetivos riscos, a segurança de operação e fiabilidade das infraestruturas.

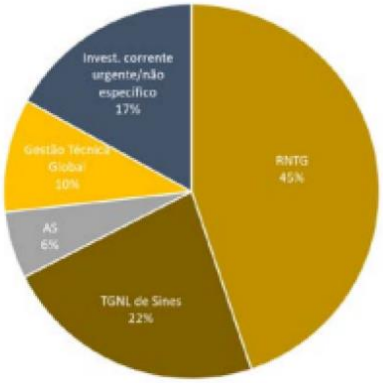
Incluem ainda, projetos que permitem assegurar as funções cometidas ao GTG do SNG e os que visam dar cumprimento a compromissos com os ORD relativamente à ligação das respetivas redes à RNTG.

O quadro e a figura seguintes desagregam, por infraestrutura e natureza do custo, os investimentos em Projetos Base inscritos na proposta de PDIRG 2023.

Quadro 3-1 – Investimento em Projetos Base inscrito na proposta de PDIRG 2023

Projetos Base (M€)	Total 2024-2033	1º Quinquénio 2024-2028	2º Quinquénio 2029-2033
RNTG	**72,8**	**37,9**	**34,9**
Remodelação e Modernização	54,8	29,7	25,1
Ambiente e Sustentabilidades	13,6	6,0	7,6
Gestão Integrada da Vegetação	4,4	2,2	2,3
TGNL de Sines	**36,7**	**23,0**	**13,7**
Remodelação e Modernização	35,4	22,1	13,3
Ambiente e Sustentabilidades	1,3	0,9	0,4
AS	**9,4**	**5,7**	**3,7**
Remodelação e Modernização	8,0	4,5	3,5
Ambiente e Sustentabilidades	1,4	1,2	0,2
Gestão Técnica Global	**15,9**	**9,7**	**6,2**
Gestão Técnica Global do SNG e RTS	15,9	9,7	6,2
Invest. corrente urgente/não específico	**27,5**	**18,8**	**8,7**
Invest. corrente urgente	9,7	9,7	0,0
IT e Invest. não específico	17,8	9,1	8,7
Total	**162,3**	**95,2**	**67,1**
DFI	-	**68,9**	-

Figura 3-5 – Desagregação dos Projetos Base



Fonte: ERSE e Proposta de PDIRG 2023

Num total de 95,2 milhões de euros a concretizar no primeiro quinquénio, os operadores da RNTIAT identificam um montante de 68,9 milhões de euros em investimento para o qual consideram ser necessário o concedente emitir uma DFI aquando da aprovação da atual proposta de PDIRG 2023, e que, basicamente, inclui projetos que devem entrar em exploração nos anos 2024 a 2026. Neste montante (68,9 milhões de euros) está a incluída a necessidade de emissão de DFI para 2 projetos associados ao Terminal de GNL, designadamente o projeto de construção da 4.ª baía de enchimento de cisternas e o projeto de instalação de novos cabeços de amarração no cais de acostagem no montante de 7M€ nos anos 2027/28.

Em síntese, os projetos base incluem:

- Projetos de remodelação e modernização de ativos em serviço ("Modernização"), por obsolescência, das instalações da RNTIAT, de forma a manter a eficiência operacional das instalações, bem como compatibilização com a evolução tecnológica e digitalização dos processos;
- Projetos destinados a garantir a continuidade e a qualidade de serviço em pontos de ligação a utilizadores da rede já constituídos (pontos de entrega à Rede Nacional de Distribuição de Gás, a consumidores diretos em alta pressão e nas interligações);
- Projetos para cumprimento de compromissos acordados com consumidores em alta pressão e/ou com os ORD relativamente à disponibilização de novos pontos de entrega ou expansão dos já existentes, no caso dos ORD em articulação com os projetos considerados nos planos de desenvolvimento e investimento das respetivas redes de distribuição;
- Projetos impulsionadores da descarbonização da operação das infraestruturas, quer por via da redução das emissões de CO2, quer pela incorporação de gases de origem renovável, projetos de autoconsumo, de combate às alterações climáticas e mitigação do respetivo risco, bem como para prevenção e redução das emissões de metano;
- Projetos de gestão integrada de vegetação que visam assegurar a resiliência das infraestruturas a fenómenos climáticos extremos, nomeadamente incêndios, atuando na sua envolvente;

- Projetos no âmbito da GTG do SNG, nomeadamente nas vertentes operação do SNG e operação de Mercado, e Rede de Telecomunicações de Segurança;
- "Investimento corrente urgente", que visa dar resposta a necessidades que decorram de elementos supervenientes ou que venham a ser identificadas ou mais bem definidas em fase posterior à da elaboração do presente PDIRG e que requeiram uma solução urgente e/ou não compatível com os prazos e aprovação dos PDIRG;
- Investimento em tecnologias de informação ("IT") e não específico, rubrica "IT e Investimento não específico", que inclui despesas realizadas com a aquisição ou construção de ativos fixos tangíveis que estejam afetos às funções de suporte dos operadores da RNTIAT, sendo composto por exemplo por sistemas informáticos, incluindo a cibersegurança, intervenções em edifícios e outras construções, equipamentos de transporte e outros equipamentos diversos.

Tratando-se de investimentos destinados a manter os ativos em condições técnicas de funcionamento, no cumprimento das obrigações inerentes ao serviço público destas atividades, o CT reconhece a necessidade de os Operadores da RNTIAT assegurarem a adequada fiabilidade e segurança dos ativos afetos às atividades concessionadas. Tais necessidades devem resultar de racionais fundados nas condições dos ativos e de contexto, atuais e previstas e não de uma eventual correlação de valores com os já realizados.

Com efeito, os operadores da RNTIAT devem procurar adaptar as suas propostas às circunstâncias concretas dos ativos afetos às atividades concessionadas e à dinâmica do setor, nomeadamente aos efeitos do contexto geopolítico, económico e tecnológico em acelerada transformação.

O CT considera, por isso, importante que sejam considerados, no PDIRG 2023, todos os custos associados a necessidades de investimento na rede, incluindo os montantes previstos para eventuais investimentos urgentes ("investimento corrente urgente"). Esta rúbrica totaliza no primeiro quinquénio, 2024-2028, 9,7 M€, representando cerca de 10% dos investimentos base propostos de 2024 a 2028.

Sendo um montante com impacto não despiciendo, é importante que seja previsto e quantificado no PDIRG, na medida em que a ERSE considera os investimentos inscritos no Plano para apuramento da base de ativos regulados, o que garante igualmente o acompanhamento e cumprimento dos mesmos critérios que os restantes projetos.

O CT reconhece também o esforço dos Operadores na melhoria do seu desempenho ambiental e de sustentabilidade. Para tal salienta os dois projetos de produção de energia solar térmica e solar fotovoltaica, nomeadamente:

- Projeto de "Instalação de Painéis Solares Térmicos e Fotovoltaicos na RNTG" em 16 instalações com um investimento esperado de 5M€;
- Projeto de "Instalação de Painéis Fotovoltaicos no TGNL e no AS" no valor de 1,3 M€ que produzirá cerca de 1.2GWh/ano.

Analisando no anexo 6 as "Fichas de consulta dos projetos de remodelação e modernização, sustentabilidade e dos investimentos na Gestão técnica global", constata-se o objetivo de produção de energia térmica para substituição dos consumos de gás natural e produção de energia elétrica para substituição de fornecimentos da rede.

No entanto, entende o CT que deveriam ser identificadas as poupanças em OPEX correspondentes à energia não adquirida, para que possa ser apurada a poupança líquida anual em custos correntes e o respetivo impacto tarifário futuro.

Nesse sentido, o CT recomenda a consideração dos projetos base propostos pelos Operadores da RNTIAT quando referidos requererem uma DFI, tendo subjacente os pressupostos expressos na presente proposta

de PDIRG, sem prejuízo da consideração dos restantes investimentos base tendo em conta a sua aferição posterior em futuras edições do PDIRG.

D. PROJETOS COMPLEMENTARES

A proposta de PDIRG 2023 contempla um conjunto de projetos de investimento designados de projetos complementares, cuja motivação decorre dos objetivos estratégicos e das orientações da política energética com impacto relevante na RNTIAT, não estando, por isso, circunscrita à iniciativa dos operadores. A concretização destes projetos, bem como a respetiva data objetivo de entrada em exploração, está condicionada à avaliação e decisão do Estado Concedente.

São apresentados quatro projetos complementares, dos quais três correspondem (i) à adaptação da RNTG e do AS do Carriço a misturas de gás natural e hidrogénio até 10% em volume, (ii) à criação de duas novas cavidades do AS do Carriço e (iii) à estação de compressão do Carregado:

(i) Projeto de adaptação da RNTG e AS do Carriço a misturas de gás natural e hidrogénio até 10% em volume

Este bloco de projetos contempla investimentos que visam concretizar os objetivos definidos pela EN-H2, que identificou metas a atingir para a mistura de hidrogénio de origem renovável no gás veiculado na RNTG, concretamente de 1 a 5% até 2025 e de 10 a 15% até 2030.

Estas metas foram materializadas pela revisão da Lei de Bases do setor de gás no Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, onde é expressa a necessidade de garantir a conformidade das infraestruturas de gás natural para veiculação de gases de origem renovável, nomeadamente o hidrogénio (H2).

Considerado este desígnio nacional, revelou-se imperativo para as diversas concessionárias de serviço público associadas às infraestruturas e atividades da RNTG e do AS do Carriço, não só estudar a adaptação das infraestruturas de transporte e armazenamento de gás para acomodar gases de origem renovável até 10% e 100% de H2, mas também assegurar a sua certificação por uma entidade idónea de terceira parte.

Neste sentido, desenvolveram uma estratégia denominada de "Programa H2REN", lançado em 2022, com vista a avaliar a conformidade dos ativos e sistemas para *blending* incremental de H2. Este programa assegurou a contratação de um conjunto de entidades de referência no setor e com competências reconhecidas internacionalmente no vetor do H2 para a realização dos estudos de engenharia e de consultoria para avaliar e validar a adequação das infraestruturas para a operação H2. O programa definiu uma meta de, até ao final de 2023, assegurar a certificação até 10% de H2 no transporte e armazenamento, e, até ao final de 2024, identificar um *roadmap* de iniciativas para a conversão futura para 100% H2.

No que se refere à RNTG, é referido pela empresa que os investimentos que compõem esta edição do PDIRG confirmam a necessidade do que já havia sido apresentado no PDIRG anterior, identificando ainda necessidades adicionais para acomodar misturas de gás natural e H2 até 10% em volume. A introdução de H2 na RNTG obriga a um processo de reengenharia da infraestrutura, no sentido de verificar se o gasoduto de transporte de gás natural tal como foi concebido e construído cumpre os requisitos exigidos para a conversão e operação com misturas de gás natural e H2.

Os primeiros resultados do projeto de adequação do AS do Carriço para acomodar misturas de H2 com gás natural até 10% em volume evidenciam necessidades, riscos e incertezas quanto às intervenções necessárias para a adaptação à presença de hidrogénio, mesmo para baixas concentrações, nomeadamente no que concerne à integridade das cavidades e respetivos poços de acesso. Os resultados preliminares indiciam que o AS do Carriço, mesmo com baixas concentrações de volume de H2, irá necessitar de intervenções de fundo para garantir a segurança e a qualidade de operação da instalação.

A REN introduziu, portanto, no PDIRG 2023 o conjunto de investimentos necessários para assegurar a adaptação das infraestruturas no quadro da política pública em Portugal de forma a viabilizar o cumprimento das metas de neutralidade carbónica.

O CT reconhece a prudência do ORT na elaboração de estudos que permitam obter uma avaliação técnica e económica sobre a necessidade de adaptar as infraestruturas às metas definidas pela EN-H2.

O montante de investimento apresentado na proposta de PDIRG 2023 para este bloco de projetos complementares ascende a 173 M€ (estimados a custos totais), dos quais 129 M€ relativos à adaptação das infraestruturas do AS do Carriço e 44 M€ relacionados com a adaptação da RNTG, considerando uma mistura de H2 de origem renovável no gás até 10% por volume.

	Total	<2024	2024-28	2029-33
Total	**172,9**	**2,4**	**162,7**	**7,9**
RNTG	**44,1**	**2,2**	**36,0**	**5,9**
AS do Carriço	**128,9**	**0,3**	**126,7**	**1,9**

N.B. As diferenças nos totais são devidas ao arredondamento. Unidades: M€

Fonte: Sumário Executivo da proposta de PDIRG 2023

A empresa descreve que este projeto apresenta um potencial de descarbonização do SNG que, considerando uma estimativa associada à mistura de H2 de origem renovável no gás veiculado na RNTG de 5% em 2025, de 7% em 2027 e de 10% em 2030, permitirá a substituição parcial do gás natural veiculado na rede de transporte por H2 verde, contribuindo para evitar emissões de CO2 que ascendem a 130-143 kton em 2025, a 147-169 kton em 2027, e a 195-234 kton em 2030.

O CT reconhece a necessidade de os operadores da RNTIAT assegurarem a adequação e certificação de infraestruturas da RNTG e AS do Carriço no quadro da política pública vigente no setor da energia em Portugal, contribuindo de forma ativa para o processo de descarbonização do SNG.

O CT entende, contudo, como importante a monitorização do investimento a realizar nas infraestruturas neste âmbito nos próximos anos atendendo ao grau de conhecimento atual que os projetos apresentam, no sentido de garantir o apuramento preciso dos montantes de investimento necessários à capacitação das infraestruturas da RNTG e AS do Carriço.

Entende também como fundamental que se acompanhe o desenvolvimento da regulamentação europeia sobre este tema e a respetiva transposição para o quadro normativo de Portugal.

(ii) Novas cavidades para o Armazenamento Subterrâneo do Carriço

A proposta de PDIRG 2023 inclui um projeto de construção de duas novas cavidades de armazenamento subterrâneo no valor de 89,6M€ que visa dar resposta ao disposto da Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro, que determinou que o Operador do AS do Carriço assegure o reforço da capacidade de armazenamento instalada em Portugal com duas cavidades adicionais, nomeadamente através das suas infraestruturas, a fim de:

– Obter um montante complementar de capacidade de armazenamento subterrâneo nas infraestruturas do AS do Carriço de 1,2TWh;

– Permitir acomodar nesse armazenamento subterrâneo a totalidade de reservas estratégicas ou outras que venham a ser definidas.

As duas novas cavidades de armazenamento de gás serão desenvolvidas também numa perspetiva futura, ficando desde o início preparadas para poderem vir a armazenar 100% de H2.

O montante de investimento previsto para este projeto complementar reparte-se em 43,2 M€ para a caverna 1 e 46,4 M€ para a caverna 2, com datas de entrada em exploração em 2027 e 2028, respetivamente.

Quadro 3-3 Montantes de investimento do Projeto Complementar de construção das duas cavidades do Armazenamento Subterrâneo

Novas Cavidades do Armazenamento Subterrâneo	PDIRG 2023 2024-2033	Entradas em Exploração				
		2024	2025	2026	2027	2028
AS	**89,6**				**43,2**	**46,4**
Caverna1	43,2				43,2	0
Caverna2	46,4				0	46,4
						(M€)

Fonte: Proposta de PDIRG 2023

Importa realçar que não foi inscrito na proposta de PDIRG 2023 qualquer valor associado à aquisição de gás de enchimento das cavernas ("*cushion gas*"), cujo custo terá de ser adicionado ao total de investimento projetado para a construção.

O CT considera que seria interessante que o operador do AS iniciasse consultas para a aquisição antecipada de energia (*cushion gas* e eletricidade para a lixiviação) de forma a limitar efeitos de picos de preço das *commodities* no custo da construção das duas novas cavernas.

Conforme apresentado pela Empresa, a construção destas duas cavidades deve ser articulada com as intervenções a realizar, parcial ou totalmente, nas adaptações das atuais cavidades para receber misturas de gás natural com H2, no sentido de capitalizar sinergias ao nível das intervenções técnicas, na perspetiva de minimização do tempo de execução e otimização dos custos de ambos os projetos.

O CT regista de forma positiva as sinergias apontadas pelo operador e a importância da adaptação das cavidades para receber misturas de gás natural com H2, garantindo a utilização da infraestrutura de gás no sentido de cumprir com os desígnios da transição energética e os objetivos das políticas públicas para o setor.

No que toca à capacidade de extração, no âmbito deste projeto de desenvolvimento, entende o operador que aquela deve ser coerente com a capacidade de compressão existente, de forma a equilibrar os ciclos de operação da armazenagem.

O projeto preconiza o aumento da capacidade máxima de armazenagem de energia, por questões de segurança de abastecimento permitindo aumentar a autonomia pelo volume de gás adicional armazenado, não se relacionando diretamente com a capacidade máxima de extração ou injeção, em cumprimento das pretensões definidas nas políticas energéticas, o que o CT regista positivamente.

(iii) Estação de compressão do Carregado

O último projeto complementar incluído na proposta de PDIRG 2023 corresponde à construção de uma estação de compressão no Carregado, com um montante de investimento previsto de 45 M€.

A Empresa fundamenta a necessidade da realização deste investimento com o objetivo de aumentar a capacidade de emissão de gás a partir do Terminal de GNL para a rede de transporte de gás, permitindo melhores condições de pressão de exportação de gás através das interligações de Campo Maior e Valença do Minho.

Segundo a Empresa, a nova unidade de compressão "*permitirá eliminar as atuais restrições de regaseificação do TGNL de Sines para a RNTG, possibilitando o escoamento de um caudal de gás mais elevado com origem no TGNL de Sines, aumentando a capacidade de receção da rede de transporte de 229 GWh/d para 321 GWh/d. A potência desta estação de compressão cifrar-se-ia em cerca de 12 a 14 MW, com capacidade para movimentar caudais na ordem de 650 000 m3/h e com uma impulsão de 35 a 40 bar, com impacto no incremento da capacidade de exportação de gás em ca. de 20 GWh/d.*"

O Operador da RNTG refere ainda na proposta de PDIRG 2023 que, "*tendo por base a evolução da procura de gás e das pontas diárias de consumo para os próximos dez anos, bem como a aplicação dos indutores e respetivos atributos de planeamento e tendo em conta as atuais capacidades das infraestruturas, a EC Carregado detém os seguintes atributos benefícios:*

- *Integração de Mercados e interoperabilidade - reserva de capacidade, capacidade bidirecional, IHH da capacidade, IHH[129] do aprovisionamento e capacidade de armazenamento;*
- *Concorrência - IHH da capacidade, dependência dos fornecedores, IHH do aprovisionamento e capacidade de armazenamento;*
- *Segurança do abastecimento - reserva de capacidade, capacidade bidirecional, IHH da capacidade, dependência dos fornecedores, IHH do aprovisionamento, capacidade de oferta (indicador "critério N-1") e capacidade de armazenamento.*"

O CT nota que este investimento está previsto ser integrado na rede atual de gás, e pretende reforçar a capacidade de entrada a partir do terminal de Sines e melhorar condições de pressão de exportação de gás através das interligações de Campo Maior e Valença do Minho.

Não se prevendo um fluxo de gás superior ao atual neste ponto, e estando o Operador a cumprir com os padrões de qualidade de serviço, entende o CT que se deverá continuar a ponderar a sua execução, como se verifica desde 2008, data da sua aprovação.

De facto, não é apresentada na proposta de PDIRG 2023 uma data específica para entrada em exploração da nova estação de compressão, estando tal dependente da tomada de decisão quanto à sua efetiva construção e à data de decisão final de investimento.

O CT realça a importância de uma monitorização efetiva deste projeto bem como da data de decisão para realização do investimento com vista a garantir um equilíbrio global para o SNG entre o impacto do investimento a realizar e os objetivos que o projeto pretende salvaguardar.

E. PROJETOS COMPLEMENTARES DE HIDROGÉNIO

A proposta de PDIRG 2023 apresenta ainda um segundo conjunto de projetos complementares, designados por "projetos complementares de hidrogénio", dedicados em exclusivo ao transporte de hidrogénio.

Nesta categoria, são apresentados dois projetos, nomeadamente:

i. o projeto H2Med/CelZa, no âmbito do corredor europeu de transporte de hidrogénio verde, que inclui uma nova interligação entre Portugal e Espanha, ligando Celorico da Beira - Vale de Frades com Zamora e um gasoduto que conecta Barcelona e Marselha;

ii. o projeto do Eixo Nacional de Transporte de Hidrogénio ("ENTH2") constituído por uma nova ligação Figueira da Foz – Cantanhede (com possibilidade de ligação ao AS), bem como a conversão dos gasodutos existentes Cantanhede - Mangualde, Mangualde - Celorico da Beira e Celorico da Beira - Monforte.

[129] IHH – Índice de Herfindahl Hirschman

Segundo a proposta de PDIRG 2023, pretende-se a entrada em operação destes dois projetos em 1 de janeiro de 2030. Quanto à análise custo-benefício destas propostas, a proposta refere que "*dada a indefinição relativamente à metodologia a aplicar e os respetivos atributos de avaliação do PIC [Projetos de Interesse Comum], bem como a necessidade de ainda ter que ser consolidada informação que, à data da elaboração deste PDIRG ainda não se encontrava fixada, o presente PDIRG não apresenta uma análise específica de custo-benefício para estes projetos remetendo-se para momento posterior a sua aplicação*".

Compreendendo a importância deste vetor energético na Estratégia Europeia e Portuguesa, entende o CT que não é claro no documento apresentado o fundamento para a consideração dos troços escolhidos para iniciar o projeto de gasodutos dedicados ao transporte de hidrogénio. Em particular deveriam ter sido evidenciados os critérios de seleção dos troços a integrar neste PDIRG, bem como a indicação de eventuais alternativas, caso existam.

Adicionalmente, para um projeto desta dimensão e importância, em que se pretende constituir um corredor 100% de hidrogénio, deveria também ser considerada a maximização da utilização destas infraestruturas, sempre suportada por uma avaliação custo-benefício, incluindo traçados que permitam ligar projetos de produção de hidrogénio de escala relevante em curso, assim como os utilizadores capazes de substituir o seu consumo de gás por consumo de hidrogénio a 100% no âmbito dos seus planos de descarbonização, contribuindo para o cumprimento das metas de descarbonização nacionais.

O CT regista que não foi incluída na proposta de PDIRG 2023 uma análise de custo-benefício para os projetos complementares de hidrogénio, mesmo que com limitações derivadas de alguma indefinição dos objetivos estratégicos subjacentes. Igualmente, não sendo ainda conhecidos os critérios de avaliação de projetos PIC, qualquer proposta de investimento a suportar pelo SNG não pode deixar de ser acompanhada de algum tipo de análise que avalie comparativamente o investimento proposto face aos potenciais benefícios gerados para o SNG, no cumprimento das metas de descarbonização e para os seus utilizadores. A decisão de investimento deverá estar condicionada a uma análise custo-benefício positiva onde se inscrevam os benefícios para os seus utilizadores e para a melhoria da competitividade da economia nacional.

Efetivamente, deve ser identificado o potencial impacto propiciado pela exportação, por redução do custo médio desses troços devido ao pagamento de tarifas aplicadas ao gás exportado, a par dos benefícios esperados com a opção de descarbonização proporcionada aos utilizadores desses gasodutos.

O CT compreende a necessidade de proporcionar, a potenciais investidores na produção de hidrogénio, segurança na existência de uma rede que lhes permita escoar o seu produto. No entanto, tratando-se de infraestruturas a suportar por utilizadores do SNG e fora do SNG, no caso da exportação, os benefícios gerados por estes projetos deveriam resultar mais claros, assim como o efeito do recurso a financiamento comunitário.

Finalmente, tendo o governo já anunciado a intenção de rever a EN-H2, aprovada pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 62/2020, de 14 de agosto, qualquer compromisso de investimento nesta área, até atendendo à incipiência do setor do hidrogénio em Portugal, deve ser avaliado com prudência.

i. Projeto H2Med/CelZa

Este projeto é proposto no seguimento do acordo entre os governos de Portugal, Espanha e França para a criação de um corredor europeu para o transporte de hidrogénio verde. Estando prevista a ligação à rede de transporte espanhola em Vale de Frades/Zamora, torna-se necessário estender a ligação em território nacional de Celorico da Beira até esse ponto. É proposta a construção de um novo gasoduto 162 km e uma capacidade de transporte de 81 GWh/dia bidirecional.

Figura 3-8 – Troço Celorico da Beira – Vale de Frades do Projeto CelZa

Fonte: Proposta de PDIRG 2023

No documento de enquadramento, a ERSE nota que "*mesmo considerando o acordo estabelecido entre os representantes dos Estados Membros e a importância que o projeto pode representar no contexto da transição energética da UE, ainda existem questões importantes por decidir, nomeadamente a atribuição de financiamentos. Adicionalmente importa referir que, de acordo com a informação disponível, apesar destes projetos serem candidatos à sexta lista da União, a publicar previsivelmente em novembro de 2023, ainda não estão consolidados os critérios de avaliação dos projetos de hidrogénio […]*".

Apesar da existência de compromissos internacionais assumidos pelo governo português, o CT entende que estes projetos de política energética não deverão ser suportados na integra pelos utilizadores, mas devem ser objeto de financiamento europeu quanto possível ou outras fontes nacionais para a sua concretização, recorrendo-se ao financiamento através das tarifas apenas na proporção estritamente necessária e se justificado.

ii. Eixo Nacional de Transporte de Hidrogénio ("ENTH2")

O projeto ENTH2 é proposto como a continuidade do projeto H2Med/CelZa, sendo apresentado como uma rede bifurcada a partir de Celorico da Beira, local de término do gasoduto associado ao projeto H2Med/CelZa. Para maior clareza, considera-se preferível uma avaliação separada dos dois segmentos de rede do projeto proposto:

- Celorico da Beira – Figueira da Foz: é proposto um troço de rede entre Celorico da Beira e a Figueira da Foz, composto por gasodutos a converter (entre Celorico da Beira e Cantanhede) e um gasoduto a construir (entre Cantanhede e a Figueira da Foz). O operador da RNT identifica a Figueira da Foz como localização do "Figueira da Foz H2 Cluster/Valley", notando ainda a possibilidade de ligação da infraestrutura a construir ao armazenamento subterrâneo, no Carriço.
- Celorico da Beira – Monforte: é proposto um troço entre Celorico da Beira e Monforte, composto unicamente por gasodutos existentes, a converter para o transporte exclusivo de hidrogénio.

Figura 3-9 – Projeto CelZa e Eixo Figueira da Foz (c/ possibilidade de ligação ao AS do Carriço) – Cantanhede – Mangualde - Celorico da Beira - Monforte

Fonte: Proposta de PDIRG 2023

Quanto à conversão dos gasodutos existentes, a ERSE nota que "*a empresa refere que a mesma deve ser compatibilizada e coordenada com as necessárias intervenções ao nível das redes de distribuição e instalações de consumo que atualmente são servidas por aquelas linhas da RNTG. No entanto, a proposta de PDIRG 2023 não descreve ou apresenta o impacto da compatibilização e coordenação acima referidas*".

O CT entende que, face ao objetivo do projeto H2Med/CelZa de operar exclusivamente com hidrogénio, a ligação a Celorico da Beira precise de ser prolongada até centros de produção ou de consumo desse gás como parece ser o caso da Figueira da Foz. No entanto, em linha com o já referido, o CT nota que, ao basear-se esta ligação na existência deste cluster de produção de hidrogénio, implicitamente, se assumem alguns pressupostos que não podem deixar de ser melhor justificados e avaliados nomeadamente quanto:

i. à concretização destes investimentos de produção;

ii. ao destino do hidrogénio produzido e à utilização que se dará ao gasoduto.

O CT considera que o investimento em redes para o transporte de hidrogénio deve estar associado a projetos estabelecidos ou com elevado grau de certeza na sua implementação, bem como ao destino a dar ao hidrogénio a produzir.

O CT nota que a possibilidade de ligação ao armazenamento subterrâneo será de valorizar apenas se esta infraestrutura se mostrar técnica e comercialmente apta a armazenar hidrogénio, com uma análise custo-benefício favorável.

Quanto à ligação Celorico da Beira – Monforte, o CT considera que esta carece de melhor justificação, não estando claros os benefícios gerados pela conversão deste troço de rede.

Adicionalmente, o CT considera fundamental que, sempre que esteja em causa a conversão de rede atualmente utilizada para o transporte de gás natural, o impacto da conversão na sustentabilidade e operação da rede existente deve ser apresentado, por forma a poder ser tido em conta na avaliação dos investimentos propostos.

Por último, o CT considera que a análise dos investimentos propostos beneficiaria da apresentação e discussão de alternativas à proposta de conversão da rede existente para uma rede de gasodutos dedicada ao transporte de 100% hidrogénio.

F. PROCURA

Embora ciente das dificuldades inerentes, o CT salienta a importância da definição de cenários de procura robustos para a análise dos planos de investimento em infraestruturas.

Como pontos prévios à matéria em apreço, o CT sublinha o seguinte:

- Segundo o documento "Enquadramento" da Consulta Pública n.º 115 da ERSE (Proposta de PDIRG 2023):
  - A "*proposta de PDIRG 2023 apesar dos investimentos previstos para o desenvolvimento de novas infraestruturas de hidrogénio e a conversão de infraestruturas existentes de gás natural para este novo vetor energético, não apresenta previsões de procura para hidrogénio, nomeadamente não identifica pontos de produção e injeção, nem pontos de consumo que possam vir a conectar-se a esta infraestrutura.*";
  - "*Na definição dos cenários da procura do mercado convencional foram consideradas 59 UAG de rede, uma das quais temporária e a previsão de construção de 28 novas UAG, também foi considerada a existência de 60 UAG privativas atualmente em serviço e ainda de 28 postos de enchimento de gás veicular em operação. A REN gasodutos também teve em consideração as estimativas de consumo dos operadores das redes de distribuição, tendo por base as suas propostas de Plano de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição, que apontam para uma taxa de crescimento média anual do mercado de 1% no período de 2023 a 2027.*";
- Descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029. O CT nota que, atualmente, o Mercado Elétrico é caracterizado pela procura de gás em quatro centrais termoelétricas de ciclo combinado ("CCGT"): Tapada do Outeiro, Ribatejo, Lares e Pego;
- O RNC 2050 aponta para que, em 2030, o consumo de gás atinja cerca de 37 TWh, e que, em 2040, diminua para 22 TWh. No que respeita ao SNG, a presente situação de transição energética para uma economia de baixo carbono lança desafios particulares que devem ser cuidadosamente ponderados.

1. Enquadramento

Tendo por base os pressupostos considerados no âmbito da elaboração do RMSA-E (Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional) para o período 2023-2040 e da preparação do RMSA-G (Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás) 2022, a proposta de PDIRG 2023 apresenta três cenários distintos de evolução da procura e de pontas de consumo: cenário superior, cenário central e cenário inferior.

De acordo com as características próprias de cada um, a proposta de PDIRG 2023 apresenta ainda previsões para a evolução do consumo anual de gás e para a evolução da ponta diária dos seguintes mercados:

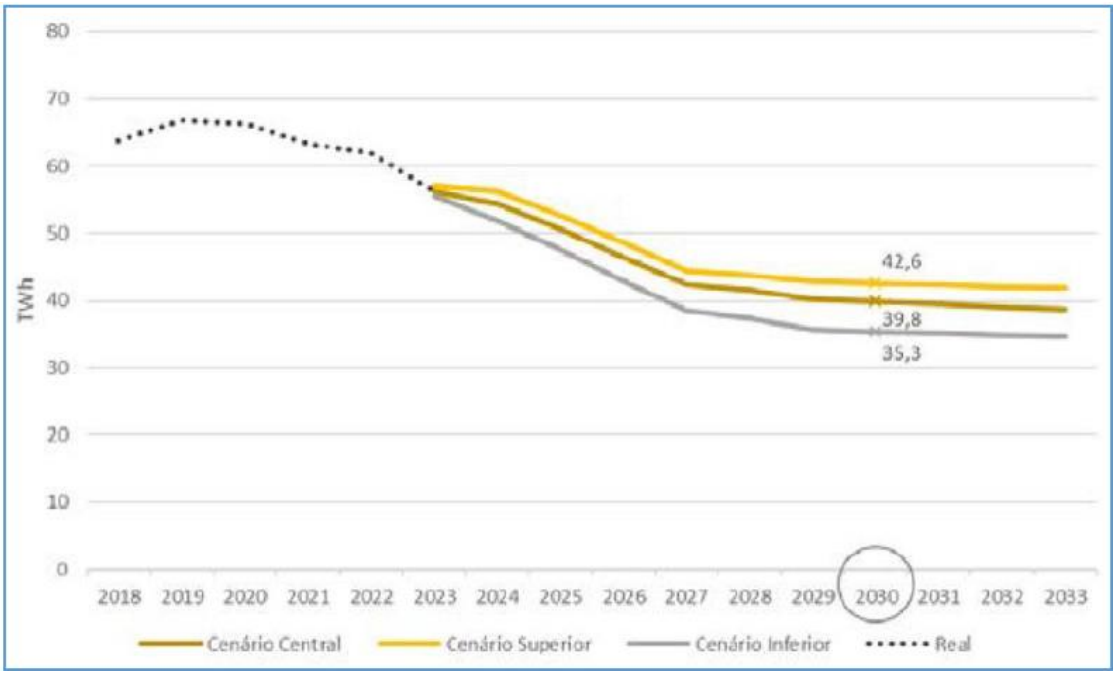
- Mercado convencional, que agrega os setores da indústria e da cogeração e os segmentos residencial e terciário;
- Mercado elétrico, que corresponde a centrais de ciclo combinado a gás.

Em concreto, os cenários de evolução da procura total de gás são os seguintes:

- Período 2023-2028 - taxas médias de variação anual:
  - cenário superior: -5,1%;
  - cenário central: -5,9%;
  - cenário inferior: -7,6%;
- Período 2028-2033 - taxas médias de variação anual:

- cenário superior: -0,9%;
- cenário central: -1,4%;
- cenário inferior: -1,6%.

Cenários de procura total apresentados na proposta de PDIRG 2023



Fonte: Documento "Enquadramento" da Consulta Pública n.º 115 da ERSE (Proposta de PDIRG 2023)

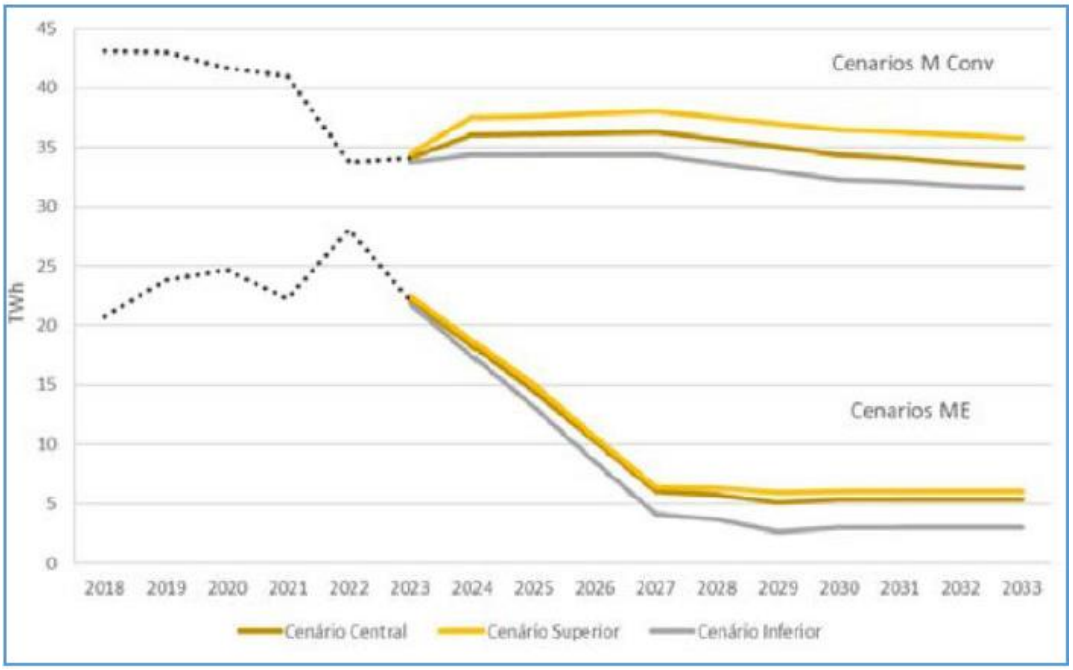
No que diz respeito ao mercado convencional para o período 2024-2028, os cenários apresentam as seguintes taxas médias de variação anual:

- cenário superior: 0%;
- cenário central: -0,2%;
- cenário inferior: -1%.

Por outro lado, no que diz respeito ao mercado elétrico para o período 2024-2028, os cenários apresentam as seguintes taxas médias de variação anual:

- cenário superior: -24%;
- cenário central: -25%;
- cenário inferior: -32%.

Cenários de procura por segmento de mercado apresentados na proposta de PDIRG 2023

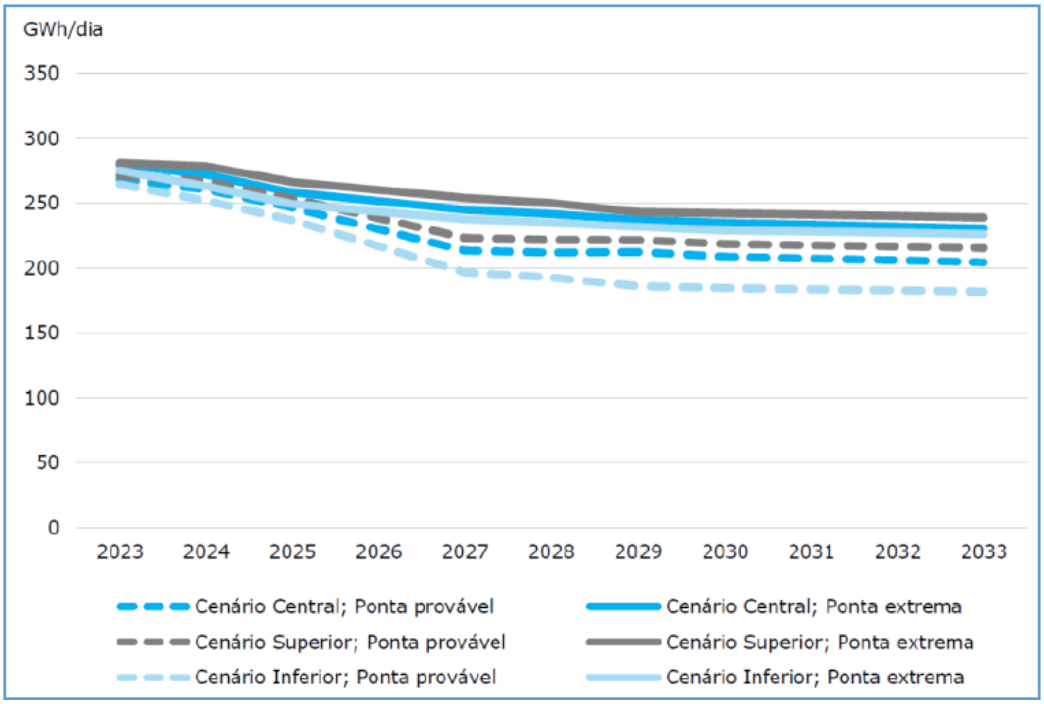


Fonte: Documento "Enquadramento" da Consulta Pública n.º 115 da ERSE (Proposta de PDIRG 2023)

Sabendo que a estimativa de procura anual, por si só, é insuficiente para a determinação das necessidades de capacidade adicional das infraestruturas, importa ter em consideração as pontas prováveis e extremas de consumo diário do Mercado Convencional e do Mercado Elétrico, tendo por base os três cenários de evolução de procura em cada um dos mercados no período 2023-2033 (variações médias):

- cenário superior:
  - Ponta provável: -2,3%;
  - Ponta extrema: -1,6%;
- cenário central:
  - Ponta provável: -2,7%;
  - Ponta extrema: -1,9%;
- cenário inferior:
  - Ponta provável: -3,7%;
  - Ponta extrema: -1,9%.

Previsão de evolução das pontas de consumo diário da RNTG



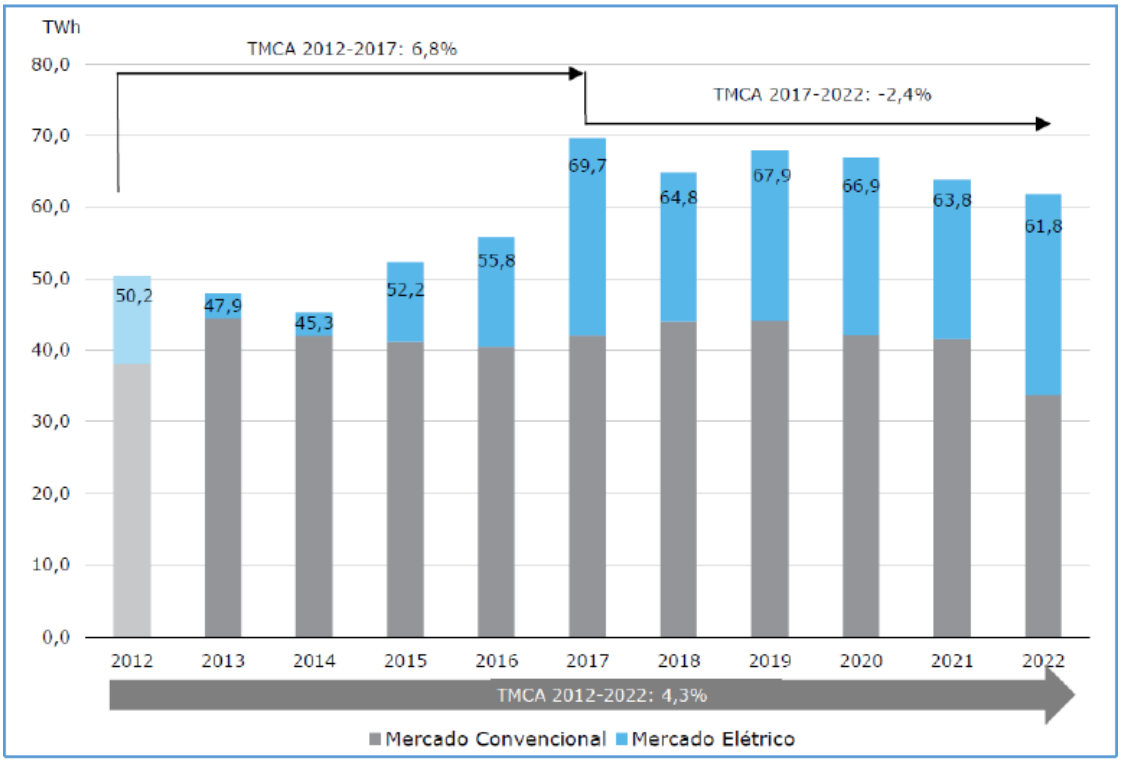
Fonte: Proposta de PDIRG 2023

Analisando os resultados apresentados na figura anterior ("Previsão de evolução das pontas de consumo diário da RNTG"), verificar-se-á, previsivelmente, uma redução da ponta de consumo diária global que acompanhará a tendência de redução da procura.

2. Produção de Eletricidade e Mercado Total de Gás

Desde o estabelecimento do SNG, a produção de eletricidade em centrais termoelétricas de ciclo combinado tem representado uma fração especialmente relevante do consumo nacional, sem prejuízo da volatilidade associada à procura neste segmento ser singular no conjunto do SNG.

Procura histórica total (Mercados Convencional e Elétrico)



Fonte: Proposta de PDIRG 2023 - TMCA - Taxa Média de Crescimento Anual

O CT regista o que a ERSE refere no documento "Enquadramento" da Consulta Pública n.º 115 da ERSE (Proposta de PDIRG 2023), designadamente:

- "*Os valores de 2022 do consumo dos clientes associados ao mercado convencional refletem o efeito do aumento do preço do gás nos mercados grossistas, que levaram a uma diminuição para o nível mais baixo desde 2013.*";
- "*Os centros electroprodutores tiveram um comportamento oposto, atingindo em 2022 o maior consumo no período em análise, 28,1 TWh. O comportamento da evolução do consumo do mercado elétrico está fortemente influenciado pela produção de eletricidade de origem renovável, nomeadamente da eólica, grandes centrais hídricas e fotovoltaica.*";
- "*(…) nos últimos anos foram identificados outros fatores que têm efeito na produção de energia elétrica das centrais de ciclo combinado a gás, tais como alterações nos sistemas elétricos de Espanha e França que influenciaram substancialmente as trocas de energia elétrica nas interligações entre Portugal e Espanha e o descomissionamento das centrais a carvão na Península Ibérica e noutros países europeus, que conduziu a uma maior utilização das centrais de ciclo combinado a gás como tecnologia de transição e de backup à medida que a integração de produção renovável progride, em substituição da produção a carvão.*".

É sabido que o mercado elétrico é o principal responsável pelas variações observadas no mercado nacional de gás, o que resulta das caraterísticas do setor electroprodutor português, especialmente dependente do regime hidrológico, bem como do progressivo abandono da produção térmica a carvão e do peso crescentemente superior das tecnologias de base renovável (eólica e solar), por definição variáveis e não despacháveis, o que mais releva da probabilidade do gás se tornar no combustível de referência para responder a picos de procura e/ou indisponibilidades das energias renováveis.

Dada esta realidade, o CT entende que deve ser dada especial atenção à evolução do mercado elétrico na definição da procura no horizonte do PDIRG, reconhecendo que o mercado convencional (indústria, cogeração, residencial e terciário) tem apresentado uma elevada resiliência ao longo dos anos, mesmo considerando as crises financeira (2008) e pandémica (2020) ocorridas nos últimos anos.

Por último, e sendo certo que a inevitável transição energética não deixará de levar a uma maior eletrificação de consumos, o CT salienta, com preocupação:

i. a elevada percentagem que as importações de energia elétrica têm registado na repartição da produção de eletricidade em Portugal, e

ii. as expressivas e abruptas estimativas da redução dos volumes associados ao mercado elétrico (-24%,-25% e -32%, para o cenário superior, central e inferior, respetivamente).

3. Avaliação das Estimativas

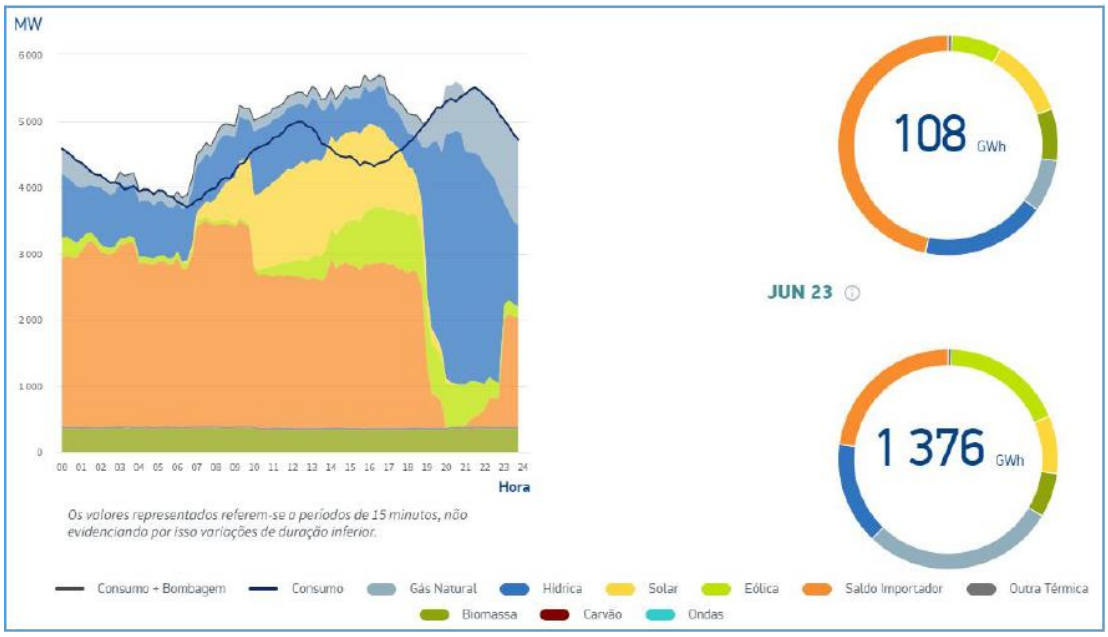
O CT reconhece dificuldade no estabelecimento de um referencial objetivo de evolução dos consumos, sem prejuízo de validar a opção metodológica de serem considerados os pressupostos considerados no âmbito da elaboração do RMSA-E para o período 2023-2040 e da preparação do RMSA-G 2022.

O CT reconhece, também, o esforço e a atenção colocados na previsão da procura.

No entanto, sem colocar em causa as obrigações das concessionárias da RNTIAT, o CT, no que respeita ao horizonte temporal deste Plano, não pode deixar de vincar que:

- Em Portugal, a produção de eletricidade é indissociável do consumo de gás;
- É relevante o peso que as importações de energia elétrica têm, recorrentemente, na repartição da produção de eletricidade;
- Existe opacidade na origem da eletricidade importada quando, em Portugal, o ritmo de descarbonização da eletricidade é, provavelmente, demasiado elevado para a realidade social e empresarial da economia portuguesa;
- Na proposta de PDIRG 2023, a correlação é negativa entre investimento e procura e que, adicionalmente, segundo o documento "Enquadramento" da Consulta Pública n.º 115 da ERSE (Proposta de PDIRG 2023), a "*proposta de PDIRG 2023 apesar dos investimentos previstos para o desenvolvimento de novas infraestruturas de hidrogénio e a conversão de infraestruturas existentes de gás natural para este novo vetor energético, não apresenta previsões de procura para hidrogénio, nomeadamente não identifica pontos de produção e injeção, nem pontos de consumo que possam vir a conectar-se a esta infraestrutura.*"

Repartição da produção de eletricidade – dia 11/06/2023



Fonte: REN

O CT entende que existe considerável incerteza nas previsões da procura, sobretudo quanto às necessidades relativas à produção de eletricidade, as quais são aparentemente menores na presente data devido ao recurso persistente à importação.

Adicionalmente, o CT alerta:

- Para o conteúdo do seu Parecer relativo às Tarifas e Preços para o ano gás 2023-2024, no qual levantou dúvidas quanto ao baixo consumo previsto, quer no segmento industrial, quer, também, para a produção de eletricidade.
- Embora ciente da previsão de consumos apontados no RNC 2050 (Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050), o CT não pode deixar de lembrar a incorporação de outros gases renováveis com baixo teor de carbono que irão ser adicionados ao fluxo atual. Nesse sentido, importa que seja apurada uma estimativa para o volume total de gás a ser veiculado nas redes a fim de tornar percetível o impacto tarifário que, de facto, estes investimentos irão ter.

G. PERSPETIVA REGULAMENTAR DOS VETORES ENERGÉTICOS DO HIDROGÉNIO E DO GÁS NATURAL

Para enquadrar a dinâmica regulatória e os princípios subjacentes à estratégia europeia e, consequentemente à nacional, relativamente aos vetores energéticos, o CT relembra o publicado pela ERSE no seu documento de enquadramento ao Plano Estratégico 2023-2027, sujeito a consulta de interessados em abril de 2023:

"A nível europeu, a regulação do setor energético tem testemunhado uma evolução gradual, decorrente não só da vontade coletiva de um setor liberalizado e integrado por todo o território europeu, mas também em virtude da (auto)imposição de objetivos de descarbonização, com vista a promover uma Europa energeticamente mais sustentável e resiliente.

Esta evolução tem sido marcada pela implementação de sucessivos pacotes legislativos, a um ritmo cada vez mais acelerado, dos quais decorrem obrigações para o quadro de atuação das entidades reguladoras nacionais.

...

Com a publicação, em 2019, do Pacto Ecológico Europeu, a União Europeia redefiniu o seu compromisso com a ação climática, visando alcançar a neutralidade carbónica até 2050 e uma "sociedade equitativa e próspera, dotada de uma economia moderna, eficiente na utilização dos recursos e competitiva, que, em 2050, tenha zero emissões líquidas de gases com efeito de estufa e em que o crescimento económico esteja dissociado da utilização dos recursos.

A partir deste Pacto, a Comissão Europeia anunciou em 2021 mais um pacote legislativo – Objetivo 55 -, com uma abordagem holística e transetorial, onde todos os domínios de intervenção pertinentes devem contribuir para o objetivo final relacionado com o clima. Este pacote não se esgota na energia, abrangendo medidas para o clima, ambiente, transportes, indústria, agricultura e, financiamento sustentável, tendo em vista a descarbonização da sociedade.

No final de 2021, em linha com os objetivos do Pacto Ecológico Europeu, a Comissão Europeia publicou um pacote legislativo, visando a descarbonização do setor do gás. Estas propostas, ainda em negociação, passam pela aposta no desenvolvimento do setor do hidrogénio, assim como de gases renováveis ou de baixo teor de carbono, como são o biogás, biometano, metano sintético, entre outros."

Assim, a estratégia de desenvolvimento do setor do gás, não é de âmbito nacional, mas ultrapassa fronteiras, integrando todos os estados-membros num objetivo conjunto de descarbonização da economia. Estas linhas orientadoras são depois desdobradas em objetivos nacionais de cada Estado Membro, sendo que em Portugal se encontram vertidas no RNC2050, PNEC 2030 e EN-H2.

A estratégia europeia para a energia centra-se na diversificação das fontes energéticas:

- Produção de eletricidade a partir de fontes renováveis;
- Eletrificação de consumos, quando possível, para a substituição de consumo de combustíveis fósseis;
- Descarbonização do setor do gás natural através da introdução de gases renováveis ou de baixo teor de carbono, nomeadamente hidrogénio, biogás, biometano, metano sintético.

Com esta diversidade de fontes de energia, pretende-se garantir a descarbonização da Economia, permitindo aos consumidores optar pelo vetor energético que seja tecnicamente viável de implementar e financeiramente mais vantajoso.

Paralelamente a esta ambição, a União Europeia tem vindo a elaborar um conjunto de diretivas comunitárias transversais que garantam condições de equidade entre estados-membros. Entre estas, destaca-se a sua proposta de revisão da diretiva para as Renováveis (RED III) que vem aumentar a ambição de incorporação de renováveis para 42.5% em 2030.

Neste sentido, todos os consumidores europeus estão ativamente envolvidos, direta ou indiretamente, na redução das emissões e na descarbonização do setor energético. No que diz respeito ao setor industrial, a nova proposta de revisão da diretiva torna-se mais explicita ao introduzir metas indicativas de aumento de incorporação de energia renovável no consumo de 1.6% ao ano e a meta obrigatória do seu consumo de hidrogénio em pelo menos 42% a partir de fontes renováveis, em 2030, e de 60% em 2035.

A descarbonização do setor do gás natural e a sua substituição por outros vetores energéticos tornou-se uma preocupação central nas estratégias de curto e médio prazo das empresas portuguesas, que se vêm obrigadas a desenvolver esforços financeiros para cumprimento dos objetivos de descarbonização e que as torna menos competitivas face à sua concorrência mundial.

No caso particular do vetor hidrogénio, a Estratégia Europeia assenta em três pilares:

1. Produção de hidrogénio a partir de eletricidade de origem renovável, promovendo o desenvolvimento de uma infraestrutura robusta de energia renovável, incluindo a implantação de eletrolisadores em larga escala e a integração do hidrogénio no sistema de energia.

2. Distribuição de hidrogénio, criando um mercado de hidrogénio eficiente, com uma rede de postos de abastecimento de hidrogénio para veículos com emissões zero e a sua distribuição para as instalações industriais que o consumam. A estratégia também promove o desenvolvimento de "corredores" de transporte de hidrogénio e o uso de hidrogénio no transporte marítimo e na aviação.
3. Uso de hidrogénio em diversos setores, incluindo indústria, transportes e edifícios. A estratégia promove o desenvolvimento de células de combustível para uso em transportes e a implantação de hidrogénio na indústria para processos como as siderurgias e a produção química.

Face aos períodos razoavelmente longos para o desenvolvimento e implementação destes projetos, o CT vem alertar para a necessidade de serem criadas as condições que permitam avançar com estes projetos a tempo de serem materiais para a consecução dos objetivos, nomeadamente:

1. Desenho da nova estrutura de mercado, com definição concreta do contexto regulatório e fiscal a que cada agente está sujeito, dando previsibilidade ao retorno dos investimentos privados associadas aos três pilares indicados: Produção, Transporte/Distribuição e Uso/Consumo.
2. Definição da estratégia e necessidade de orientações legislativas a adotar quanto ao plano de desenvolvimento das redes de gás, nomeadamente redes que veiculam um *blending* de gás natural, biometano e hidrogénio e/ou redes dedicadas a este último num quadro de acesso público.
3. 3. Maximização da utilização dos mecanismos europeus de financiamento da execução das infraestruturas, de modo a limitar, ou mesmo desonerar, as faturas dos utilizadores.
4. Estabelecer os indispensáveis mecanismos de governança deste renovado setor da veiculação de gás, incluindo modelos de gestão e de financiamento adequados que permitam suportar as decisões de investimentos privados na produção e consumo de gases renováveis.
5. Desenvolver um quadro de integração de infraestruturas de transporte e distribuição das redes existentes e a construir, para fornecimento de gases, incluindo os renováveis, na maior gama possível de misturas, de forma a assegurar a sua disponibilização ao maior número de utilizadores.
6. Estabelecimento dos modelos de acesso às redes, quer do lado do consumo quer do lado da injeção e exportação, garantindo previsibilidade aos vários modelos de negócio.

Nesse sentido, urge o apuramento do potencial de consumo, produção e injeção de gases renováveis de forma a ser elaborado um plano global de desenvolvimento das redes, incluindo a interligação e adaptação das existentes, que permita a ligação a pontos de produção/injeção e pontos de consumo relevantes, criando assim condições para um investimento produtivo otimizado e, ao mesmo tempo, contribuindo para o cumprimento das metas nacionais de descarbonização.

O CT alerta também para a necessidade de previsão, desde já, do modelo de transição económica de uma rede exclusiva de gás natural para uma rede em que coexistam troços com *blending* de gases e troços dedicados a hidrogénio, em especial no que se refere aos custos imputados nas tarifas de acesso.

O CT entende por fim que esta estratégia de descarbonização terá de servir os interesses dos consumidores nacionais e os objetivos de descarbonização de forma progressiva, harmonizada e sustentada, permitindo assim a criação de valor no país e o seu desenvolvimento económico e social.

III
RECOMENDAÇÕES

Principais recomendações à proposta de PDIRG 2023

O CT não pode deixar de ressalvar o investimento elevado considerado na proposta de PDIRG 2023, para o período 2024-2033, de 884,2 milhões de euros.

O CT formula as seguintes recomendações:

Projetos Base

- Considera importante que sejam refletidos, no PDIRG 2023, todos os custos associados a necessidades de investimento na rede, incluindo os ainda não identificados e urgentes como é o caso do "investimento corrente urgente" e do "investimento em tecnologias de informação ("IT") e não específico".
- Reconhece o esforço dos Operadores na melhoria do seu desempenho ambiental e de sustentabilidade. Para tal salienta os dois projetos de produção de energia solar térmica e solar fotovoltaica, no entanto, entende que, deveriam ser identificadas as poupanças em OPEX correspondentes à energia não adquirida, para que possa ser apurada a poupança líquida anual em custos correntes e o respetivo impacto tarifário futuro.

Novas cavidades para o Armazenamento Subterrâneo do Carriço

- Regista de forma positiva as sinergias apontadas pelo operador e a importância da adaptação das cavidades para receber misturas de gás natural com H2, garantindo a utilização da infraestrutura de gás no sentido de cumprir com os desígnios da transição energética e os objetivos das políticas públicas para o setor.

Estação de compressão do Carregado

- Entende que, não se prevendo um fluxo de gás superior ao atual neste ponto, e estando o operador a cumprir com os padrões de qualidade de serviço, o potencial de ociosidade deste projeto é elevado, sendo por isso de continuar a ponderar a sua execução, como se verifica desde 2008, data da sua aprovação.

Projetos complementares de hidrogénio

- Regista que não foi incluída na proposta de PDIRG 2023 uma análise de custo-benefício para os projetos complementares de hidrogénio, mesmo que com limitações derivadas de alguma indefinição dos objetivos estratégicos subjacentes. Igualmente, não sendo conhecidos os critérios de avaliação de projetos PIC, qualquer proposta de investimento a suportar pelo SNG não pode deixar de ser acompanhada de algum tipo de análise que avalie comparativamente o investimento proposto face aos potenciais benefícios gerados para o SNG e para os seus utilizadores.
- Compreende a necessidade de proporcionar, a potenciais investidores na produção de hidrogénio, segurança na existência de uma rede que lhes permita escoar o seu produto. No entanto, tratando-se de infraestruturas a suportar por utilizadores do SNG e fora do SNG, no caso da exportação, os benefícios gerados por estes projetos deveriam resultar mais claros, assim como o efeito do recurso a financiamento comunitário.
- Entende que, apesar da existência de compromissos internacionais assumidos pelo governo português, estes projetos de política energética não deverão ser suportados na integra pelos utilizadores, mas devem ser objeto de financiamento europeu quanto possível ou outras fontes nacionais para a sua concretização, recorrendo-se ao financiamento através das tarifas apenas na proporção estritamente necessária e se justificado.
- Considera que o investimento em redes para o transporte de hidrogénio deve estar associado a projetos estabelecidos ou com elevado grau de certeza na sua implementação, bem como ao destino a dar ao hidrogénio a produzir.
- Regista que quanto à ligação Celorico da Beira – Monforte, esta carece de melhor justificação, não estando claros os benefícios gerados pela conversão deste troço de rede.

- Entende como fundamental que, sempre que esteja em causa a conversão de rede atualmente utilizada para o transporte de gás natural, o impacto da conversão na sustentabilidade e operação da rede existente deve ser apresentado, por forma a poder ser tido em conta na avaliação dos investimentos propostos.
- Considera que a análise dos investimentos propostos beneficiaria da apresentação e discussão de alternativas à proposta de conversão da rede existente para uma rede de gasodutos dedicada ao transporte de 100% hidrogénio.

Procura

- Entende que existe considerável incerteza nas previsões da procura, sobretudo quanto às necessidades relativas à produção de eletricidade, as quais são aparentemente menores na presente data devido ao recurso persistente à importação.
- Chama a atenção para o conteúdo do seu Parecer relativo às Tarifas e Preços para o ano gás 2023-2024, no qual levantou dúvidas quanto ao baixo consumo previsto, quer no segmento industrial, quer, também, para a produção de eletricidade.
- Relativamente à previsão de consumos apontados no RNC 2050, não pode deixar de lembrar a incorporação de outros gases renováveis com baixo teor de carbono que irão ser adicionados ao fluxo atual. Nesse sentido, importa que seja apurada uma estimativa para o volume total de gás a ser veiculado nas redes a fim de tornar percetível o impacto tarifário que, de facto, estes investimentos irão ter.

Perspetiva regulamentar dos vetores energéticos do hidrogénio e do gás natural

- Adverte para a necessidade de previsão, desde já, do modo como se constrói o modelo de transição económica de uma rede exclusiva de gás natural para uma rede em que coexistem troços de blending de gases e troços dedicados ao hidrogénio, em especial no que se refere aos custos imputados nas tarifas de acesso dos consumidores.
- Salienta que esta estratégia de descarbonização tem que servir os interesses dos consumidores nacionais, permitindo a criação de valor no país e o seu desenvolvimento económico e social.

IV
CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que a ERSE, no seu Parecer à Proposta de PDIRG 2023, deverá incorporar as recomendações constantes deste Parecer.

Aprovado em 20 de junho de 2023.

[Parecer integral digitalizado]

◆ Planos quinquenais de desenvolvimento e investimento nas redes de distribuição de gás para o período de 2023 a 2027 — PDIR-G 2022 ◆ [Consulta Pública n.º 109]

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário[130] (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho "(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços."[131]

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e setor nacional de gás - emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT os documentos referentes à **Consulta Pública n.º 109 supra identificada**[132] cabendo ao CT emitir parecer até 22 de julho de 2022.

No decurso da elaboração do presente parecer foram efetuadas, em 22 de junho p.p., 4 apresentações ao CT, a saber:

- Pela ERSE;
- Pelos Operadores das Redes de Distribuição (ORD): GGND, REN Portgás e Sonorgás. Assim, a Secção do Setor do Gás do CT emite o seguinte parecer:

I – ENQUADRAMENTO

O Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Nacional de Gás (SNG), os regimes jurídicos aplicáveis às atividades de receção, armazenamento e regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL), de armazenamento subterrâneo de gás, de transporte e de distribuição de gás, incluindo as respetivas bases das concessões, bem como de produção de outros gases, de comercialização de gás, de organização dos respetivos mercados e de operação logística de mudança de comercializador, revogando o decreto-lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro e o decreto-lei n.º 140/2006, de 26 de julho.

Neste diploma legal são também consagradas as regras relativas à gestão técnica global do SNG, ao planeamento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT), ao planeamento da Rede Nacional de Distribuição de Gás (RNDG), à segurança do abastecimento e sua monitorização e à constituição e manutenção de reservas de segurança.

O referido decreto-lei procede à transposição da Diretiva 2019/692, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2019, que estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural, dando igualmente execução ao Regulamento (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, relativo às condições de acesso às redes de transporte de gás, e ao Regulamento (UE) n.º 2017/1938, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro, relativo a medidas destinadas a garantir a segurança do aprovisionamento de gás, estabelecendo ainda o regime aplicável à injeção de outros gases na rede nacional de gás, atendendo às metas constantes do Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC) e do Roteiro para a Neutralidade Carbónica (RNC).

No que diz respeito ao planeamento RNDG, dispõe o artigo 88º n.º 1 do decreto-lei n.º 62/2020, de 28 de agosto que o mesmo deve "*assegurar a existência de capacidade nas redes para a receção e entrega de*

[130] Doravante abreviado por CT.

[131] Cf. artigo 45º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho

[132] Ref: CA/ERSE, ETécnicos/2022/826, de 08/ junho/2022

gás, com níveis adequados de qualidade de serviço e de segurança, no âmbito do mercado interno de gás, e ainda um contributo para as metas do PNEC e do RNC".

Por seu turno, o n.º 2 deste artigo dispõe que os operadores da RNDG devem elaborar, nos anos pares, um plano quinquenal de desenvolvimento e investimento das RNDG (PDIRD-G).

Nos termos do disposto nos nºs. 3 e 4 do mesmo artigo o PDIRD-G deve ter em consideração os seguintes elementos:

e) A caracterização da RNDG elaborada pelos operadores da RNDG, que deve conter a informação técnica necessária ao conhecimento da situação das redes;

f) O PDIRG (Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Gás) elaborado, no ano ímpar anterior, pelo operador da RNTIAT;

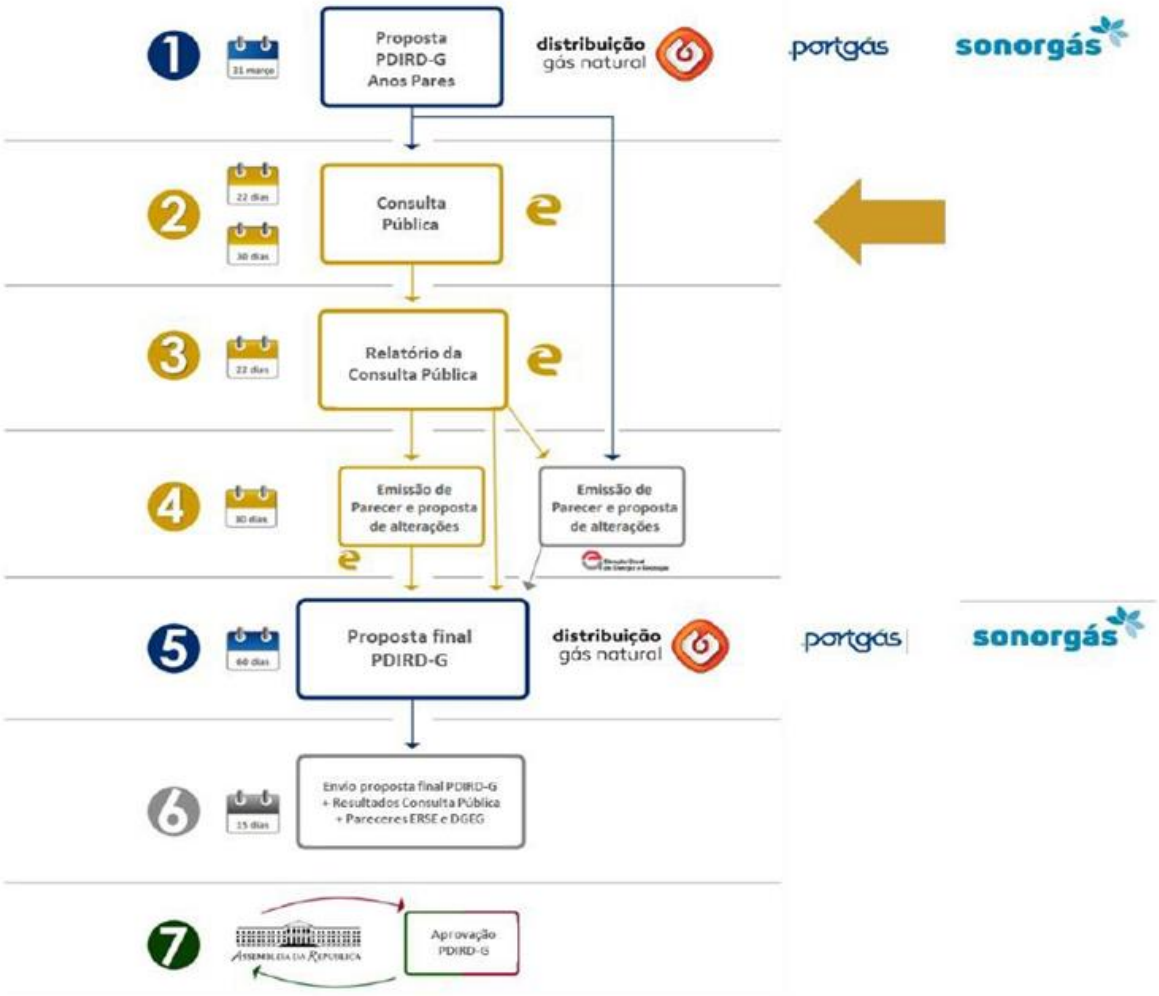
g) Os pedidos de ligação à rede de produtores de gases de origem renovável, bem como as composições esperadas do gás decorrentes da injeção de outros gases.

O artigo 89º do referido diploma legal estabelece as regras a que deve obedecer o procedimento de elaboração do PDIRD-G, designadamente:

- As propostas de PDIRD devem ser apresentadas pelos operadores da RNDG à DGEG e à ERSE, até ao final de abril de cada ano par;
- Recebidas as propostas de PDIRD, a ERSE dispõe de 22 dias para promover a sua consulta pública, com duração de 30 dias, dispondo dos 22 dias subsequentes para elaboração do respetivo relatório que, juntamente com os contributos recebidos, é levado ao conhecimento da DGEG e dos operadores da RNDG e RNTG;
- No dia seguinte ao envio do relatório da consulta pública inicia-se o prazo de 30 dias para cada uma das entidades, DGEG, ERSE e operador da RNTG, emitirem e comunicarem entre si e aos operadores da RNDG o respetivo parecer que pode determinar a introdução de alterações às propostas;
- Recebidos os pareceres da DGEG, da ERSE e do operador da RNTG, os operadores da RNDG dispõem do prazo de 60 dias para enviar à DGEG as propostas finais do PDIRD que terão em conta os resultados da consulta pública e incorporam as alterações determinadas nos pareceres emitidos;
- No prazo de 15 dias após a receção das propostas finais dos PDIRD, a DGEG envia-as ao membro do Governo responsável pela área da energia, acompanhadas do parecer da ERSE, do operador de RNTG e dos resultados da consulta pública;
- O membro do Governo responsável pela área da energia submete, no prazo de 15 dias, as propostas de PDIRD a discussão na Assembleia da República;
- Nos termos do disposto no nº 10 deste artigo, a aprovação das propostas de PDIRD, compete ao membro do Governo responsável pela área da energia, no prazo de 30 dias, após a receção do parecer da Assembleia da República;
- Compete à ERSE acompanhar e fiscalizar a calendarização, orçamentação e execução dos projetos de investimento na RNDG previstos no PDIRD, que ficam sujeitos ao seu parecer vinculativo, no âmbito das suas atribuições, não podendo este parecer versar sobre questões estratégicas de desenvolvimento das redes ou relacionadas com a segurança do abastecimento, nem sobre fiabilidade das redes e dos seus equipamentos na perspetiva da segurança de pessoas e bens.

A esquematização de desenvolvimento, aprovação e execução do PDIRD-G é a seguinte, conforme ilustrada na Figura 1-1 do Documento de Enquadramento da presente consulta pública:

Figura 1-1 – Esquematização de desenvolvimento, aprovação e execução do PDIRD-G



Fonte: ERSE – Documento de Enquadramento das Propostas de PDIRD-G 2022 – Pág. 5

II – ESPECIALIDADE

A. PDIRD-GN 2018 (2019-2023)

7. Como acima referido, as propostas do PDIRD-GN 2018 (2019-2023) foram aprovadas pelo Secretário de Estado de Energia, em 16 de março de 2020, num montante global de 286,2 milhões de euros que se adiciona ao montante de 38,3 milhões de euros atribuído à Sonorgás no ano anterior, 2019, relativo a oito licenças de exploração de novos polos, investimento a ser concretizado até 2023, pelo que, no total para o quinquénio 2019-23, foi aprovado um montante global de 324,6M€.

8. No documento de enquadramento atinente à Consulta Pública nº 109 é referido que "*uma análise mais detalhada do Plano 2019-23 permite concluir que, para o ano 2023, único ano comum ao horizonte coberto pelas propostas em análise do PDIRD-G 2022, já se encontra aprovado um montante de 55,3 M€, previamente a qualquer análise ou aprovação das propostas agora em análise". No entanto, se se atender à concretização dos PDIRD-G 2018 aprovados no período 2019-2023, verifica-se que os operadores das redes de distribuição de gás concretizaram projetos num montante superior*

ao que estava previsto em cerca de 10,6 M€, sendo que parte deste desvio se explica com o investimento estimado para o ano 2022, cujas previsões apontam para uma execução da ordem dos 25 M€ acima do aprovado e previsto nesse ano".

9. Assim, restam 44,6 M€ à disposição dos operadores para concretizar projetos em 2023, sendo o adicional decorrente dos valores que venham a ser aprovados em sede de propostas do PDIRD-G 2022, agora em consulta pública. Nestas propostas os operadores de rede propõem um montante global de 468,4 M€ para o quinquénio 2023-2027, dos quais 297,8 M€ a serem concretizados no triénio 2023-2025 e 170,6 M€ relativos aos últimos dois anos do horizonte do plano (2026-2027).

10. Refere ainda a ERSE que "*tendo em conta o saldo de execução dos PDIRD-GN 2018 aprovados até 2023, para efeitos da presente consulta pública, está em apreciação um montante total de 423,7 M€, repartidos por 61,3 M€ para 2023 (não aprovado) e um montante de 362,4 M€ relativos aos últimos quatro anos do horizonte do plano, 2024-2027*".

11. O CT tem manifestado a sua preocupação face a decisões de investimento na expansão de redes que não prevejam o devido aumento de consumo e novos clientes e que, consequentemente, representem uma pressão tarifária adicional para o conjunto dos clientes do SNG.

12. Deste modo, o CT considera que sobre os investimentos realizados nos últimos anos, nomeadamente os 2 primeiros anos dos PDIRD-GN 2018 e PDIRD-G 2020, agora retirados do planeamento, a ERSE deveria ter realizado pelo menos uma análise indicativa, por exemplo sobre o número de novos clientes e respetivos consumos já captados nas novas redes, de forma a aquilatar o progresso verificado.

13. De igual modo considera o CT relevante, para uma boa apreciação da presente proposta em análise, a apresentação pela ERSE da desagregação dos investimentos concretizados por ORD.

B. PDIRD-GN 2020 (2021-2025)

1. Tendo por base a periodicidade bienal dos exercícios de planeamento do desenvolvimento e investimento nas redes de distribuição de gás previstos legalmente, cada novo exercício representa uma evolução face ao exercício de planeamento anterior, em que sobre o plano anterior são adicionados os dois anos subsequentes ao período então abrangido, e retirados os dois primeiros anos do mesmo período. Assim, o PDIRD-G 2022 (2023-2027), sobre o qual incide o presente parecer, segue-se ao PDIRD-G 2020 (2021-2025), no estrito cumprimento das disposições legais em vigor, sendo que, nesta data, e lamentavelmente, não é ainda conhecida a aprovação deste último pelo membro do Governo que tutela a pasta da energia. Esta situação, já tida como inconveniente em 2021, subsiste em julho de 2022.

2. O CT considera que não é aceitável que a legislação, como atrás referenciado, imponha prazos aos diversos intervenientes no processo de aprovação dos PDIRD-G (ORD, ERSE, respondentes à Consulta Pública, DGEG, Governo) - desde a elaboração e submissão de propostas à ERSE e à DGEG, a realização pela ERSE de consulta pública e elaboração do respetivo relatório, e posterior parecer e apreciação pela DGEG, entre outras apreciações e pareceres - e que, a aprovação final por parte do membro do governo que detém a pasta de energia esteja por concretizar, dois anos após ter sido entregue.

3. Por outro lado, o CT relembra que, em 2020, foram ainda aprovados importantes diplomas no âmbito da política energética, tais como o PNEC2030, a Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2), e posteriores alterações regulamentares (referência particular para a publicação em 19 de janeiro de 2022 do Despacho n.º 806-B/2022 com o Regulamento da Rede Nacional de Distribuição de Gás) prevendo a injeção de gases renováveis e de baixo teor de carbono na rede de gás, o que implica novos investimentos de adaptação da rede e da garantia da qualidade do gás nela veiculada, não contemplados nos planos apresentados pelos ORD à data.

4. O enquadramento atrás referido levou a que a ERSE, em 2021, optasse por se pronunciar apenas sobre os valores incrementais de investimento dos anos de 2021, 2022 e 2023 face ao PDIRD anterior (PDIRD- GN 2018), deixando para o exercício do corrente ano, 2022, a avaliação dos anos de 2024 e 2025. Sobre esta opção da ERSE em concreto, o CT expressou o entendimento de que decisões de investimento a realizar no médio prazo não devem ser colocadas em causa pela potencial indefinição de metas de longo prazo e sendo o PDIRD-G quinquenal, a análise da ERSE para efeitos de consulta pública deveria abranger os 5 anos do Plano.

5. O CT insiste, assim, na importância de a ERSE sinalizar, pela via mais eficaz que entender, a DGEG e o membro do governo responsável para que proceda à aprovação do PGIRD-G 2020. Esta situação é tanto mais relevante quanto se está num contexto de metas de política energética exigentes, com tendência de aceleração pelo contexto geo-político e pelas oportunidades que a evolução tecnológica oferece. Do que resulta que os montantes de investimento a aprovar devem estar alinhados com as melhores práticas disponíveis e com os objetivos de política energética, fundamental para uma análise do impacto no SNG, nomeadamente para a sua estrutura de clientes e para os custos a suportar pelas tarifas.

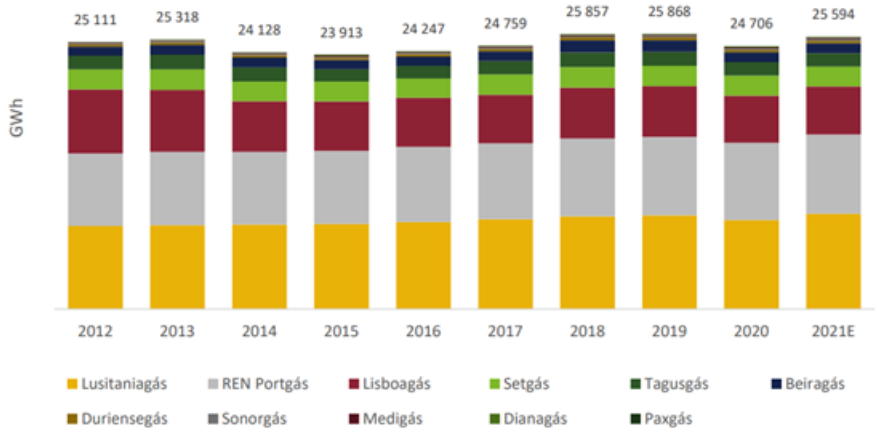
C. PGIRD-G 2022 (2023-2027)

C.1 Análise dos Planos de Desenvolvimento e Investimento da Redes de Distribuição

C.1.1 Análise à evolução da Procura

1. A quantidade de gás natural veiculado pelas redes de distribuição tem crescido, desde 2015 no seu total. A tendência de crescimento verificada a partir do ano de 2016 foi interrompida em 2020, em virtude da Pandemia Covid-19 cujo efeito económico foi transversal em todos os setores. Apesar de ao longo do ano de 2021 ainda se verificarem fortes constrangimentos provocados pela Pandemia Covid-19, e subida do preço do GN no 2º semestre, os níveis de consumo foram recuperados para registos alinhados com os períodos de maior consumo nas redes de distribuição, nomeadamente 2018 e 2019.

Figura 3-1 – Evolução do gás entregue por operador de rede de distribuição, entre 2012 e 2021

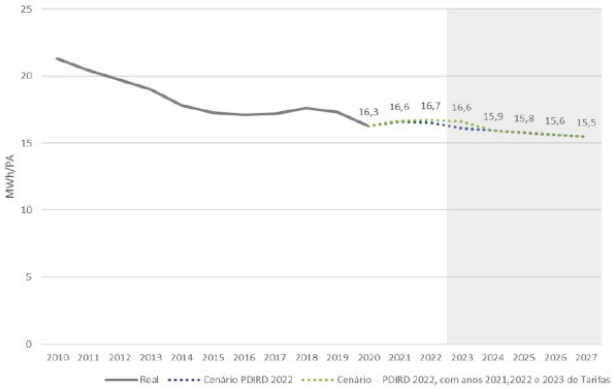


Fonte: ERSE, Documento de enquadramento – Propostas de PDIRD-G 2022

2. Neste PDIRD-G 2022, os operadores apresentam cenários de crescimento de volumes associados aos investimentos propostos, mas, apesar de no horizonte do plano o consumo total aumentar, o consumo unitário médio global (considerando todos os segmentos - residencial, serviços e indústria) tende a diminuir.

	TCM2017-2021	TCM2022-2027
GGND	**-0,3%**	**-1,0%**
Lisboagás	-0,4%	-0,4%
Lusitaniagás	-0,1%	-1,5%
Setgás	-1,9%	-0,8%
Beiragás	-0,4%	-2,2%
Duriensegás	0,7%	-0,4%
Dianagás	0,9%	0,2%
Paxgás	3,17%	-0,4%
Medigás	-3,4%	1,2%
Tagusgás	-3,6%	-2,5%
REN Portgás	**-1,5%**	**-1,5%**
Sonorgás	**-2,7%**	**-0,7%**
Total	**-0,7%**	**-1,3%**

Figura 3-8 – Evolução do consumo unitário

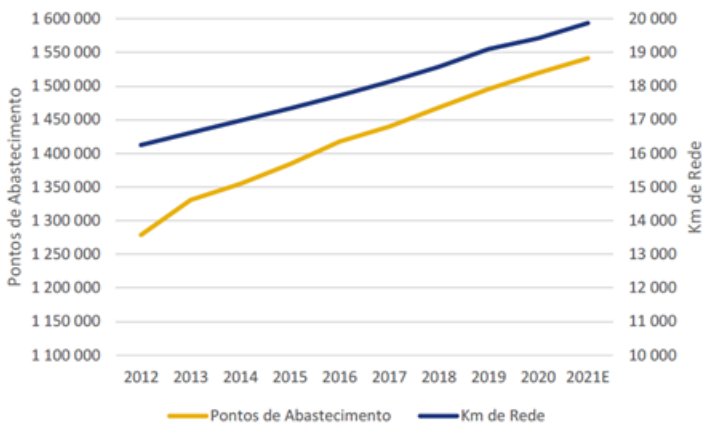


Fonte: ERSE, Documento de enquadramento – Propostas de PDIRD-G 2022

3. Para a recuperação e aumento de consumo, do passado recente, foi fundamental o crescimento da rede e o crescimento do número de pontos de abastecimento servidos, por força da continuação da penetração do gás natural como forma alternativa de energia competitiva nas áreas atribuídas às concessões e licenças de distribuição de gás natural.

4. Em todo o horizonte de desenvolvimento da infraestrutura de gás foi fundamental o investimento de expansão pelo crescimento da rede e do número de pontos de abastecimento captados, com especial relevo para o setor residencial e pequenos serviços que, embora não tragam volumes tão elevados como os grandes consumidores dos setores de serviços e industrial, suportam custos unitários de rede naturalmente mais elevados pelo que permitem garantir um adequado equilíbrio tarifário.

Figura 3-2 – Evolução do N.º de PA e dos km de rede



Fonte: ERSE, Documento de enquadramento – Propostas de PDIRD-G 2022

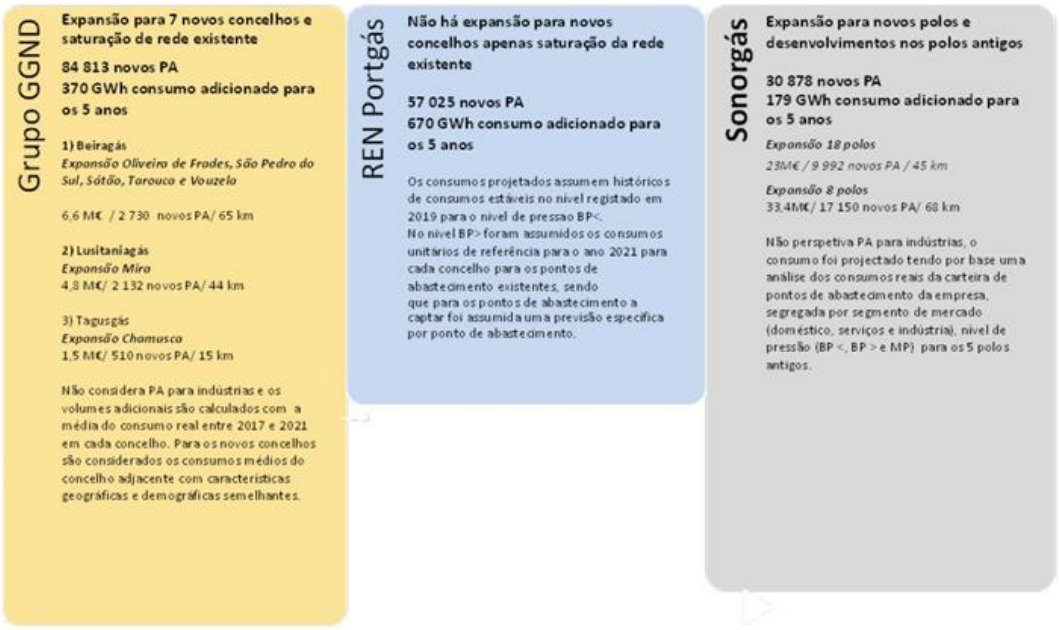
5. O CT constata que a ligação de clientes, sobretudo domésticos, e a saída/redução de consumo de clientes industriais com alguma expressão, tem levado à redução de consumos unitários globais.

6. O documento de enquadramento da consulta desenvolvido pela ERSE, contrariamente aos últimos exercícios, não apresenta uma avaliação do impacte tarifário decorrente da projeção da procura. O CT entende, assim, que a ERSE não disponibilizou informação suficiente e adequada que permita avaliar o impacto das oscilações de consumo na tarifa.

7. O CT entende que o indicador de consumo unitário apresentado pela ERSE, por si, não é suficiente para demonstrar o impacte dos investimentos, pelo que a ERSE deverá, neste e em exercícios futuros, facultar esta análise no documento de enquadramento.

8. Nas propostas de PDIRD-G 2022 os operadores apresentam uma estratégia de crescimento semelhante à dos Planos anteriormente apresentados. Ainda assim, cada Plano leva em conta as características próprias dos clientes e das geografias.

Figura 3-4 – Pressupostos da evolução da procura das empresas nos PDIRD-G 2022



Fonte: ERSE, Documento de enquadramento – Propostas de PDIRD-G 2022

9. O CT verifica que a informação disponibilizada pela ERSE é insuficiente e não permite aferir a evolução dos consumos por segmento, pelo que reitera a importância da análise da evolução do consumo por segmentos, na medida em que as oscilações de consumo não são proporcionais aos impactes financeiros, em termos de recuperação dos proveitos permitidos considerando o nível tarifário dos diferentes segmentos.

10. O CT reitera, para a avaliação deste Plano, o que emitiu como parecer aos PDIRD-GN 2016, 2018 e 2020:

a) As previsões de consumo apresentadas por cada ORD devem assumir as evoluções históricas e as projeções de novas ligações em cada área geográfica justificáveis com base em estudos do mercado potencial.

b) Os critérios de previsão da procura apresentados pelos ORD devem reger-se por critérios semelhantes e comparáveis, permitindo a agregação das previsões para realização de uma análise conjunta.

c) Cada ORD deverá ser responsabilizado pelo rigor da sua previsão de consumo, quer para o consumo regular, quer para os novos pontos de consumo, devendo responder pelos desvios que não sejam justificáveis por alterações imprevistas na estrutura dos consumidores.

C.1.2 Propostas de investimento

1. É proposto neste Plano em consulta um valor global para investimento de cerca de 468 milhões de euros, superior em cerca de 48% do valor previsto no PDIRD-GN 2018.

Figura 3-12 – Comparação dos investimentos quinquenais previstos nas Propostas de PDIRD-G 2022 face aos PDIRD-GN 2018 aprovados

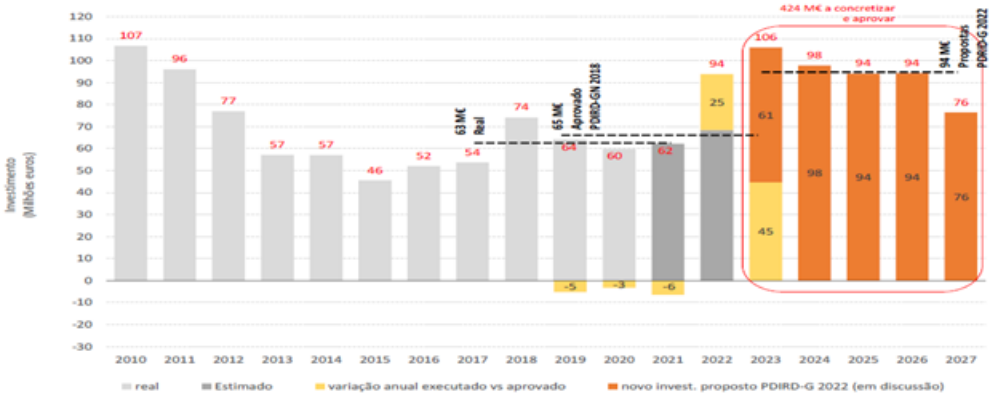
Empresas	Valor de investimento Propostas PDIRD-G			
	PDIRD-GN 2018 Aprovado	PDIRD-G 2022 Propostas	Variação	
	2019-2023	2023-2027	M€	%
REN Portgás Distribuição	**121,9 M€**	**143,5 M€**	**+ 21,6 M€**	**17,7%**
Sonorgás	**62,8 M€**	**74,3 M€**	**+ 11,5 M€**	**18,3%**
GGND	**131,6 M€**	**250,6 M€**	**+ 118,9 M€**	**90,4%**
Lisboagás	46,7 M€	95,9 M€	+ 49,2 M€	+ 105,4%
Lusitaniagás	32,7 M€	59,0 M€	+ 26,2 M€	+ 80,3%
Setgás	19,8 M€	35,8 M€	+ 16,0 M€	+ 80,8%
Beiragás	8,0 M€	25,2 M€	+ 17,2 M€	+ 214,6%
Tagusgás	14,0 M€	20,1 M€	+ 6,1 M€	+ 43,6%
Duriensegás	5,5 M€	6,7 M€	+ 1,3 M€	+ 23,1%
Medigás	2,9 M€	4,5 M€	+ 1,6 M€	+ 53,1%
Dianagás	1,7 M€	2,6 M€	+ 0,9 M€	+ 52,9%
Paxgás	0,4 M€	0,8 M€	+0,5 M€	124,1%
Total	**316,4 M€**	**468,4 M€**	**+ 152,1 M€**	***48,10%***

Fonte: ERSE, Documento de enquadramento – Propostas de PDIRD-G 2022

2. O CT regista que a ERSE opta por desenvolver a comparação do presente Plano com o PDIRD-GN 2018, não considerando os Planos de investimento submetidos pelos operadores em PDIRD-G 2020. Face ao PDIRD-G 2020, que totalizava 367,1M€, o presente Plano de investimento representa um aumento de 28%. Esta opção da ERSE é justificada pelo facto de o PDIRD-GN 2018 ser o único aprovado. Contudo o PDIRD-G 2020 já foi objeto de Consulta Pública, tendo dado origem a parecer deste Conselho e parecer final da ERSE, não tendo sido recomendado corte de investimento, mas sim ponderação do Concedente na sua aprovação.

3. Na Figura 2-2 do Documento de Enquadramento, a seguir reproduzida, a ERSE apresenta a evolução anual do investimento entrado em exploração desde 2010 e do investimento apresentado nas propostas de PDIRD-G 2022, incluindo o investimento já aprovado até 2023 no PDIRD-GN 2018 e nas licenças dos novos polos da Sonorgás atribuídas em 2019.

Figura 2-2 – Evolução anual do investimento entrado em exploração e apresentado nas propostas de PDIRD-G 2022



Fonte: ERSE, Documento de enquadramento – Propostas de PDIRD-G 2022

4. O CT defende que o tratamento comparativo histórico do investimento deve ser acompanhado por uma desagregação adequada que permita evidenciar o investimento que efetivamente é recuperado através da aplicação de tarifas.

5. A não evidenciação deste montante levará a uma interpretação distorcida da evolução, no que se refere aos montantes de investimento a reconhecer em tarifas, uma vez que existem investimentos

realizados pelos ORD, e que não são aceites para efeitos de tarifas. Estes montantes, que assumem uma expressividade cada vez maior dizem, essencialmente, respeito a contadores que são instalados e renovados com um custo totalmente suportado pelos ORD.

6. Em suma, o CT sugere que a ERSE passe a evidenciar de forma inequívoca o investimento elegível para recuperação em sede de aplicação de tarifas.

7. O documento de enquadramento da consulta desenvolvido pela ERSE não apresenta o impacte tarifário dos investimentos, nomeadamente o TOTEX unitário que tem apresentado uma tendência decrescente nos últimos anos, pelo que o CT entende que a ERSE não disponibilizou informação suficiente e adequada que permita avaliar o impacto dos investimentos propostos na tarifa.

8. De acordo com a análise realizada pela ERSE aos Planos apresentados pelos operadores:

"Uma análise mais aprofundada aos investimentos inscritos no PDIRD-GN 2018 aprovado, permite concluir que, para o ano 2023, único ano comum ao horizonte coberto pelas propostas de PDIRD-G 2022, já se encontra aprovado um montante de 55,3 milhões de euros, previamente a qualquer análise ou aprovação das propostas agora em análise.

No entanto, se atendermos à concretização dos PDIRD-G 2018 aprovados no período 2019-2023, verifica-se que os operadores das redes de distribuição de gás concretizaram projetos num montante superior ao que estava previsto nos PDIRD-GN 2018 para o mesmo quadriénio em cerca de 10,6 milhões de euros10. Parte deste desvio explica-se com o investimento estimado para o ano 2022, cujas previsões apontam para uma execução da ordem dos 25 milhões de euros acima do aprovado e previsto nesse ano.

Assim, apesar de existirem 55,3 milhões de euros já aprovados para 2023, desse montante apenas restam cerca de 44,6 milhões de euros à disposição dos operadores para concretizar projetos nesse ano, sendo o adicional já decorrente dos valores que venham a ser aprovados em sede de propostas de PDIRD-G 2022. E nas propostas de PDIRD-G 2022, que agora se submetem a Consulta Pública, os operadores de rede propõem um montante global de 468,4 milhões de euros para o quinquénio 2023-2027, dos quais 297,8 milhões de euros a serem concretizado no triénio 2023-2025 e 170,6 milhões de euros relativos aos últimos dois anos do horizonte do plano, 2026-2027.

Como referido, tendo em conta o saldo de execução dos PDIRD-GN 2018 aprovados até 2023, para efeitos da presente consulta pública, **em apreciação está então um montante total de 423,7 milhões de euros, repartidos por 61,3 milhões de euros para 2023 (não aprovado) e um montante de 362,4 milhões de euros relativos aos últimos quatro anos do horizonte do plano, 2024-2027.**"

Figura 2-1 – Investimento na RNDG aprovado e em apreciação para o período 2023-2027

Fonte: ERSE, Documento de enquadramento – Propostas de PDIRD-G 2022

9. Entende o CT que este aumento do valor previsto, face ao PDIRD-GN 2018, deverá ser objeto de cuidada apreciação em função da defesa da sustentabilidade do setor de gás, tendo em conta a

incerteza nas variáveis futuras da evolução do setor, bem como, o enquadramento ditado pelos objetivos de política de energia e clima aprovados para o País.

10. O CT entende que a desconsideração por parte da ERSE do PDIRD-G 2020, que não foi alvo de decisão de aprovação ou reprovação pelo Governo, leva a uma análise evolutiva desadequada, na medida em que o planeamento definido em 2017 seria incompatível com a evolução do mercado desde esse momento até ao próximo ano (2023). Neste sentido, e de acordo com o referido no número 2, entende o CT que a ERSE não deve ignorar o PDIRD-G 2020 para efeitos de comparação com os atuais Planos.

C.1.3 Impactes tarifários

1. O CT constata que o documento de enquadramento da proposta, elaborado pela ERSE, não inclui informação relativa ao impacto tarifário previsto das propostas de investimento apresentadas. Na apresentação da ERSE ao CT, de 22 de junho, essa informação também não foi transmitida.

2. É particularmente relevante que a ERSE proceda ao apuramento consolidado dos impactos na sustentabilidade do SNG, em face dos critérios de uniformidade tarifária estabelecidos. O CT entende que a análise deveria incluir as perspetivas de evolução consolidada de procura, com análise de sensibilidade a diferentes cenários, e consequente impacto tarifário para o período do PDIRD-G.

3. Para a análise ao plano anterior (PDIRD-G 2020), a ERSE facultou ao CT informação relativa ao impacto tarifário esperado para o período abrangido, que incluía uma análise de sensibilidade baseada na comparação de vários cenários de procura e correspondentes valores de TOTEX unitário por energia distribuída. A ausência desta informação na Consulta Pública em curso limita a análise do impacto tarifário do atual plano, pelo que o CT exorta a ERSE a facultar esta análise.

4. Em paralelo, e como referido no Parecer relativo ao PDIRG-2020, o CT entende que a análise de sustentabilidade realizada pela ERSE deveria, também, ser detalhada por cada um dos Planos dos ORD isoladamente, de modo a ficar claro o contributo, maior ou menor, de cada estratégia apresentada.

5. A partir dos elementos disponibilizados, o CT constata que:

   a) os valores de investimentos propostos no PDIRD-G 2022 (2023-2027) sofrem uma variação de 48.10% (+ 152,1 M€) face ao PDIRD-GN 2018. Adicionalmente, a ERSE refere também que "(…) *para o conjunto dos 11 operadores de rede, as propostas de PDIRD-G 2022 traduzem-se num acréscimo da ordem de 33% no montante de investimento previsto para 5 anos do período de 2023 a 2027, comparativamente com os investimentos entrados em exploração no último quinquénio.*"

   b) o documento da ERSE não apresenta a perspetiva de evolução da procura para os vários anos do plano. No entanto, o documento de enquadramento refere que: "*A revisão em alta da evolução da energia veiculada, em relação aos anos anteriores, está relacionada com o facto dos diversos ORD basearem as suas previsões numa expetativa de expansão da sua atividade conduzindo, entre os anos de 2022 e 2027, a um aumento global acumulado do número de consumidores e da procura de gás de, respetivamente, 10% e 6,8%.*"

6. Uma vez que o objetivo de captação de novos clientes visa essencialmente o segmento doméstico, o CT alerta para o risco de que os incrementos de consumo previstos possam não compensar os investimentos a realizar, em especial quando não apoiados por outros consumos relevantes ou cobertura de áreas de baixa densidade.

7. Por este motivo, face aos valores de investimento, com o consequente impacto na estrutura de ativos remunerados, e de evolução de procura, o CT conclui que os planos apresentados que visam a captação de consumo doméstico devem ser objeto de análise pela ERSE devendo esta apresentar de forma clara os impactos das propostas nas tarifas por segmento.

8. O CT reitera o igualmente expresso em pareceres anteriores no sentido de que deve ser evitada a realização de investimentos que possam conduzir a impactes tarifários no SNG.

C.2. Descarbonização e políticas públicas nos PDIRD- G

1. O cumprimento das metas de neutralidade carbónica decorrentes do Acordo de Paris de 2015 promoveu o estabelecimento de políticas públicas, ao nível europeu e nacional, conducentes à redução progressiva das emissões de gases com efeito de estufa, essencialmente com recurso a fontes renováveis de energia.

2. O CT reconhece o papel das redes de gás na viabilização do abastecimento dos consumos cuja eletrificação será difícil de assegurar de forma custo-eficiente, em particular na indústria, constituindo um vetor de desenvolvimento de soluções alternativas à eletrificação que importa avaliar e consolidar no futuro.

3. A 19 de janeiro de 2022 o Governo publicou o Despacho n.º 806-B/2022 com o Regulamento da Rede Nacional de Distribuição de Gás (RNDG), estabelecendo as condições técnicas e de segurança a que devem obedecer o ciclo de vida das infraestruturas da RNDG, incluindo-se nesta, as redes de interligação de produtores e consumidores de gás.

4. O CT realça a necessidade de que o plano de investimentos para a rede gás se encontre alinhado com as políticas públicas e metas estabelecidas. Tratando-se de investimentos cujos períodos de amortização se estendem, muitas vezes, para além de 30 anos é, pois, fundamental salvaguardar a sua viabilidade económica ou estabelecer medidas que a assegurem.

5. Na análise das propostas de PDIRD-G 2022, refere a ERSE, que *"(…) a motivação para este acréscimo de investimento é fundamentalmente baseada numa estratégia de maior aprofundamento de captação de novos clientes domésticos (…)*" e ainda que: "*Este cenário parece desalinhado com o quadro da estratégia nacional para a energia que perspetiva uma redução substancial do consumo de gás por parte dos setores Doméstico e de Serviços, a partir de 2030, até atingir valores próximos do residual em 2050.*"

6. Neste particular, o CT regista a afirmação do regulador: "*É, pois, claro o risco de, a concretizarem-se os projetos de investimento perspetivados pelos ORD nas suas propostas de PDIRD-G 2022, estes se poderem vir a tornar, mais cedo ou mais tarde, «custos afundados», já que se encontram centrados, essencialmente, em atrair novos e mais clientes domésticos.*"

CONSUMO FINAL DE ENERGIA (TWh)	2015	2020	2030	2040	2050
Setores Residencial e de Serviços	52,3	56,0	54,0	49,1	43,5
Eletricidade	29,1	31,3	30,4	34,7	37,4
Gás Natural	5,7	8,1	8,5	3,9	0,4

Fonte: RNC 2050

Face ao exposto, o CT sublinha o forte aumento de consumo previsto em 2020/2030 face a 2015, a par da manutenção do nível consumos de 2015 em 2040, ou seja, num período de praticamente 20 anos o nível de consumo é em média superior ao registado em 2015. Tendo em conta todas estas variáveis, o nível de consumos e a sustentabilidade e investimento nas redes que os viabilizam devem ser objeto de ponderação cuidada, mas objetiva, não ignorando a progressiva introdução de gases de baixo teor de carbono (renováveis e hidrogénio).

7. O CT constata que os 1,6M de clientes domésticos no SNG ao suportarem cerca de 60% das tarifas de acesso à rede, criam um efeito de escala favorável na sustentabilidade tarifária, elementar para garantir o acesso da indústria a energia a custos competitivos. Entre o consumo intensivo dos clientes não domésticos e o número de clientes domésticos com acesso à rede, a promoção da descarbonização do SNG potencia o acesso massificado a fontes renováveis para um volume de

energia de elevada significância no panorama energético nacional (63,8 TWh em 2021) a custos competitivos.

8. O CT considera que é prioritária uma clarificação das políticas públicas relativamente ao papel das redes de gás na descarbonização e nas metas a atingir. Desta forma, entende que o alargamento das redes de distribuição com o objetivo de captar clientes deve refletir os objetivos definidos, no quadro da sustentabilidade conjunta das redes e dos clientes ligados.

9. O CT entende assim que o alargamento da rede para captação de novos clientes domésticos deverá ser suportado pela expansão dos consumos industriais, desde que, em conjunto garantam a viabilidade económica do investimento.

10. Embora na perspetiva da descarbonização da rede de gás, a ERSE refira que "Com o desenvolvimento tecnológico atual e previsível para a próxima década, a solução economicamente mais eficiente para substituir consumos de gás e de outros combustíveis para o aquecimento doméstico será, em princípio, a eletrificação, em detrimento da utilização de hidrogénio" tal alteração não se verifica ainda.

11. Em particular, o CT não pode deixar de sublinhar que no setor industrial, a viabilidade técnica e económica de tal substituição não está ainda garantida, existindo ainda diversos setores industriais cuja perspetiva futura é a de manter, a longo prazo, as suas tecnologias de combustão e que será relevante a diversidade dos clientes para o equilíbrio económico das redes.

12. O CT entende que, mais do que definir a eletrificação como solução única, seja a evolução das opções a serem definidas em mercado e em liberdade de escolha dos consumidores a definir o futuro.

D. Considerações finais

1. O CT entende ser de desagregar as propostas dos ORD conforme quadro seguinte:

	PDIRD-GN 2022 (mil euros)	Lisboagás	Lusitaniagás	Setgás	Tagusgás	Beiragás	Duriensegás	Medigás	Dianagás	Paxgás	Grupo GND	Ren Portgás	Sonorgás
A	Investimento DN Ligação de clientes	36 946	33 830	23 212	11 185	18 406	3 746	2 605	1 502	277	131 710	102 406	51 368
B	Outros Investimentos em Infraestruturas	26 986	9 629	947	5 273	3 459	1 017	196	209	113	47 829	9 142	3 414
C	Investimento em Outras Atividades	26 956	13 046	9 109	3 618	3 360	1 980	1 695	843	431	61 040	12 960	14 299
D	Investimento de Convergência	5 000	2 500	2 500							10 000	19 008	5 260
	TOTAL	95 888	59 005	33 269	20 076	25 226	6 744	4 497	2 554	822	250 579	143 516	74 341

Fonte: Propostas de PDIRD-G 2022 e ERSE

2. A ERSE refere que o presente exercício de consulta pública incide unicamente sobre os adicionais dos investimentos propostos em PDIRD-G 2022 para o horizonte temporal 2023 e 2024, face ao aprovado em sede de PDIRD-GN 2018 para o mesmo período.

3. A ERSE propõe ainda que os investimentos para o período 2025-2027 sejam revistos no próximo exercício de PDIRD-G (2024).

4. O CT tende a concordar com a ERSE, no que respeita à assunção de um princípio de prudência, numa fase em que a política energética se encontra em processo de consolidação e que, como já referido, carece de uma revisão no sentido da sua adequabilidade à realidade concreta do país.

5. Contudo, o CT entende que a opção de diferir decisões de investimento de forma transversal a todas as componentes dos Planos apresentados, não contribui para o regular funcionamento e estabilidade de todos os elementos da cadeia de valor do sistema, principalmente dos ORD que têm de garantir

capacidade de resposta e planeamento de investimentos em segurança, qualidade de serviço e continuidade de abastecimento, bem como outros requisitos legais que requerem investimento.

6. Neste sentido, e de acordo com a segmentação apresentada pela ERSE no quadro acima, o CT defende a aprovação dos investimentos propostos nos Planos nas rúbricas (B) Outros investimentos em infraestruturas, (C) Investimentos em outras atividades e (D) Investimento de convergência, para o período 2023-2027.

7. Neste particular o CT reforça e destaca a importância que atribui à execução dos projetos incluídos nestas 3 rúbricas, que permitirão de forma sustentada:

   a) prover às necessidades de intervenção, nas redes existentes, alicerçadas tecnicamente;

   b) garantir a implementação de sistemas de comando e controlo das misturas de gases nas redes;

   c) a visibilidade de que os investimentos já realizados e a realizar na rede de distribuição de gás não são custos afundados, e continuarão a contribuir para a melhoria dos índices de independência e de segurança energética;

   d) destacar a sua contribuição decisiva para a descarbonização da economia;

   e) consolidar o entendimento que a coexistência de infraestruturas no setor energético (neste caso redes de gás e de eletricidade para os segmentos residencial, serviços e industrial) se revela uma decisão mais acertada do que um cenário apenas de eletrificação;

   f) demonstrar que a concorrência nas infraestruturas é mais saudável no longo prazo que a dependência de uma infraestrutura única;

   g) realçar que o crescimento, devidamente suportado do ponto de vista tecnológico, contribui para as economias de escala no setor e para a eficiência conjunta dos custos de investimento e de exploração.

8. No que respeita à componente de investimento designada por (A) Investimento em ligação de clientes, o CT defende, desde logo, a aprovação dos investimentos propostos nos Planos apenas para o horizonte temporal 2023-2024, desde que suportados:

   a) na ampliação e ou instalação de consumidores industriais;

   b) na captação de clientes residenciais que contribuem para a sustentabilidade do SNG, e cujo investimento não se traduza em agravamento tarifário, e ainda para o cumprimento das obrigações das concessões e licenças;

   c) no cumprimento das novas licenças atribuídas pelo concedente no ano de 2019.

9. Quanto ao investimento de 2025-2027, considerando a logística subjacente ao processo de investimento, e por forma a garantir a estabilidade nas operações dos ORD, o CT recomenda que apenas os anos de 2026 e 2027 não sejam alvo de pronúncia.

10. O CT, com objetivo de não condicionar a operação dos ORD recomenda a aprovação de 2025, permitindo acomodar o processo de aprovação formal por parte do Concedente. Deste modo, no que se refere ao (A) Investimento em ligação de clientes, para o horizonte temporal 2026-2027, o CT recomenda a sua análise e revisão em sede de exercício de PDIRD-G 2024, no sentido da sua adequação à evolução da política energética europeia e nacional, que se vier a verificar.

III – RECOMENDAÇÕES

1. O CT compreende os argumentos apresentados pelos operadores para suportar o desenvolvimento dos planos propostos, contudo insta a ERSE a promover junto do Governo a revisão dos instrumentos

que orientam a política energética, nomeadamente do PNEC, do RNC e do EN-H2, no sentido de serem adequados à evolução das realidades económica, social e ambiental do país.

2. O CT entende que o Governo deve esclarecer cabalmente a orientação da política energética do país, não deixando de considerar os seus impactes económicos. Adicionalmente, independentemente da decisão que o Governo venha a tomar, deve ser garantida uma adequada diversificação de soluções energéticas que permitam a livre escolha do consumidor final.

3. A ERSE limita-se a comparar o Plano de investimento com o PDIRD-GN 2018, ignorando que existe um PDIRD-G 2020 que foi desenvolvido sob os mesmos princípios que estão plasmados no atual. Assim, e atendendo ao facto de o PDIRD-GN 2018 ter sido desenvolvido sobre o ano de 2017, a ERSE não pode ignorar o exercício do PDIRD-G 2020, que apresenta uma perspetiva mais recente do mercado, ainda que não incorpore os efeitos da Pandemia Covid-19 e o conflito na Ucrânia.

4. O CT entende que a análise aos planos de investimento deveria incluir as perspetivas de evolução consolidada de procura, com análise de sensibilidade a diferentes cenários, e consequente impacto tarifário unitário para o período do PDIRD-G. O CT entende, assim, que a ERSE não disponibilizou informação suficiente e adequada que permita avaliar o impacto das oscilações de consumo na tarifa, pelo que exorta a ERSE a proceder e a facultar esta análise.

5. Face aos valores de investimento, com o consequente impacto na estrutura de ativos remunerados, e de evolução de procura, o CT conclui que os planos apresentados que visam a captação de consumo doméstico devem ser objeto de análise pela ERSE devendo esta apresentar de forma clara os impactos das propostas nas tarifas por segmento.

6. Quanto aos cenários de procura, o CT considera necessária uma análise rigorosa das evoluções da procura por segmento para avaliação dos impactos tarifários.

7. 7. No que se refere ao investimento aprovado, o CT considera que, se não for indutor de consumo e novas ligações, contribuirá para um incremento médio da Tarifa de Uso de Rede, situação penalizante para o SNG, pelo que reforça a necessidade de análises post mortem por parte da ERSE que confirmem a validade dos pressupostos subjacentes às aprovações, e que possam servir para referência futura.

8. Entende o CT que, se a lei estabelece que o PDIRD-G é quinquenal, a análise desenvolvida pela ERSE para efeitos de consulta pública deveria abranger os 5 anos do Plano.

9. O CT acompanha a prudência e as cautelas manifestadas pela ERSE relativamente à necessidade de adequar os investimentos nas redes de gás à realidade atual de política energética e ao horizonte temporal de aplicação da mesma, com o intuito de evitar a realização de investimentos que possam rapidamente apresentar uma relação custo benefício penalizadora para o sistema.

10. O CT sugere que a ERSE passe a evidenciar de forma inequívoca o investimento elegível para recuperação em sede de aplicação de tarifas.

11. No que diz respeito aos projetos piloto, tendo em conta a necessidade de adaptação das redes de distribuição para dar resposta aos desafios da descarbonização, o CT recomenda que sejam avaliados na globalidade do SNG e pelo benefício e segurança que aportam, garantindo-se o desejado rigor na avaliação custo-benefício de cada iniciativa e o seu impacto tarifário, assim como a criação de sinergias entre os ORD de forma complementar e não redundante, pelo que solicita à ERSE uma vigilância contínua da execução destes estudos e projetos.

12. O CT reforça que os investimentos que se perspetivam na rede de gás, decorrentes das opções e metas de política energética, devem, sempre que possível, recorrer a linhas de financiamento da UE que estejam disponíveis.

13. O CT considera que as análises de sensibilidade baseadas na comparação de vários cenários de procura não se devem limitar ao efeito sobre o eventual impacto global nas tarifas, mas passar igualmente a considerar uma análise específica sobre os custos unitários dos investimentos, quando os mesmos puderem ser adequadamente comparados.

14. O CT recomenda que a ERSE complemente as análises apresentadas, de modo a induzir um equilíbrio nos custos unitários de desenvolvimento das redes dos diferentes ORD, considerando as especificidades geográficas e de mercado das diferentes áreas de distribuição.

15. O CT entende que a análise de sustentabilidade realizada pela ERSE deveria, à semelhança de planos anteriores, ser detalhada por cada um dos Planos dos ORD isoladamente, de modo a ficar claro o contributo, maior ou menor, de cada estratégia apresentada.

IV – CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário, Secção do Setor do Gás, considera que a proposta apresentada pela ERSE deverá ser reformulada em conformidade com as recomendações constantes deste Parecer.

Aprovado em 15 de julho de 2022.

[Parecer integral digitalizado]

◆ Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT para o período 2022-2031 — PDIRG 2021 ◆ [Consulta Pública n.º 99]

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, alterado pelo artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, *"(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*."[133]

Ao CT compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural -, emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT o documento[134] contendo a "Proposta de PDIRG 2021", cabendo ao CT emitir parecer até 16 de junho de 2021.

No decurso da elaboração deste parecer:

- A REN efetuou, em 11 de maio de 2021, uma apresentação ao CT da proposta em análise;
- A ERSE efetuou, em 19 de maio de 2021, uma apresentação ao CT da proposta em análise.

Assim, a Secção do Sector do Gás Natural do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I - GENERALIDADE

O Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, veio estabelecer a organização e o funcionamento do Sistema Nacional de Gás (SNG), os regimes jurídicos aplicáveis às atividades de receção, armazenamento e regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL), de armazenamento subterrâneo de gás, de transporte e de distribuição de gás, incluindo as respetivas bases das concessões, bem como de produção de outros gases, de comercialização de gás, de organização dos respetivos mercados e de operação logística de mudança de comercializador.

Este decreto-lei estabelece também as regras relativas à gestão técnica global do SNG, ao planeamento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT), procedendo à transposição da Diretiva (EU) 2019/692 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril de 2019, dando igualmente execução ao Regulamento (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009 e ao Regulamento (UE) n.º 2017/1938, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2017.

Dispõe o n.º 1 do artigo 86.º daquele diploma legal que "*O planeamento da RNTIAT deve assegurar a existência de capacidade das infraestruturas, o desenvolvimento adequado e eficiente da rede e a segurança do abastecimento, e deve ter em conta as disposições e os objetivos previstos no Regulamento (CE) n.º 715/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, nomeadamente quanto ao plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária, no âmbito do mercado interno do gás, e ainda detalhar os investimentos e infraestruturas a desenvolver por forma a habilitar o sistema a contribuir para os objetivos do PNEC e do RNC.*"

[133] Cf. Art.º 45 dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.

[134] PCA ERSE, de 03 maio de 2021.

Nos termos do n.º 2 do mesmo artigo, o operador da RNTG deve elaborar, nos anos ímpares, um plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT (PDIRG) que, conforme estabelece o n.º 4, deve ter em consideração os seguintes elementos:

a) O relatório anual de monitorização da segurança do abastecimento mais recente;

b) A caracterização da RNTIAT elaborada pelo operador da RNTG, em conformidade com os objetivos e requisitos de transparência previstos no Regulamento (CE) n.º 715/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, que deve conter a informação técnica necessária ao conhecimento da situação das redes e restantes infraestruturas, designadamente das capacidades nos vários pontos relevantes da rede, da capacidade de armazenamento subterrâneo e dos terminais de GNL e do respetivo grau de utilização;

c) Os PDIRD elaborados, no ano par anterior, pelos operadores da RNDG, nos termos da subsecção II da presente secção;

d) Os pedidos de ligação à rede de produtores de gases de origem renovável, bem como as composições esperadas do gás decorrentes da injeção de outros gases.

O artigo 87.º do suprarreferido decreto-lei estabelece o procedimento de elaboração do PDIRG consagrando as fases seguintes:

1. Até ao final do 1.º trimestre de cada ano ímpar, o operador da RNTG deve apresentar a proposta de PDIRG à DGEG e à ERSE;

2. Recebida a proposta de PDIRG, a ERSE dispõe de 22 dias para promover a sua consulta pública, com duração de 30 dias;

3. Nos 22 dias subsequentes, a ERSE elabora o respetivo relatório que, juntamente com os contributos recebidos e nesse mesmo prazo, é levado ao conhecimento da DGEG e do operador da RNTG;

4. No dia seguinte ao envio do relatório da consulta pública, inicia -se o prazo de 30 dias para cada uma das entidades, DGEG e ERSE, emitirem e comunicarem entre si e ao operador da RNTG o respetivo parecer que pode determinar a introdução de alterações à proposta;

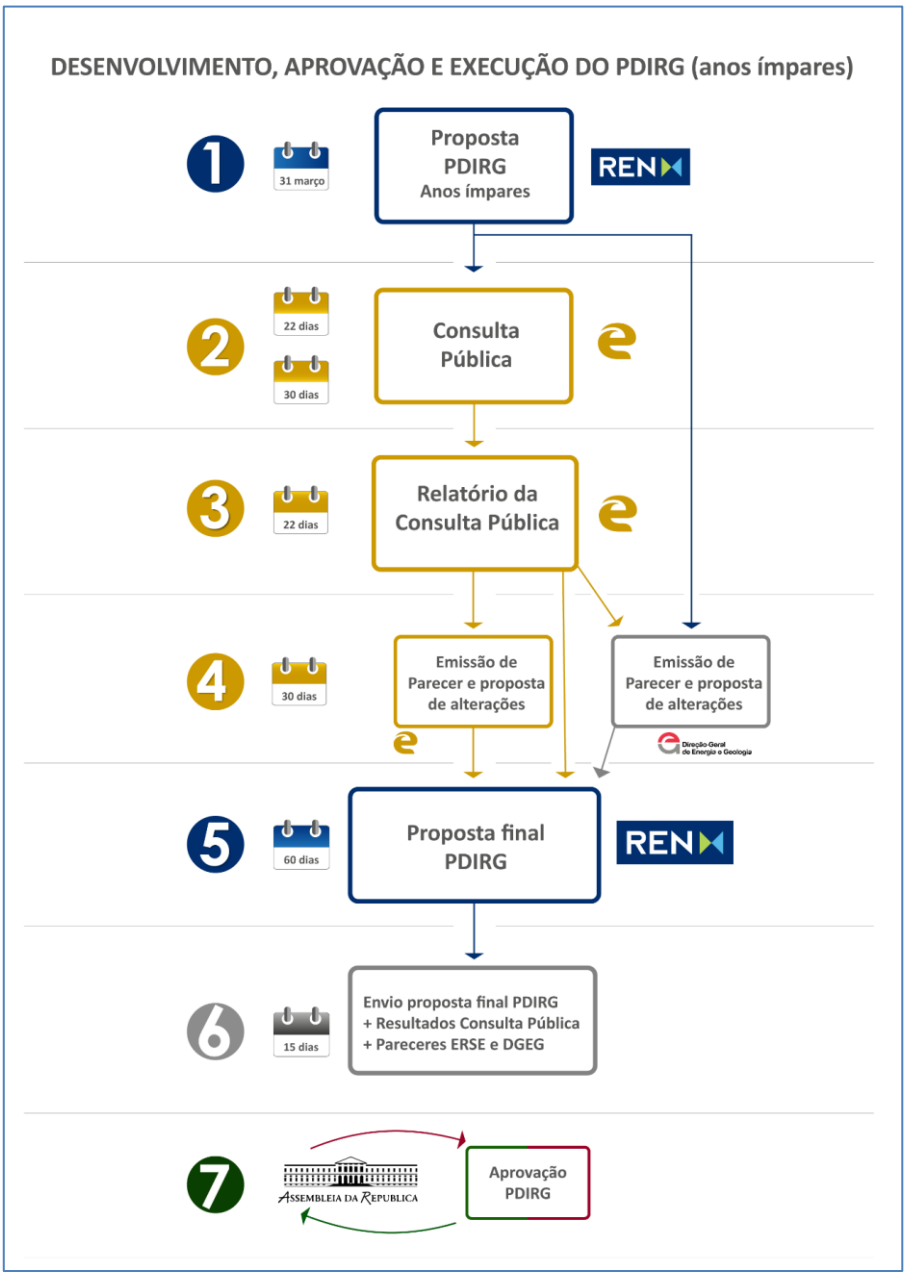
5. Recebidos os pareceres da DGEG e da ERSE, o operador da RNTG dispõe do prazo de 60 dias para enviar à DGEG a proposta final do PDIRG que deverá ter em conta os resultados da consulta pública e incorpora as alterações determinadas nos pareceres emitidos;

6. Após a receção da proposta final do PDIRG, a DGEG dispõe de um prazo de 15 dias para enviá-la ao membro do Governo responsável pela área da energia, acompanhada do parecer da ERSE e dos resultados da consulta pública;

7. O membro do Governo responsável pela área da energia submete, então, no prazo de 15 dias, a proposta de PDIRG a discussão na Assembleia da República;

8. Por fim, após a receção do parecer da Assembleia da República, o membro do Governo responsável pela área da energia decide sobre a aprovação do PDIRG, no prazo de 30 dias.

O ciclo de desenvolvimento, aprovação e execução do plano decenal de desenvolvimento e investimento nacional encontra-se descrito na figura seguinte:



Fonte: ERSE (Documento de Enquadramento da proposta de PDIRG-2021 – Pág. 9)

O operador da RNTG submeteu à ERSE, em 31 de março de 2021, a proposta de PDIRG 2021 para o período 2022-2031, agora em análise, que corresponde à primeira edição que é colocada em consulta pública nos termos do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto.

II - ESPECIALIDADE

1. Evolução da elaboração e aprovação dos PDIRGN 2017 e 2019

a. A 19 de dezembro de 2018, foi aprovado pelo Secretário de Estado da Energia o PDIRGN 2017 (2018-2027), com um montante total de 54,65 milhões de euros em projetos de investimento, relativos ao primeiro quinquénio (2018-2022).

b. Posteriormente, foi submetida à ERSE a proposta de PDIRGN 2019, cujo parecer da ERSE foi emitido a 19 de junho de 2020, incluindo os projetos de investimento a realizar no horizonte 2020-2029, propondo, para o primeiro quinquénio (2020-2024), um montante de 36 milhões de euros e, para o segundo quinquénio (2025-2029), um montante que ascende a 149 milhões de euros.

c. Tendo em conta o contexto decorrente da pandemia da COVID-19 e da incerteza quanto ao futuro do sistema de gás, agravado pela conjuntura que o país atravessa e cujos efeitos sobre a economia se poderão prolongar no tempo, a ERSE entendeu recomendar que, da aprovação da proposta de PDIRGN 2019, não resultasse um aumento dos custos a suportar pelos consumidores, em sede de tarifas de acesso às redes de gás.

d. Nesse sentido, no seu parecer, a ERSE recomendou que, na versão final de PDIRGN 2019 a submeter ao Concedente para aprovação, o operador da RNTG solicitasse a emissão de Decisão Final de Investimento apenas para um montante total agregado até 26 milhões de euros.

e. Em resultado desta recomendação, o valor total de investimento na RNTG no período de 2020-2024 ascenderia a 43 milhões de euros, valor que integrava o investimento aprovado no PDIRGN 2017 e o investimento decorrente da recomendação da ERSE para o PDIRGN 2019.

f. Como é referido no documento de enquadramento relativo à proposta de PDIRG 2021, a ERSE não teve conhecimento da aprovação da proposta de PDIRGN 2019, até à data de lançamento da atual consulta pública, pelo que o PDIRGN 2017 é a última proposta aprovada, incluindo um montante de 54,65 milhões de euros a custos totais já aprovado, relativamente ao período de 2018-2027, comum ao início do horizonte 2022-2031 da atual proposta de PDIRG 2021.

g. A 31 de março de 2021, foi submetida à ERSE, pelo operador da RNTG, a proposta de PDIRG 2021, agora em análise.

2. Avaliação da proposta de PDIRG 2021

Na proposta de PDIRG apresentada pelo operador, objeto do presente parecer, os projetos apresentados, à semelhança do que sucedeu com a proposta de PDIRGN 2019, estão organizados em dois grandes grupos: o dos projetos base e o dos projetos complementares.

2.1. Projetos base

Os projetos base são constituídos por:

(i) Os projetos de remodelação e modernização de ativos em serviço, por obsolescência, das instalações da RNTIAT e intervenções na envolvente das infraestruturas para aumento da resiliência e adaptação às alterações climáticas de forma a manter a eficiência operacional das instalações;

(ii) Os projetos destinados a garantir a continuidade e a qualidade de serviço em pontos de ligação a utilizadores da rede já constituídos (pontos de entrega aos operadores das redes de distribuição/ RD, pontos de entrega em alta pressão e interligações);

(iii) Os projetos destinados ao cumprimento de compromissos previamente acordados com clientes em AP e/ou com os ORD relativamente à disponibilização de novos pontos de entrega ou expansão dos já existentes, no caso dos ORD em articulação com os projetos dos operadores das redes de distribuição considerados nos seus PDIRD;

(iv) Os projetos de investimento necessários à sustentabilidade e garantia de funcionamento da atividade de gestão técnica global (GTG).

Tendo em conta o enquadramento legislativo e regulamentar, em particular o Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que estabelece a organização e o funcionamento do SNG, considerando a incorporação de gases renováveis e de baixo teor de carbono, conjugado com a EN-H2, que identifica um conjunto de metas e objetivos nacionais para a injeção de hidrogénio nas redes de gás, o operador da RNTG incluiu na categoria de projetos base um conjunto de iniciativas com vista a garantir a qualidade e a segurança da RNTIAT neste novo contexto, como sejam os projetos associados à introdução de misturas de hidrogénio na RNTG e na AS do Carriço.

Estes projetos constituem o primeiro passo para permitir a introdução de hidrogénio no SNG incluindo a monitorização, controlo e gestão dos níveis de mistura no SNG. Têm como objetivo permitir uma incorporação de 10% a 15% de hidrogénio em volume, como estabelecido para 2030 no Plano Nacional para o Hidrogénio publicado na Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2020, de 14 de agosto.

2.2. Projetos complementares

O CT regista que no PDIRG 2021 não é proposta a realização de projetos complementares.

No entanto, o ORT apresenta um conjunto de projetos designados de complementares à proposta de PDIRG, que decorrem de novas necessidades com origem externa à RNTIAT e que não representam compromissos já assumidos pelo ORT. A realização destes projetos está condicionada à manifestação do interesse na sua realização por parte de *stakeholders* externos, bem como à confirmação do concedente quanto ao interesse, concordância e data de realização dos mesmos.

Ainda assim, são descritos de forma muito sumária três futuros projetos complementares, designadamente (i) projeto complementar do eixo nacional de transporte de hidrogénio, (ii) projeto complementar da 3.ª interligação Portugal-Espanha, (iii) projeto complementar de abastecimento de bancas de GNL em Sines.

Relativamente ao projeto complementar do eixo nacional de transporte de hidrogénio, que terá como objetivo subjacente o recondicionamento da rede existente para que a mesma possa vir a ser compatível com concentrações até 100% de hidrogénio, o CT reconhece e sublinha a prudência da REN em propor para futuras edições subsequentes do PDIRG os investimentos necessários, beneficiando de maior conhecimento sobre a matéria, resultados de estudos a desenvolver e até de desenvolvimentos tecnológicos que possam vir a surgir.

Tendo os projetos base previstos no PDIRG 2021 associados ao hidrogénio como objetivo a adequação das infraestruturas e redes para cumprimento da meta de incorporação de 10-15% de hidrogénio da rede de gás até 2030, futuros projetos de investimento tenderão a dar resposta à trajetória indicativa de aumento de incorporação prevista para 2040 e 2050 (40-50% e 75-80% respetivamente) na Resolução de Conselho de Ministros n.º 63/2020, de 14 de agosto, que aprova o Plano Nacional do Hidrogénio.

Tal como referido pelo ORT, "*as projeções atuais de investimento para garantir em redes existentes a compatibilidade total com hidrogénio, apontam para cerca de 10-15% do valor de investimento de uma rede equivalente nova*".

Face ao exposto, tendo em conta (i) a natureza meramente indicativa das trajetórias de incorporação de hidrogénio para o horizonte 2040-2050, que serão certamente alvo de clarificação e decisão futura pelo Concedente, (ii) o conhecimento existente sobre a matéria que carece de aprofundamento, o CT recomenda máxima ponderação na abordagem aos projetos de investimento que venham a ser considerado no âmbito do eixo nacional de transporte de hidrogénio em futuros PDIRG, assegurando a necessária análise custo-benefício.

O CT sublinha que, em ambas as situações acima descritas, e tratando-se de investimentos muito elevados e resultantes de opções de política energética, exigirá o recurso a fontes de financiamento comunitárias e/ou nacionais antecipadamente previstas com o propósito de minimizar o impacto tarifário destes futuros projetos.

O impacto económico decorrente da adaptação e alteração de equipamentos consumidores de gás para os níveis de incorporação máximos previstos, dada a sua dimensão, é crítico e não pode ser ignorado.

2.3. Montantes propostos

Na análise ao documento da ERSE "Enquadramento - Proposta de PDIRG 2021", o CT nota a seguinte referência (página 11, último parágrafo): *"Na atual proposta de PDIRG 2021, que se submete a Consulta Pública, o operador da RNTG propõe para o primeiro quinquénio (2022-2026) um montante de 87,4 milhões de euros e, para o segundo quinquénio (2027-2031), propõe um montante que ascende a 49,3 milhões de euros.";* a soma destes dois montantes é 136,7 milhões de euros.

Por sua vez, na proposta de PDIRG 2021 elaborada pela REN é dito que (página 98, penúltimo parágrafo) *"o valor total a CDE de novo investimento proposto neste plano em projetos de remodelação e modernização nas infraestruturas da Rede Nacional de Transporte de Gás, no TGNL de Sines, no Armazenamento Subterrâneo, na Gestão Técnica Global e na adaptação para a introdução de misturas de hidrogénio (sem subsídio de fundos europeus), sobre o qual deverá recair a apreciação em sede da presença de PDIRG, é de 124,3 M€."*; estes 124,3 milhões de euros correspondem ao somatório de 79,5 milhões de euros para o primeiro quinquénio (2022-2026) com 44,8 milhões de euros para o segundo quinquénio.

Embora sabendo que a diferença dos valores apontados pela ERSE e pela REN corresponde a encargos de estrutura, de gestão e financeiros, o CT entende que:

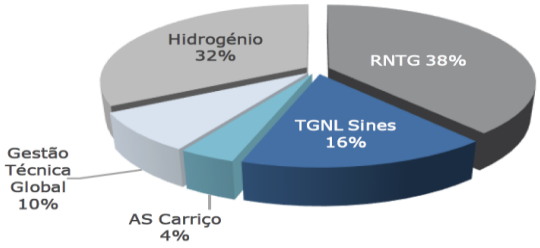
- Deveria haver coincidência nos montantes indicados pelas duas entidades;
- A falta de coincidência entre montantes pode levar a análises pouco rigorosas.

Neste contexto, e tendo por base a informação constante da proposta de PDIRG 2021 elaborado pela REN, o CT regista que a repartição dos investimentos da proposta é a seguinte:

Repartição dos investimentos do PDIRG 2022-2031

PDIRG Período 2022 - 2031	Investimento (M€)
RNTG	47,353
AS Carriço	4,525
TGNL de Sines	20,117
Gestão Técnica Global	11,985
Adaptação ao hidrogénio sem subsídio*	40,325
Adaptação ao hidrogénio com subsídio*	16,130
TOTAL sem subsídio* para o hidrogénio	**124,305**
TOTAL com subsídio* para o hidrogénio	**100,110**

*fundos do *Innovation Fund* da CE



Por simplificação o gráfico supra apresenta a repartição dos investimentos sem a inclusão de possível subsídio do Innovation Fund para adaptação das infraestruturas a misturas de hidrogénio.

Fonte: Apresentação da REN ao CT

O CT reconhece e salienta a importância de o ORT captar sempre que possível financiamento europeu ou outros para apoio aos investimentos a operacionalizar no âmbito do cumprimento dos objetivos da transição climática na expetativa da sua repercussão nas tarifas.

3. Estratégia Nacional do Hidrogénio

O Plano Nacional do Hidrogénio, aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2020, de 14 de agosto, estabelece um conjunto de metas e objetivos nacionais para a incorporação de hidrogénio nas redes de gás (1% a 5% em 2025 e 10% a 15% em 2030).

O CT concorda "*ser importante acompanhar o que fazem os operadores das redes dos restantes Estados-Membros, nomeadamente na vizinha Espanha e assegurar coordenadamente a interoperabilidade das redes. Também no que diz respeito à disponibilidade de hidrogénio, é preciso validar a existência de fontes de produção e da respetiva estrutura de abastecimento.*"

Tal como manifestado no parecer emitido pelo CT em resposta à consulta pública n.º 98 referente ao PDIRD-GN 2020, o CT reitera a importância de a ERSE manifestar ao legislador a necessidade de alinhamento dos objetivos de política energética constante na EN-H2 com os do Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC2030).

O CT alerta também para o facto de a regulamentação europeia relativa a este tema ainda estar a ser elaborada, pelo que os projetos deverão refletir prudência para assegurar a sua compatibilização com as normas europeias que vierem a ser implementadas.

O Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, estabelece como uma obrigação de serviço público das concessionárias "*A capacitação das infraestruturas e instalações concessionadas para a receção de outros gases*".

Para a preparação da capacitação destas infraestruturas para incorporação de Hidrogénio, o operador da RNTG apresentou neste PDIRG 2021 um conjunto de projetos de investimento, referentes a estudos e avaliações técnicas:

A. Rede nacional de transporte de gás (RNTG)

1. Os impactos a médio prazo que a introdução de misturas com hidrogénio pode trazer à estrutura dos gasodutos (3,2 M€).
2. A necessidade de adaptar e aumentar a capacidade dos sistemas de controlo para lidar com o aumento do número de pontos de ligação com diferentes composições e a necessidade de controlo da concentração da mistura em cada ponto (4,2 M€).
3. O impacto do hidrogénio na eficiência do equipamento de superfície e a eventual necessidade da sua substituição (2,9 M€).
4. Análise da capacidade de deteção do hidrogénio dos atuais equipamentos de análise e medição (cromatógrafos) e avaliação dos impactos na aferição da qualidade do gás e na determinação do PCI (1,8 M€).

B. Armazenamento subterrâneo do Carriço (AS do Carriço)

1. Estudo e avaliação técnica que permitam validar a adequação das cavidades salinas para admissão de misturas de hidrogénio (1,5 M€).
2. Impacto nos equipamentos de superfície (1,4 M€).
3. Os motores de combustão interna atualmente em funcionamento na instalação de armazenamento subterrâneo não estão preparados para fazer face aos níveis de hidrogénio considerados no âmbito deste projeto (12,0 M€).
4. No âmbito da substituição dos atuais motores de combustão interna por motores elétricos, será necessária a adaptação e reforço da atual instalação elétrica (9,0 M€).

O CT concorda com o referido pela ERSE de que *"Existem algumas dúvidas quanto ao comportamento das infraestruturas em presença de percentagens elevadas de hidrogénio, à redução do rendimento dos ciclos nos armazenamentos subterrâneos, às potências necessárias em jogo nas estações de compressão e nas diferenças para as atuais cadeias de medição, para falar de alguns exemplos. Não é completamente claro qual a percentagem de hidrogénio para que se deverão preparar os investimentos a breve prazo".*

Pelo exposto, o CT considera de grande importância a realização destes estudos para a compatibilização das atuais infraestruturas de gás de forma a garantir:

- A segurança e eficiência na operação das infraestruturas;
- A segurança e eficiência da utilização desta nova mistura nas instalações dos clientes;
- A correta medição da qualidade da mistura e o impacto nos equipamentos dos clientes domésticos e industriais;
- A medição da composição e do poder calorifico da mistura de forma a garantir a faturação correta aos clientes.

No âmbito do PDIRG 2021, estão considerados investimentos para a capacitação da RNTG e do AS do Carriço para incorporação de Hidrogénio:

- 36 M€ no período 2022-2026;
- 4 M€ no horizonte2027-2031.

Estes investimentos totalizam 32% do total do investimento proposto no PDIRG 2021. O CT não pode deixar de relevar o peso relativo elevado dos mesmos no montante global de investimentos propostos.

O CT nota que estes investimentos, apenas parcialmente, são referentes a estudos, pois incluem, também, a substituição da motorização dos compressores da armazenagem subterrânea, da qual resulta a substituição total da alimentação elétrica desse complexo. Deste modo, temos que a verba relativa ao hidrogénio (cerca de 40 M€) se distribui quase por igual entre estudos e uma substituição de motores que, embora necessitassem de remodelação, são agora propostos para substituição atendendo às novas exigências decorrentes da injeção de hidrogénio no Sistema. Não sendo contempladas outras alterações físicas das infraestruturas, o CT alerta que futuramente poderão vir a ser identificados montantes de investimento adicionais para a efetiva adaptação da infraestrutura à injeção do hidrogénio.

O CT recorda, também, que neste plano se refere o impacto da injeção de hidrogénio na rede de transporte e que investimentos equivalentes serão igualmente necessários nas redes de distribuição, incluindo estudos técnicos relacionados com a possível adaptação das instalações dos consumidores de gás.

O CT lembra que tais investimentos não foram contemplados nos PDIRD 2021 apresentados no início do corrente ano.

O ORT vem, no entanto, introduzir no PDIRG a possibilidade de ver atribuído a estes projetos eventual subsídio (o PDIRG considera a hipótese de apoio a 60% do *Innovation Fund*), reduzindo o montante de investimento de 40M€ para 16 M€, ficando nessa situação os projetos relacionados com o hidrogénio a totalizar 16% dos investimentos a serem suportados pela tarifa.

O CT não pode deixar de apreciar esta iniciativa do ORT e relembrar recomendações de pareceres anteriores de que estes investimentos devem ser, sempre que possível, financiados por fundos disponíveis para a descarbonização em detrimento de agravarem a fatura dos clientes de gás através da sua incorporação nas tarifas. Recomenda o princípio da precaução, que sejam consideradas alternativas de financiamento, caso a candidatura ao *Innovation Fund* não seja bem-sucedida, no sentido de evitar que os investimentos venham a ser integralmente imputados às tarifas, aspeto particularmente relevante se atendermos que existe ainda incerteza subjacente à magnitude efetiva dos mesmos para o horizonte temporal da EN-H2.

Em suma, o CT reconhece a prudência do ORT na elaboração de estudos que permitam conhecer e adaptar as infraestruturas à nova realidade definida pela EN-H2.

Entende também como fundamental que se acompanhe o desenvolvimento da regulamentação europeia sobre este tema e que terá de ser transposta para Portugal.

Entende o CT que deve existir previsibilidade no Sistema Nacional de Gás sendo exigível a clarificação quanto ao seu futuro e uma eficaz coordenação entre o disposto na EN-H2 e as estratégias nacionais PNEC2030 e RNC 2050.

4. Previsões de procura

O CT reconhece a relevância particular que a definição de cenários de procura robustos representa para a análise dos planos de investimento em infraestruturas. Em particular, no que concerne ao SNG, a presente situação de transição energética para uma economia de baixo carbono lança desafios particulares que devem ser cuidadosamente ponderados.

4.1. Enquadramento e comentários gerais

Nos termos previstos na legislação enquadradora, a proposta de PDIRG tem como referência os pressupostos do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás 2020, período 2021-2040 (RMSA-G 2020) onde são desenvolvidos os cenários de evolução da procura de gás natural no período 2021-2031. Estas previsões são desagregadas em mercado convencional (MC), que inclui o consumo de gás natural nos sectores da indústria, cogeração, residencial e terciário, e em mercado de eletricidade (ME), que inclui o consumo de gás natural em centrais termoelétricas para produção de eletricidade em regime ordinário.

As estimativas de previsão do consumo de gás natural de acordo com o RMSA 2020 apontam para uma taxa média de crescimento anual (TMCA) da procura total de gás para o período 2021-2026 de -4,9% para o cenário central, de -4,6% para o cenário superior e de -4,4% para o cenário inferior. A TMCA da procura total de gás para o período 2026-2031 é de 0,0% para o cenário central, de 0,3% para o cenário superior e de 0,6% para o cenário inferior.

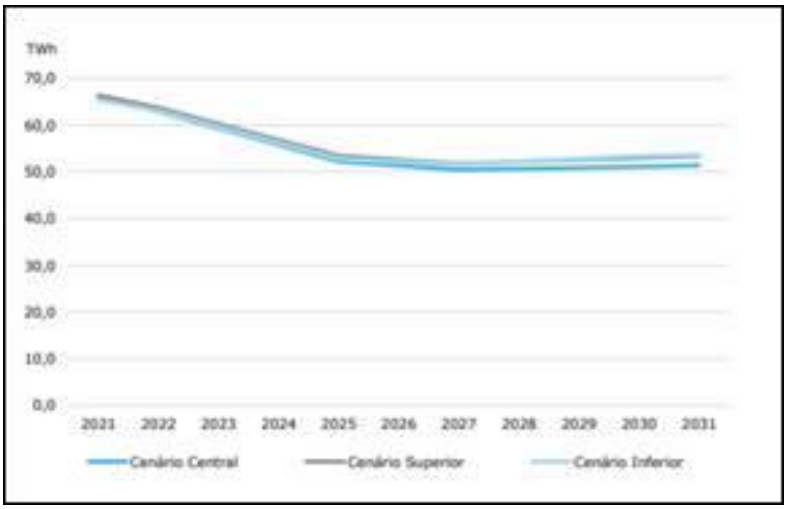
Para o mercado convencional, que inclui os setores da Indústria, foram considerados três cenários de evolução da procura de gás natural associados a diferentes tendências de crescimento económico: cenário superior, cenário central e cenário inferior. Tendo em conta a perspetiva de uma tendência crescente da procura de gás abastecido por UAG no território nacional, a TMCA da procura total de gás abastecido por UAG para o período 2021-2026 é de 10,7% para o cenário central, de 10,9% para o cenário superior, e de 7,6% para o cenário inferior. A TMCA da procura de gás abastecido por UAGs para o período 2026-2031 é de 6,5% para o cenário central, de 6,5% para o cenário superior e de 5,4% para o cenário inferior.

As estimativas de previsão do consumo de gás natural de acordo com o RMSA 2020 apontam para uma TMCA da procura no MC para o período 2021-2026 de 1,0% para o cenário central, de 1,2% para o cenário superior, e de 0,6% para o cenário inferior. A TMCA da procura no MC para o período 2026-2031 é de 1,0% para o cenário central, de 1,1% para o cenário superior e de 0,7% para o cenário inferior.

O mercado elétrico é caracterizado atualmente pela procura de gás em quatro centrais térmicas de ciclo combinado: Tapada do Outeiro, Ribatejo, Lares e Pego. Os cenários de evolução do consumo de gás natural no Mercado de Eletricidade têm por base os estudos desenvolvidos pela REN para a Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) no contexto do RMSA do Sistema Elétrico para o período 2021-2040 (RMSA-E 2020) e do RMSA-G 2020, tendo sido considerados na proposta atual três cenários de evolução do consumo de gás natural decorrentes dos estudos de evolução do sistema electroprodutor (cenário superior ambição, cenário central ambição e cenário inferior continuidade).

A progressiva implementação de uma visão integrada na gestão dos sistemas de Gás e Eletricidade alcança uma relevância considerável, uma vez que atualmente uma parte significativa do consumo de gás natural se destina ao mercado de eletricidade, fortemente influenciado pela grande evolução antecipada para as fontes de energia renovável (FER) previstas no RMSA-E. A evolução crescente perspetivada para a capacidade instalada determina que, em 2031, entre 89% e 91% da capacidade de produção esteja repartida entre a PRO hídrica e PRE. Por este facto, os cenários de consumo de gás natural no segmento do mercado de eletricidade sofrem uma redução de consumo.

Na figura seguinte apresenta-se as estimativas da procura para o período 2021 a 2031 para os 3 cenários considerados:



Fonte: Proposta RENG – PDIRG 2023-31

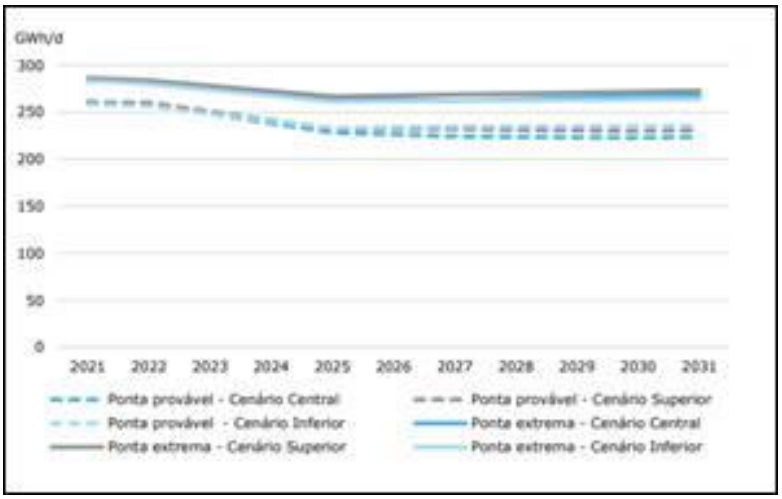
A redução da previsão de procura agregada que se verifica em todos os cenários, resulta de um ajustamento realizado no comportamento da procura de gás para o mercado elétrico a refletir o que será a sua possível evolução num cenário de hidraulicidade média.

Comparativamente com o cenário Inferior, os cenários superior e central do mercado elétrico pressupõem um crescimento acentuado da componente de produção elétrica renovável, o que justifica, uma taxa de crescimento da procura de gás ligeiramente superior no cenário inferior, em comparação com o cenário central e cenário superior.

A estimativa de procura anual, por si só, é insuficiente para a determinação das necessidades de capacidade adicional das infraestruturas, designadamente as que dependem fundamentalmente das pontas de consumo diário associadas aos cenários mais exigentes, como é o caso das redes de transporte de gás. Por esse motivo, determinaram-se as pontas prováveis e as pontas extremas de consumo diário para o mercado convencional e para o mercado elétrico, tendo por base os três cenários de evolução de procura já referidos anteriormente em cada um dos mercados: o cenário central, o cenário superior e o cenário inferior.

As previsões das pontas apontam para uma redução da ponta de consumo diária global que acompanhará a tendência de redução da procura. Em média, para o período 2021-2031, o cenário Central traduz-se numa redução de -1,5% para os cenários de ponta provável e de -0,5% para a ponta extrema. Para o mesmo período, o Cenário Superior apresenta reduções médias de -1,2% para a situação de ponta provável e de -0,5% para a ponta extrema, o cenário inferior apresenta uma redução média de -0,9% para a situação de ponta provável e de -0,7% para a situação de ponta extrema.

Na figura seguinte apresenta-se as estimativas de ponta de consumo para o período 2021 a 2031 para os 3 cenários considerados:

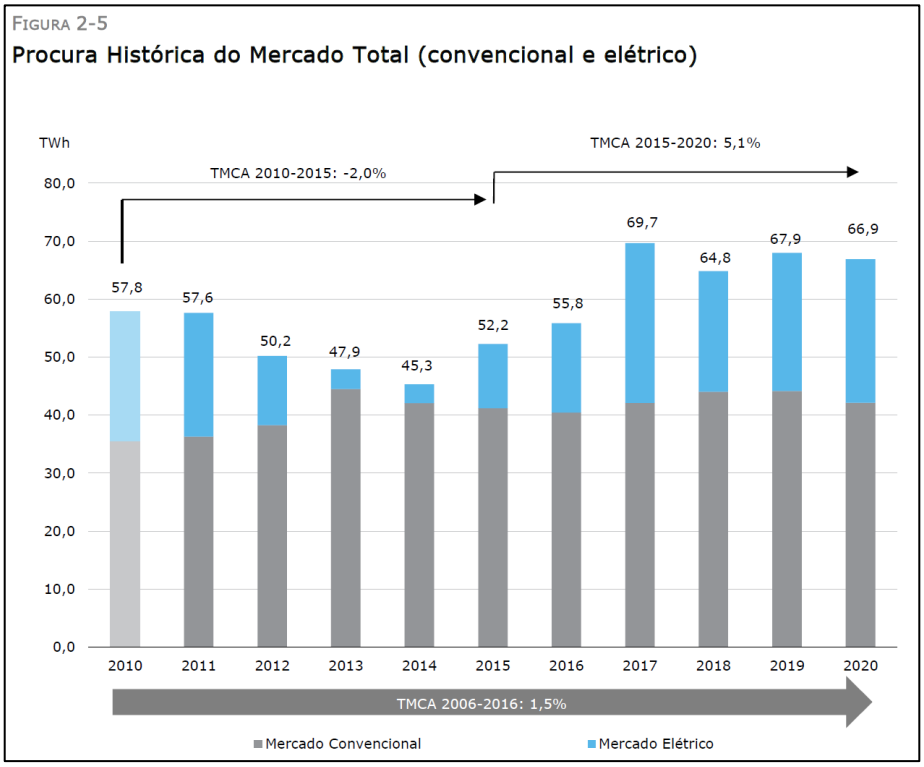


Fonte: Proposta RENG – PDIRG 2023-31

4.2. Produção de eletricidade e mercado total de gás

Desde o momento do estabelecimento do SNG, a produção de eletricidade em centrais termoelétricas de ciclo combinado tem representado uma fração especialmente relevante do consumo nacional, sem prejuízo da volatilidade associada à procura neste segmento ser singular no conjunto do SNG:

FIGURA 2-5
Procura Histórica do Mercado Total (convencional e elétrico)



Fonte: Proposta RENG – PDIRG 2023-31

No Documento de Enquadramento à consulta pública, a própria ERSE reconhece que o mercado elétrico é o principal responsável pelas variações observadas no mercado nacional de gás, o que resultas das

caraterísticas do setor eletroprodutor português, especialmente dependente do regime hidrológico, bem como do progressivo abandono da produção térmica a carvão e do peso crescentemente superior das tecnologias de base renovável (eólica e solar), por definição variáveis e não despacháveis, o que mais releva da probabilidade do gás se tornar no combustível de referência para responder a picos de procura e/ou indisponibilidades das energias renováveis.

Deste modo, o CT entende a especial atenção concedida à evolução do mercado elétrico na definição da procura no horizonte do PDIRG, reconhecendo que o mercado convencional (residencial e industrial) tem apresentado uma elevada resiliência ao longo dos anos, mesmo considerando as crises financeira (2008) e pandémica (2019) verificadas ao longo da última década.

Adicionalmente, sendo certo que a transição energética não deixará de levar à eletrificação de consumos, o CT nota o reduzido peso do setor doméstico na procura global do SNG – onde tal fenómeno terá, previsivelmente, maior significado – pelo que estimativas baseadas num aumento moderado dos volumes associados ao mercado convencional parecem justificados: "*TMCA21-26 de 1.2%, 1.0% e 0.6% nos cenários superior, central e inferior respetivamente*", cf. pág. 23 do Documento de Enquadramento da consulta pública.

4.3. Avaliação das estimativas

O CT reconhece a dificuldade de estabelecimento de um referencial objetivo de evolução dos consumos, sem prejuízo de validar a opção metodológica de serem considerados cenários do RMSA Elétrico 2020[135] como base de cálculo, devendo as mesmas ser alinhadas com os instrumentos de política energética e ambiental, em particular o PNEC 2030.

Aliás, com estes cenários, o CT releva que não foram considerados como estatisticamente significativos os elevados consumos verificados nos anos mais recentes, o que se considera como prudente e adequado, pelas circunstâncias excecionais verificadas, como a política fiscal em Espanha, manutenções das centrais nucleares em França e diminuição da competitividade do carvão.

Deste modo, o CT considera que os cenários de procura apresentados para o mercado elétrico, diferenciados por quinquénios e assumindo a estabilização após 2026, são adequados e permitem uma análise equilibrada do programa de investimentos.

Cenários	$TCMA_{21-26}$	$TCMA_{26-31}$
Central	-4,9%	0,0%
Superior	-4,6%	0,3%
Inferior	-4,4%	0,6%

Fonte: Documento de Enquadramento da consulta pública

No pressuposto anterior de redução de consumos, o CT nota que a estimativa das pontas de utilização diária indicadas pela REN no documento da proposta (pág. 77 e seguintes) são coerentes com este cenário, observando-se uma estabilização/redução ligeira nos diferentes cenários, quer para o total do mercado, quer para o mercado elétrico, para as pontas "prováveis" e "extremas", que se reduzirão ao longo do período do PDIRG (valores aproximados em GWh/dia):

(i) Mercado Total

[135] Cenários do RMSA-E 2020: "Superior Ambição com TMCA21-26 de -22%"; "Central Ambição TMCA21-26 de -23.5%" "Inferior Continuidade com TMCA21-26 de -18.2%"; cf. pág. 24 do Documento de Enquadramento da consulta pública.

- Provável: 260 (2021) => 235 (2031)
- Extremo: 280 (2021) => 265 (2031)

(ii) Mercado Elétrico

- Provável: 120 (2021) => 90 (2031)
- Extremo: 130 (2021) => 110 (2031)

Em conclusão, o CT reconhece o esforço e atenção colocados na previsão da procura, considerando os pressupostos equilibrados e os resultados obtidos adequados aos objetivos de estabelecimento da proposta de investimentos.

5. Metodologia de seleção de investimentos e balanço dos benefícios dos projetos de investimento

O PDIRG apresenta uma análise dos investimentos baseado na avaliação do impacte tarifário dos projetos e a aplicação da análise multicritério / custo-benefício aos projetos de base e avaliação dos indutores e atributos sistémicos de planeamento.

A avaliação do impacte tarifário dos projetos considerados no PDIRG é baseada na análise à evolução dos proveitos permitidos unitários (proveitos permitidos / procura), considerando 3 cenários de procura.

Os resultados da análise denotam a preocupação do ORT na escolha e prioridades dos projetos, bem como na distribuição anual do esforço de investimento, considerando o seu impacte no sistema tarifário.

O CT considera que, do ponto de vista do sistema tarifário, esta avaliação constitui-se como o relevante instrumento de apreciação dos impactes dos investimentos num horizonte alargado e que permite aferir se a programação anual dos projetos não causa distorções no comportamento das tarifas em determinado período com pressões que podem ser mitigadas com um planeamento mais adequado.

Complementarmente, na proposta de PDIRG 2022-2031, o ORT apresenta uma metodologia para decisão de investimento em projetos de remodelação e modernização em que a arquitetura de abordagem ao apoio à decisão é comum às três concessões:

- Rede nacional de transporte de gás (RNTG);
- Terminal de gás natural liquefeito (TGNL);
- Armazenamento subterrâneo (AS).

A metodologia, suportada por análises multicritério / custo-benefício (MCB), para abordagem aos projetos da RNTIAT foi desenvolvida de acordo com as boas práticas internacionais do sector do gás, Comissão Europeia (CE) e *Energy System Wide Cost-Benefit Analysis Methodology* (ENTSOG).

A análise custo-benefício é impulsionada pelas seguintes considerações:

- Uma abordagem baseada em cenários acompanhada de uma análise de sensibilidade de modo a refletir a incerteza de um horizonte de tempo superior a vinte anos;
- Uma avaliação abrangente de todo o sistema que permita identificar as necessidades de infraestruturas e o impacto dos benefícios diretos e indiretos de um projeto integrado na rede europeia no bem-estar social;
- Uma abordagem incremental e análise de custo-benefício que considere o prazo de implementação do projeto e a disponibilidade de dados de análise.

No que respeita à metodologia, o CT reconhece como adequada a opção do ORT em utilizar princípios de análise *standards*, sendo ainda reforçada a sua valorização pela aplicabilidade de uma filosofia multicritério, pela sua adequabilidade, quando se pretende avaliar o impacto de um determinado projeto num espectro mais alargado de *stakeholders*.

A ERSE reconhece que esta metodologia tem vindo a beneficiar das suas recomendações ao longo das últimas edições de PDIRG. Contudo, caso entenda que a mesma carece de melhorias ou alterações que lhe permitam melhorar a qualidade da avaliação, o CT recomenda que a ERSE continue a acompanhar e a contribuir para a melhoria da mesma.

No que concerne à questão levantada pela ERSE sobre a necessidade da inclusão de um balanço intercalar de validação dos benefícios alcançados decorrentes de projetos já concretizados nas sucessivas edições de PDIRG, bem como do modo como este exercício de validação deverá ser realizado, o CT concorda com esta inclusão, entendendo que a mesma deverá ser uma iniciativa da ERSE.

O CT reconhece a dificuldade na quantificação e balanço entre os benefícios sistemicamente gerados e o custo de não realização de um determinado projeto, considerando a sua própria natureza e os seus objetivos subjacentes, entendendo que se trata de uma matéria técnica complexa e que deverá ser proposta pela ERSE para esta tipologia de projeto.

Como referido pelo ORT:

- *"Os projetos base incorporam os projetos que o ORT terá necessariamente de realizar para que possa continuar a assegurar a segurança e operacionalidade das instalações da RNTIAT em serviço, em conformidade com os critérios regulamentarmente estabelecidos"*;
- *"Estes projetos resultam também de uma estratégia de manutenção e gestão de ativos que procura a maximização da fiabilidade e a otimização do custo de ciclo de vida dos ativos tendo em consideração as boas práticas internacionais para Asset Management".*

6. Outros investimentos

a) Projetos de investimento na gestão técnica global (GTG)

O PDIRG considera um conjunto de investimentos necessários à sustentabilidade e garantia de funcionamento da atividade de gestão técnica global (GTG) e infraestruturas de gás, com especial enfoque nas atividades do centro de despacho e operação de mercado.

O investimento incide na evolução das infraestruturas físicas e lógicas dos sistemas de informação industriais críticos que suportam a atividade de gestão do sistema e na remodelação do edifício onde estão localizados o centro de despacho principal (CD) e o centro de despacho de emergência (CDE).

O atual plano prevê um investimento na atualização e desenvolvimento dos sistemas informáticos subjacentes à atividade da gestão do sistema e operação da rede, salientando-se a atualização dos sistemas SCADA e ATR e toda a infraestrutura tecnológica, fazendo evoluir as suas tecnologias e componentes, nos vários níveis de segurança, até ao portal web@IGN.

A obtenção de níveis adequados de segurança no abastecimento de energia e de qualidade do serviço prestado está diretamente relacionado com um desenvolvimento articulado das infraestruturas da RNTIAT, incluindo a rede de telecomunicações de segurança (RTS).

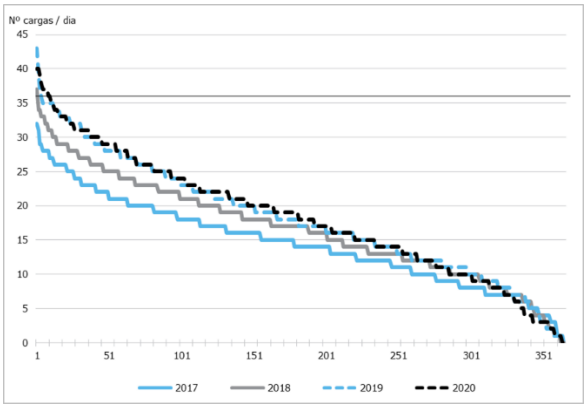
O CT considera que, por uma questão de transparência, o PDIRG deve incluir a fundamentação dos investimentos propostos e da sua valorização com vista a uma análise macro do impacte dos mesmos no setor do gás.

b) 4.ª baía de enchimento do TGNL

O projeto de construção da 4.ª baía de enchimento de camiões-cisterna é uma recomendação da proposta de RMSA-G 2020 e foi considerado como sendo um projeto base, de tipo adequação regulamentar, visto resultar da obrigação do operador de responder a uma necessidade identificada.

O nível de utilização e capacidade de resposta das baías de enchimento é determinante no reconhecimento da necessidade deste investimento. Destina-se a permitir a resposta às necessidades, uma vez que as solicitações dependem dos consumos dos clientes nas UAG e da frequência do seu abastecimento. A procura não se distribui de modo uniforme nos dias da semana e ao longo do ano, havendo períodos de ponta significativos. Nesses casos, quando coincidam com restrições de circulação, fins de semana por exemplo, há risco de congestionamento, o que pode prejudicar a segurança de abastecimento das UAG.

A figura seguinte demonstra a evolução da curva de distribuição diária da utilização da capacidade das baías existentes do TGNL de Sines, sendo que a capacidade diária máxima de enchimento é de 36 camiões-cisterna (identificada no gráfico infra com uma linha horizontal).



Deve ser referido que estes ativos são suportados diretamente pela tarifa de carga das cisternas, tendo por isso uma tarifa específica.

7. Projetos de gestão integrada de vegetação

O ORT elenca um conjunto de projetos com impacto na resiliência das infraestruturas às alterações climáticas, em particular no seu quadro 4-6 (pág. 108). Deste quadro destacam-se os seguintes projetos:

- Estabilização das faixas de proteção – Projeto que pretende dar continuidade aos investimentos efetuados pela REN na gestão de combustível nas faixas da RNTG. O investimento apresentado corresponde a um ciclo de intervenção de 3 anos por infraestrutura;
- Aumento da resiliência a espécies invasoras - Projeto que tem como objetivo o lançamento de um programa para eliminação da proliferação de espécies invasoras ao longo da faixa de proteção da RNTG.

O investimento contínuo e a atenção dedicada à estabilização das faixas de proteção permitem que a gestão das redes e a respetiva qualidade de serviço beneficie da baixa carga combustível existente. O projeto de aumento da resiliência a espécies invasoras permitirá mitigar os efeitos negativos causados por estas.

O CT reconhece a necessidade destas intervenções, contudo as verbas de investimento à Gestão Integrada da Vegetação não apresentam o grau de desagregação que permita ajuizar as medidas propostas de forma completa.

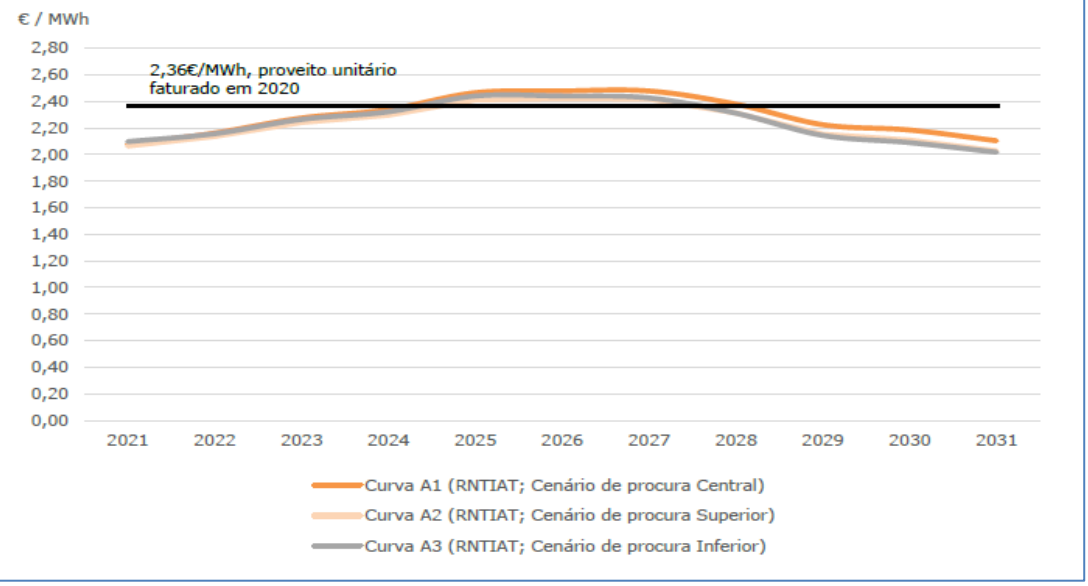
8. Impacto tarifário dos projetos base

O impacto tarifário previsto dos projetos base considera três cenários de procura (A1 – cenário de procura central, A2 – cenário de procura superior e A3 – cenário de procura inferior).

- Projetos base sem inclusão do hidrogénio

A evolução dos proveitos permitidos unitários apresentados pela REN para o período 2021-2031, sem inclusão dos investimentos associados ao hidrogénio, é a seguinte:

Gráfico A - Evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT associados aos Projetos Base do PDIRG 2022-2031 sem inclusão do investimento associado ao hidrogénio (simulações A1, A2 e A3)



Fonte: PDIRG 2022-2031 REN

Em qualquer dos três cenários de procura, a evolução dos proveitos unitários aponta para um claro crescimento no primeiro quinquénio (concretamente até 2027) e uma descida para o segundo quinquénio. Particularmente para o período mais próximo (2021-2026), o cenário central prevê que se atinja o valor de 2,48 Eur/MWh em 2026, o que representa +5,1% que o valor verificado em 2020 e +19,2% que o previsto para 2021. Para 2031, o valor previsto é de 2,10 Eur/MWh.

O ORT justifica o crescimento dos custos unitários pela evolução de procura prevista e salienta a redução do ativo no período do plano já que que o investimento é inferior ao valor da amortização anual.

Analisando o cenário central de procura, o CT verifica que o decréscimo de consumo prevê que em 2025 se atinja uma redução de 20,8% face a 2021, em virtude da diminuição drástica de consumo de gás para produção de eletricidade (redução de 67,7% considerando o mesmo período). No segundo quinquénio, prevê-se uma maior estabilidade do consumo (redução prevista global de 1,5% entre 2015 e 2031) para a qual contribui algum incremento no mercado convencional.

Neste sentido, o CT concorda que o impacto tarifário negativo que se prevê para a primeira metade do plano se justifica pela evolução da procura, efeito justificado a montante pela diminuição da necessidade de gás para produção de eletricidade.

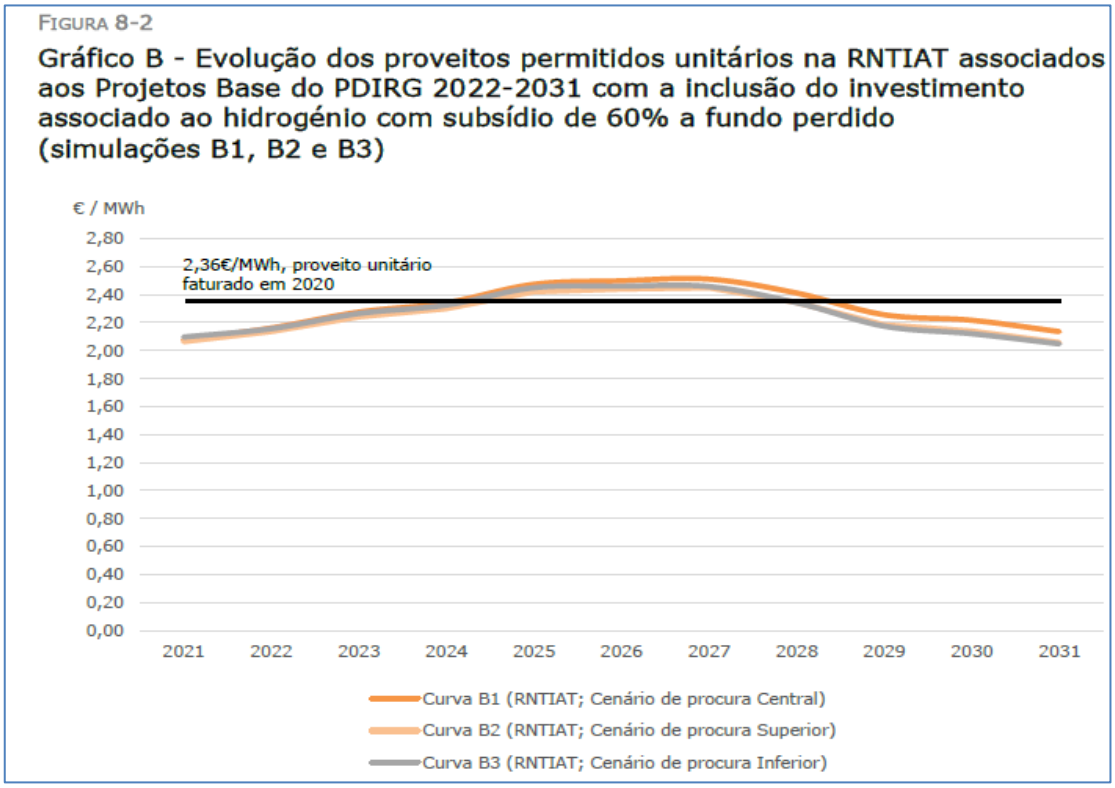
Face ao exposto, o CT não pode deixar de manifestar preocupação face ao incremento tarifário que se perspetiva. Neste sentido, a justificação para esta variação deixa clara a relação de dependência entre os vários setores energéticos, em particular o impacto que as opções no *mix* energético na produção de eletricidade originam no setor do gás e na sua estrutura de custos.

- Projetos base com inclusão do hidrogénio subsidiado a 60% a fundo perdido

A evolução dos proveitos permitidos unitários apresentados pela REN para o período 2021-2031, com inclusão dos investimentos associados ao hidrogénio subsidiado a 60% a fundo perdido, é a seguinte:

FIGURA 8-2

Gráfico B - Evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT associados aos Projetos Base do PDIRG 2022-2031 com a inclusão do investimento associado ao hidrogénio com subsídio de 60% a fundo perdido (simulações B1, B2 e B3)



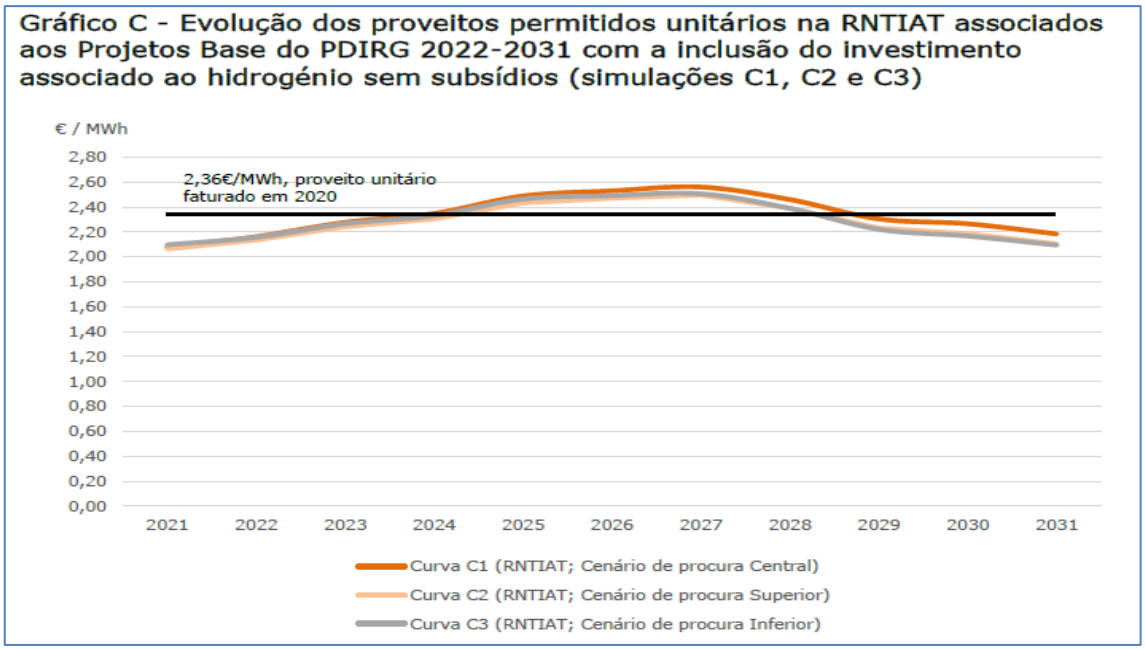
Fonte: PDIRG 2022-2031 REN

Considerando o cenário central de procura, a evolução dos proveitos unitários prevê que se atinja o valor de 2,50 Eur/MWh em 2026, o que representa +5,9% que o valor aplicado em 2020 e +20,2% que o previsto para 2021. Para 2031, o valor previsto é de 2,14 Eur/MWh.

Comparativamente ao cenário anterior (sem projetos de hidrogénio), o CT observa que a inclusão em tarifa de 40% dos custos dos projetos associados ao hidrogénio considerados neste plano representará um acréscimo entre 0,02 e 0,04 Eur/MWh nos proveitos unitários.

- Projetos base com inclusão do hidrogénio sem subsidiação

A evolução dos proveitos permitidos unitários apresentados pela REN para o período 2021-2031, com inclusão dos investimentos associados ao hidrogénio sem subsidiação, é a seguinte:



Fonte: PDIRG 2022-2031 REN

Considerando o cenário central de procura, a evolução dos proveitos unitários prevê que se atinja o valor de 2,53 Eur/MWh em 2026, o que representa +7,2% que o valor faturado em 2020 e +21,6% que o previsto para 2021. Para 2031, o valor previsto é de 2,18 Eur/MWh.

Comparativamente ao cenário que não considera projetos de hidrogénio, o CT observa que a inclusão em tarifa da totalidade dos custos dos projetos associados ao hidrogénio considerados neste plano representará um acréscimo entre 0,05 e 0,08 Eur/MWh nos proveitos unitários.

No PDIRG 2021 não é feita nenhuma proposta de investimento relativamente a projetos complementares, associados a novas necessidades com origem externa à RNTIAT e cujo desenvolvimento está condicionado ao interesse de *stakeholders* externos e a decisões do Concedente, pelo que não decorrem impactos tarifários imediatos.

9. Infraestruturas e segurança do abastecimento

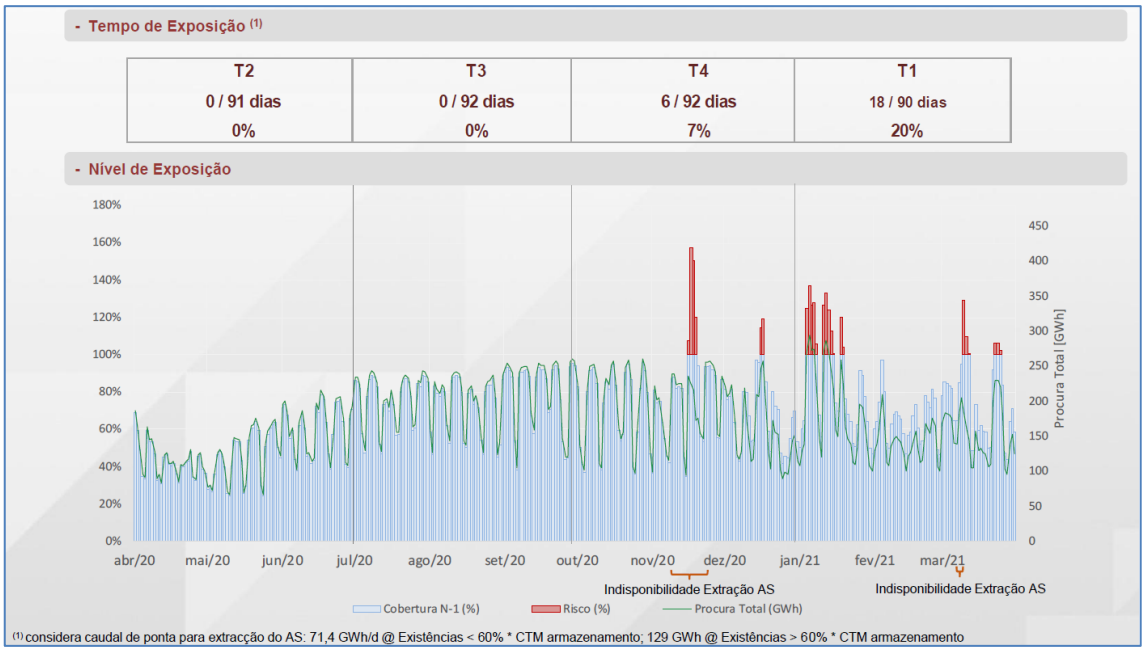
O Regulamento (UE) n.º 2017/1938, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2017, determina as disposições destinadas a garantir a segurança do aprovisionamento e o correto funcionamento do mercado de gás natural, no sentido do abastecimento contínuo de gás natural aos consumidores, independentemente das condições ótimas de funcionamento do mercado, promovendo também a solidariedade e a cooperação a nível regional, de forma a potenciar o reforço da segurança e a integridade do mercado europeu de energia.

Deste regulamento, *o artigo 5.º - Normas relativas às infraestruturas*, determina as condições para as quais deverão ser tomadas todas as medidas necessárias para que se mantenha o abastecimento de gás caso se verifique uma interrupção da maior infraestrutura de gás, de acordo com o critério N-1. *O artigo 6.º - Normas de aprovisionamento de gás*, descreve um conjunto de casos extremos de referência em que deverá ser salvaguardado o aprovisionamento de gás natural a um determinado conjunto de clientes (clientes protegidos).

No anexo VIII do referido regulamento, está previsto um conjunto de medidas não-baseadas no mercado para adoção na eventualidade de uma emergência a aplicar. Essas medidas podem passar por: mudança obrigatória para outro combustível; utilização obrigatória de contratos interruptíveis; redução obrigatória dos consumos contratados.

O nível de exposição foi identificado pelo ORT com referência aos dias em que haveria risco para recorrem em caso de necessidade às medidas acima referidas.

Dias de risco em 20/21 resultantes da operação real



Informação veiculada pelo ORT.

Ainda não existe em Portugal um quadro legal e regulamentar que permita e regule a aplicação ágil de medidas de atuação do lado da procura não-baseadas no mercado.

Pelo exposto, o CT considera, à semelhança do que já reiterou em pareceres anteriores, que deve ser desenvolvido um quadro legal e regulamentar que potencie a aplicação, em caso de emergência e de forma clara, de medidas de atuação do lado da procura não-baseadas no mercado, como sejam algumas das identificadas no Anexo VIII do Regulamento (UE) n.º 2017/1938.

10. Futuro do setor do gás em Portugal e na Europa

O CT destaca o facto de esta proposta de PDIRG ter sido realizada com o conhecimento das seguintes decisões governamentais de política energética, nomeadamente:

- Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC2050), aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 107/2019, de 1 de julho. Estabelece a redução de emissões de gases com efeito estufa (GEE) para Portugal entre 85% e 90% até 2050, face a 2005, e a compensação das restantes emissões através do sequestro de carbono pelo uso do solo e florestas. A trajetória de redução de emissões foi fixada entre 45% e 55% até 2030, e entre 65% e 75% até 2040, todos em relação aos valores registados em 2005;
- Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030), aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 53/2020, de 10 de julho. Estabelece as metas e objetivos e concretiza as políticas e medidas para

o horizonte de 2030 rumo a um futuro neutro em carbono e ao cumprimento dos objetivos a longo prazo de Portugal no presente âmbito, onde os gases renováveis, com particular ênfase no hidrogénio verde, se assumem como elementos centrais nas estratégias de descarbonização;

- Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2), aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2020, de 14 de agosto. Estabelece como objetivo principal introduzir um elemento de incentivo e de estabilidade para o setor energético, promovendo a introdução gradual do hidrogénio verde (i.e., produzido a partir de fontes de energia renováveis) enquanto pilar sustentável e integrado numa estratégia mais abrangente de transição para uma economia descarbonizada, enquanto oportunidade estratégica para o país. Para o efeito, as medidas propostas têm como objetivo promover e dinamizar tanto a produção como o consumo nos vários setores da economia, criando as necessárias condições para uma verdadeira economia de hidrogénio em Portugal.

Neste enquadramento, o CT constata que a estratégia portuguesa para as próximas décadas assenta numa combinação de diversas opções e medidas de política energética, focada em opções tecnológicas variadas procurando encontrar sinergias entre elas.

A estratégia delineada para o setor gasista, em complementaridade com a estratégia de eletrificação, indica que a mesma contribuirá com a sua quota-parte para atingir as ambições climáticas e aumentar a qualidade de vida das populações, permitindo alcançar as metas da transição energética da forma mais eficiente possível, enquanto se incentiva e moderniza a economia.

De acordo com a já referida estratégia, a introdução de consumo de gases renováveis e de baixo teor de carbono contribuirá para o cumprimento de metas comunitárias e nacionais, nomeadamente ao nível da redução de emissões de GEE e aumento do consumo de energia renovável. Neste aspeto, as infraestruturas de gás existentes permitiram, e vão permitir, alcançar estes desígnios.

O CT reforça a importância de se manterem as infraestruturas de gás existentes como base para uma solução custo-eficiente da redução das emissões de GEE.

Entende o CT ser importante um alinhamento dos investimentos nas infraestruturas de gás com a visão e metas do RNC2050, PNEC 2030 e EN-H2 sem prejuízo da competitividade da indústria exportadora e do acesso dos consumidores a preços de energia competitivos, mesmo em contexto de transição energética.

Assim, o CT considera necessária a definição de metas claras e coerentes que permitam um ritmo viável de incorporação de gases renováveis e, consequentemente, uma proposta de realização dos investimentos com a necessária segurança e equilíbrio económico.

Conclui o CT que o setor do gás se apresenta como uma opção válida para potenciar o cumprimento dos objetivos nacionais de incorporação de fontes renováveis no consumo final de energia e para a descarbonização, com particular ênfase na indústria, na mobilidade e na produção de eletricidade.

III - CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que, no parecer a emitir pela ERSE sobre a proposta de PDIRG, deverão ser tidas em conta as recomendações constantes do presente Parecer.

Aprovado em 04 de junho de 2021.

[Parecer integral digitalizado]

◆ Planos de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição de Gás Natural para o período de 2021 a 2025 — PDIRD-GN 2020 ◆ [Consulta Pública n.º 98]

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, *"(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*." [136]

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e setor nacional de gás - emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT os documentos referentes à Consulta Pública n.º 98 supra identificada cabendo ao CT emitir parecer até 09 de abril de 2021.

No decurso da elaboração do presente parecer foram efetuadas 2 apresentações ao CT:

- Pelos Operadores das Redes de Distribuição (ORD) em 4/março/2021;
- Pela ERSE em 4/março/2021.

O CT solicitou um conjunto de esclarecimentos à ERSE em 19/março/2021 que foram respondidos em 22/março/2021.

Assim, a Secção do Setor do Gás do CT emite o seguinte parecer:

I – ENQUADRAMENTO

1. Legislação comunitária

Os princípios gerais e as competências dos operadores das redes de distribuição (ORD), no que respeita à elaboração de planos de desenvolvimento e investimento nas grandes infraestruturas, encontram-se definidas na Diretiva 2009/73/CE, de 13 de julho, alterada pela Diretiva (UE) 2019/692 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril de 2019, o qual remete a sua disciplina para o Regulamento (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, nomeadamente no que se refere à elaboração, acompanhamento e monitorização dos planos de investimento dos operadores das redes de transporte e à sua coerência com o plano decenal de desenvolvimento da rede à escala comunitária referido neste Regulamento europeu.

2. Legislação nacional

Ao nível do ordenamento jurídico nacional, os regimes jurídicos aplicáveis ao exercício das atividades integrantes do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN), incluindo as respetivas bases das concessões, os procedimentos para a atribuição das concessões e das licenças, bem como as regras relativas à segurança do abastecimento e sua monitorização e à constituição e manutenção de reservas de segurança, encontram-se estabelecidos no Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, que procedeu à terceira alteração ao Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, desenvolvendo as bases gerais da organização e funcionamento do SNGN, instruídas pelo Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro.

Por seu lado, o Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro, concluiu a transposição (iniciada com o Decreto-Lei n.º 77/2011, de 20 de junho, que alterou o Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro) da

[136] Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.

Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, bem como deu também execução ao Regulamento (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, e ao Regulamento (CE) n.º 994/2010, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de outubro, revogado pelo Regulamento (UE) 2017/1938 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2017.

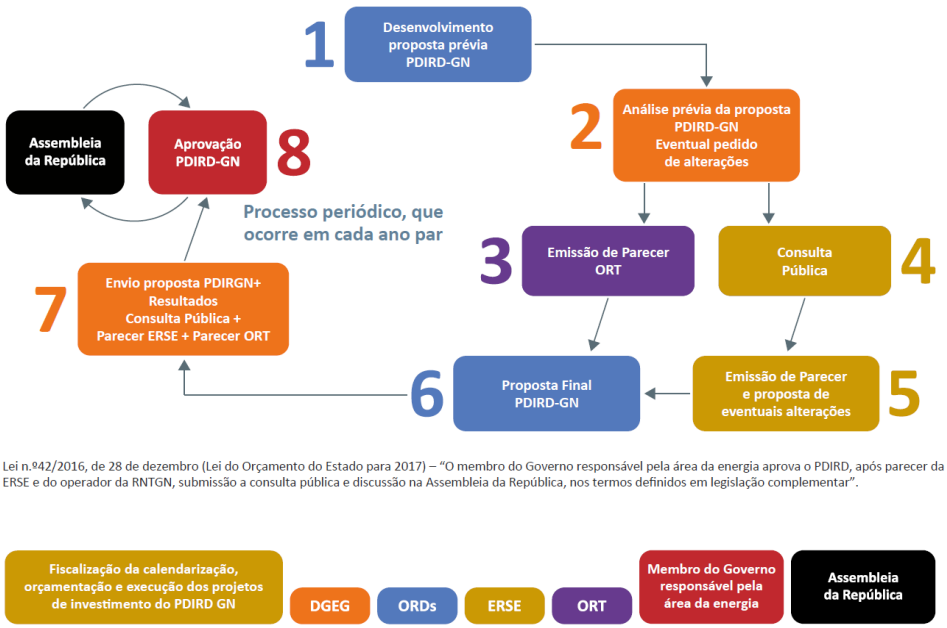
Finalmente, o Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, definiu a organização e o funcionamento do SNGN, agora Sistema Nacional de Gás (SNG), estabelecendo o regime jurídico aplicável à produção e injeção de outros gases para além do gás natural, adequando a agora Rede Nacional de Distribuição de Gás (RNDG) de forma a assegurar a existência de capacidade nas redes para a receção e entrega de gás, com níveis adequados de qualidade de serviço e de segurança, no âmbito do mercado interno de gás, e ainda um contributo para as metas estabelecidas a nível nacional no Plano Nacional Energia-Clima 2030 (PNEC 2030), no Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050) e na Estratégia Nacional para o Hidrogénio.

Nos termos do disposto no n.º 10 do artigo 12.º-C do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, a aprovação das propostas de PDIRD-GN, compete ao membro do Governo responsável pela área da energia, após parecer da ERSE.

Cabe aqui referir que o PDIRD-GN 2018, enquanto plano de investimento para o período 2019-2023, foi aprovado por Despacho do membro do governo responsável pela área de energia, de 16 de março de 2020, com um montante global de 286,2 milhões de euros, tendo sido salientada a importância de articular os termos aprovados com as novas metas para gases renováveis a fixar na Estratégia e Planos de Ações para o hidrogénio.

Com relevância para o atual processo, acresce que o Secretário de Estado de Energia atribuiu, respetivamente a 15 de março e a 3 de julho de 2019, seis e duas licenças de exploração de novos polos à Sonorgás, com um montante de 38,3 milhões de euros de investimento a ser concretizado até 2023.

A esquematização de desenvolvimento, aprovação e execução do PDIRD-GN é a seguinte, conforme ilustrada na Figura 1-1 do Documento de Enquadramento da presente consulta pública:



ERSE, Documento de enquadramento – Propostas de PDIRD-GN 2020

II – ESPECIALIDADE

A. PDIRD-GN 2018 (2019-2023)

1. As propostas de PDIRD-GN 2018 (2019-2023) foram aprovadas pelo Secretário de Estado Adjunto e da Energia, em 16 de março de 2020, com um montante global de 286,2 milhões de euros, englobando uma redução em 6% face ao montante das propostas iniciais dos operadores. Adicionalmente, o Secretário de Estado Adjunto e da Energia atribuiu a 15 de março e a 3 de julho de 2019, respetivamente, seis e duas licenças de exploração de novos polos à Sonorgás, com um montante de 38,3 milhões de euros a ser concretizado até 2023. Nesse sentido, para o quinquénio 2019-23, foi aprovado pelo concedente um montante global de 324,6 M€.
2. Da análise da ERSE, conclui-se que, para o triénio 2021-2023, já se encontra aprovado um montante de 182,8 [137] milhões de euros, previamente a qualquer das propostas em análise. O CT avalia positivamente que os valores relativos a estes anos, que são propostos na edição do PDIRD-GN agora em análise, sejam coerentes com os apresentados no PDIRD-GN 2018, na lógica de continuidade subjacente à metodologia de revisão sequencial dos planos.

Figura 2-1 – Investimento na RNDG aprovado e em apreciação para o período 2021-2025

ERSE, Documento de Enquadramento – Propostas de PDIRD-GN 2020

3. O CT tem manifestado a sua preocupação face a decisões de investimento que não prevejam o devido aumento de consumo e novos clientes e que, consequentemente, representem uma pressão tarifária adicional para o conjunto dos clientes do SNG. Deste modo, o CT considera que sobre os investimentos realizados nos últimos anos, nomeadamente os 2 primeiros anos do PDIRD-GN 2018, agora retirados do planeamento, a ERSE deveria ter realizado pelo menos uma análise indicativa, por exemplo sobre o número de novos clientes e respetivos consumos já captado nas novas redes, de forma a aquilatar o progresso verificado.
4. Concretamente, o investimento aprovado nos novos polos, se não for indutor de consumo e novas ligações, contribuirá para um incremento médio da tarifa de uso de rede, situação que o CT considera

[137] Pág. 9 do Documento de Enquadramento da proposta – "Apesar de existir um montante de 192,3 M€ já aprovado no triénio 2021-23, os operadores reviram em baixa o investimento a concretizar nesse período, em cerca de 9,6 M€, pelo que o montante já aprovado a concretizar, previsto nas propostas de PDIRD-GN 2020 é de apenas 182,8 M€".

penalizante para o SNG, reforçando assim a necessidade de análises *post mortem* que confirmem a validade dos pressupostos subjacentes às aprovações, e possam servir para referência futura.

B. PDIRD-GN 2020 (2021-2025)

1. O CT nota que os PDIRD-GN são elaborados numa lógica temporal sequencial, em que sobre o plano anterior são adicionados os dois anos subsequentes ao período então abrangido, e retirados os dois primeiros anos do mesmo período. Assim, o PDIRD-GN em análise incide sobre o período 2021-2025, sendo sequencial ao anterior que abrangia o período 2019-2023.
2. A ERSE apresenta face a esta lógica temporal, e dada a incerteza que algumas opções de política energética podem encerrar, a possibilidade de serem avaliados apenas os valores incrementais dos três anos de 2021, 2022 e 2023 face ao PDIRD-GN anterior, deixando para o próximo exercício a avaliação dos anos de 2024 e 2025.
3. O CT entende que as operações de rede, por natureza envolvendo decisões de investimento a realizar no médio prazo não devem ser colocadas em causa pela potencial indefinição de metas de longo prazo para o sistema de gás.
4. Neste sentido, e mesmo com algumas dúvidas conjunturais sobre o futuro, o CT entende que se a lei estabelece que o PDIRD-GN é quinquenal, a análise desenvolvida pela ERSE para efeitos de consulta pública deveria abranger os 5 anos do Plano.
5. Face ao enquadramento de política energética atual, designadamente:

   (ii) a Resolução de Conselho de Ministros n.º 53/2020, de 10 de julho, que aprova o Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC2030) e que reforça, entre outros aspetos a relevância do aumento da eletrificação dos consumos em particular nos sectores residencial e serviços,

   (iii) a Resolução de Conselho de Ministros n.º 63/2020, de 14 de agosto, que aprova a Estratégia Nacional para o Hidrogénio, que tem, entre outros, como objetivo a cumprir até 2030, a injeção de 10-15% de hidrogénio verde nas redes de gás,

   (iv) a indefinição relativamente ao impacto real e ao grau de implementação efetiva destas políticas no período de referência do PDIRD-GN 2020 (2021-2025),

   (v) as recentes alterações regulamentares que preveem a injeção de gases renováveis e de baixo teor de carbono na rede de gás, que poderão implicar novos investimentos de adaptação da rede e da garantia da qualidade do gás nela veiculada, e que não estão contemplados nos planos apresentados pelos ORDs.

6. O CT acompanha a prudência e as cautelas manifestadas pela ERSE relativamente à necessidade de adequar os investimentos nas redes de gás à realidade atual de política energética e ao horizonte temporal de aplicação da mesma, com o intuito de evitar a realização de investimentos que possam rapidamente apresentar uma relação custo benefício penalizadora para o sistema.
7. Este aspeto é particularmente relevante se considerarmos que o objetivo nacional que visa a neutralidade carbónica em 2050 reforça a importância do aumento da eletrificação de consumos e, por inerência, o previsível impacto ao nível da energia distribuída pelas redes de gás.
8. O CT reforça, portanto, a importância da ERSE manifestar ao legislador a necessidade de que os montantes de investimento a aprovar, em particular aqueles que se prevê concretizar nos anos 2024 e 2025, estejam totalmente alinhados com os objetivos de política energética vigente, fundamental para

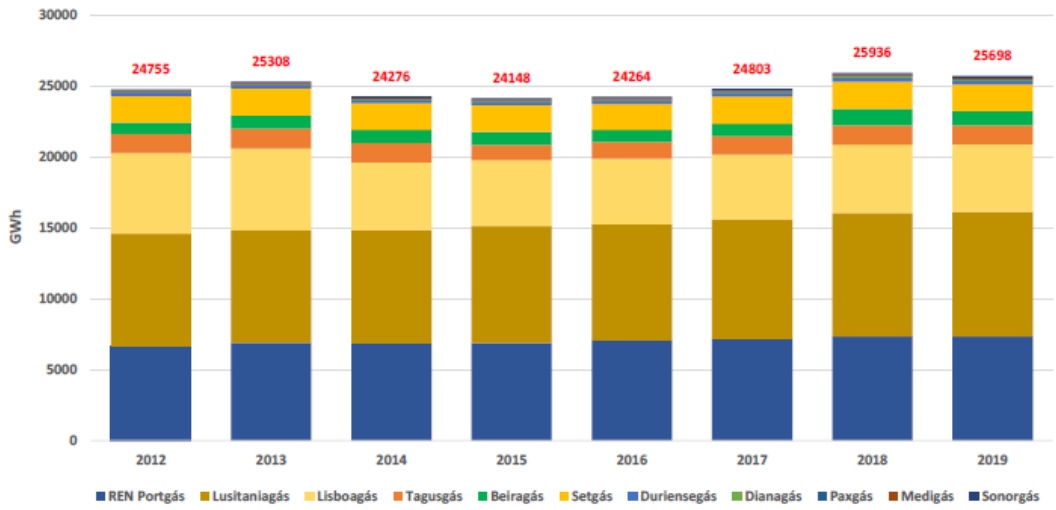
uma análise adequada ao impacto no SNG, nomeadamente para a sua estrutura de clientes e nos custos a suportar.

B.1 Análise dos Planos de Desenvolvimento e Investimento da Redes de Distribuição

B.1.1 - Análise à evolução da procura

1. A quantidade de gás natural veiculado pelas redes de distribuição tem crescido, desde 2015 no seu total, tendo já ultrapassado o valor de 2010, conseguindo mesmo mitigar o efeito de saídas de consumidores industriais de dimensão muito particular (consumo de c. 100 Mm^3/ano na rede da Lisboagás em 2013; consumo de c. 50 Mm^3/ano na rede da REN Portgás em 2014), que apenas por motivos históricos foram ligados à RNDG e não à RNTG:

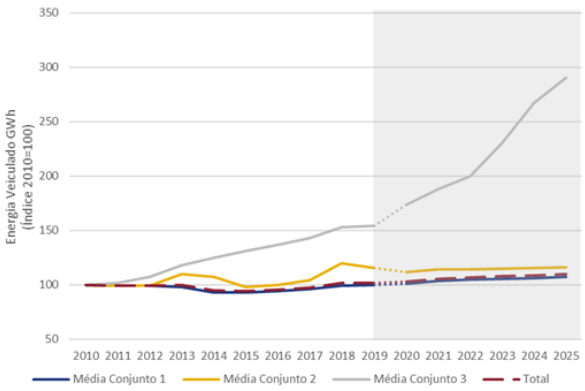
Figura 3-1 – Evolução da distribuição de GN



Fonte: ERSE, Documento de Enquadramento – Propostas de PDIRD-GN 2020

2. Neste PDIRD-GN 2020, os operadores apresentam cenários de crescimento de volumes associados aos investimentos propostos.

	$TCM_{2010-2019}$	$TCM_{2020-2025}$
Lisboagás	-2,6%	1,0%
Lusitaniagás	0,8%	0,5%
Setgás	0,4%	1,0%
Beiragás	3,1%	1,0%
Duriensegás	1,3%	1,9%
Dianagás	5,1%	3,7%
Paxgás	7,0%	1,3%
Medigás	4,4%	4,1%
REN Portgás	1,0%	2,1%
Sonorgás	5,0%	18,3%
Tagusgás	0,7%	0,4%
Total	**0,2%**	**1,3%**

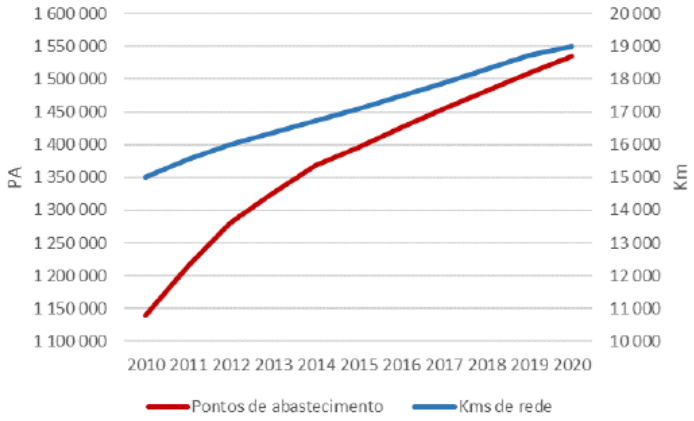


Fonte: ERSE, apresentação ao CT

3. Adicionalmente, o CT nota que, caso esta análise tivesse sido realizada sem consideração das saídas dos clientes de dimensão AP acima referidos, ter-se-ia constatado um crescimento de consumo na rede entre 2010-2019 claramente superior ao apresentado pela ERSE e mais alinhado com o previsto pelos ORDs para 2020-2025, o que parece coerente com o grau de maturidade entretanto atingido pela atividade de distribuição.

4. Para a recuperação e aumento de consumo, do passado recente, foi fundamental o crescimento da rede e o crescimento do número de pontos de abastecimento servidos, por força da continuação da penetração do gás natural como forma alternativa de energia competitiva nas áreas atribuídas às concessões e licenças de distribuição de gás natural.

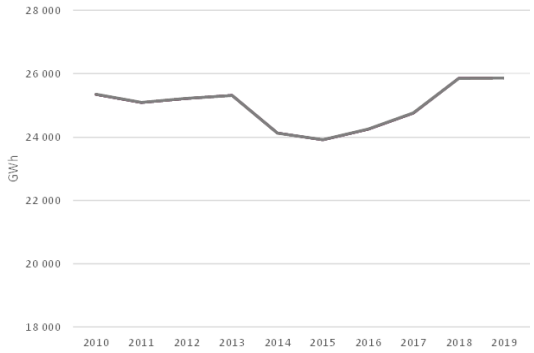
Figura 3-2 – Evolução do N.º de PA e dos km de rede



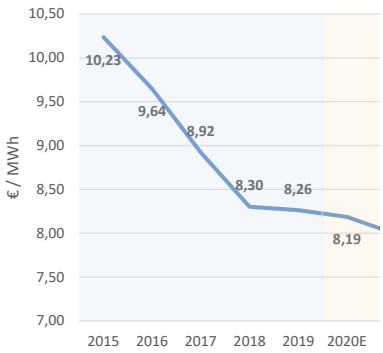
Fonte: ERSE, Documento de Enquadramento – Propostas de PDIRD-GN 2020

5. O CT constata que a ligação de clientes, sobretudo domésticos, e a saída de clientes industriais com alguma expressão, tem levado à redução de consumos unitários globais. Ainda assim, o CT verifica que a dinâmica criada tem permitido a redução do TOTEX unitário, tal como previsto pelos PDIRD-GN apresentados até ao momento.

Energia distribuída



TOTEX unitário por energia distribuída



Fonte: ERSE, apresentação ao CT

6. O CT entende que é por esta via que se poderá demonstrar o benefício dos investimentos realizados a que, complementarmente, se deverá acrescentar uma análise do benefício aportado ao sistema em termos de recuperação de proveitos permitidos.

7. Nas propostas de PDIRD-GN 2020 os operadores apresentam uma estratégia de crescimento semelhante aos Planos anteriormente apresentados. Ainda assim, cada Plano leva em conta as características próprias dos clientes e das geografias.

Fonte: ERSE, apresentação ao CT

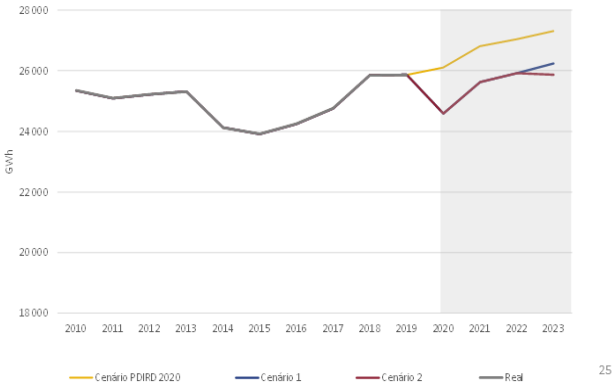
8. A ERSE apresentou também, para efeito de impactes em Proveitos mais dois cenários de procura baseados na projeção de procura para o ano gás 2021/22, cuja evolução para os próximos anos diverge da evolução apresentada pela compilação dos dados dos PDIRD-GN 2020 das empresas.

Pressupostos dos Cenários

	Energia veiculada	Número de Pontos de Abastecimentos	Consumo unitário
Cenário 1	2020 a 2022 - Definida para T2021/2022 2023 - Definida tendo em conta o número de PA e consumo unitário do Cenário	2020 - Dados T2021/2022 2021 a 2023 - Dados do PDIRD 2020	2020 a 2022: Resulta da Energia e Número de PA do cenário 2023 - TCMA de 5 anos reais (2019-2014)
Cenário 2	2020 a 2022 - Definida para T2021/2022 2023 - Estabilização do consumo de 2019	2020 - Dados T2021/2022 2021 a 2023 - Dados do PDIRD 2020	Definida de acordo com a Energia e Número de PA do Cenário
Cenário PDIRD	Dados PDIRD das empresas a partir de 2020		

Nota: A procura definida em Tarifas é a procura estimada/prevista pelos ORD, com ajustamento para a Sonorgás.

Comparação dos Cenários



Fonte: ERSE, apresentação ao CT

9. O CT entende que a especificidade do ano de 2020 pode constituir uma base de partida inadequada para as previsões de recuperação da economia e do crescimento dos consumos, especialmente porque o contexto pandémico ainda não se encontra ultrapassado.

10. À semelhança do que acontecerá noutras dimensões da economia, também ao nível do consumo energético é expectável uma recuperação dos índices de consumo para níveis consistentes com o desenvolvimento do SNG pré-pandemia.

11. O CT verifica que os cenários apresentados pela ERSE não permitem aferir a evolução dos consumos por segmento. Para o CT importa analisar a evolução do consumo por segmentos, na medida em que as oscilações de consumo não são proporcionais aos impactes financeiros, em termos de proveitos permitidos considerando o nível tarifário dos diferentes segmentos.

12. O CT reitera, para a avaliação deste plano, o que emitiu como parecer aos PDIRD-GN 2016 e 2018:

a) As previsões de consumo apresentadas por cada ORD devem assumir as evoluções históricas e as projeções de novas ligações em cada área geográfica justificáveis com base em estudos do mercado potencial.

b) Os critérios de previsão da procura apresentados pelos ORD devem reger-se por critérios semelhantes e comparáveis, permitindo a agregação das previsões para realização de uma análise conjunta.

c) Cada ORD deverá ser responsabilizado pelo rigor da sua previsão de consumo, quer para o consumo regular, quer para os novos pontos de consumo, devendo responder pelos desvios que não sejam justificáveis por alterações imprevistas na estrutura dos consumidores.

B.1.2 – Propostas de investimento

1. É proposto neste plano um valor global para investimento de cerca de 367 milhões de euros, superior em cerca de 13% do valor previsto no PDIRD-GN 2018.

Figura 3-10 – Comparação dos investimentos previstos nas Propostas de PDIRD-GN 2020 face aos PDIRD-GN 2018 aprovados

Empresas	Valor de Investimento Propostas PDIRD-GN			
	PDIRD-GN 2018 Aprovado	PDIRD-GN 2020 Propostas	Variação	
	2019 - 2023	2021 - 2025	€	%
REN Portgás Distribuição	**121,3 M€**	**126,6 M€**	**+ 5,4 M€**	**+ 4,5%**
Sonorgas	**71,6 M€**	**73,1 M€**	**+ 1,5 M€**	**+ 2,1%**
Polos 2005	1,7 M€	5,4 M€	+ 3,7 M€	+ 217,6%
Polos 2015	31,6 M€	27,5 M€	- 4,1 M€	- 13,0%
Polos 2019	38,3 M€	40,2 M€	+ 1,9 M€	+ 5,0%
Grupo GGND	**131,1 M€**	**167,3 M€**	**+ 36,2 M€**	**+ 27,6%**
Lisboagás	46,7 M€	66,0 M€	+ 19,3 M€	+ 41,3%
Lusitaniagás	32,7 M€	40,6 M€	+ 7,9 M€	+ 24,1%
Setgás	19,8 M€	24,4 M€	+ 4,6 M€	+ 23,2%
Tagusgás	14,0 M€	12,3 M€	- 1,7 M€	- 12,1%
Beiragás	8,0 M€	11,8 M€	+ 3,8M€	+ 47,5%
Duriensegás	5,5 M€	6,1 M€	+ 0,6 M€	+ 10,9%
Medigás	2,9 M€	3,5 M€	+ 0,6 M€	+ 20,7%
Dianagás	1,1 M€	2,1 M€	+ 1,0 M€	+ 90,9%
Paxgás	0,3 M€	0,5 M€	+ 0,2 M€	+ 66,7%
TOTAL	**324,6 M€**	**367,1 M€**	**+ 42,5 M€**	**+ 13,1 %**

Fonte: Propostas de PDIRD-GN 2018 e PDIRD 2020

Fonte: ERSE, Documento de Enquadramento – Propostas de PDIRD-GN 2020

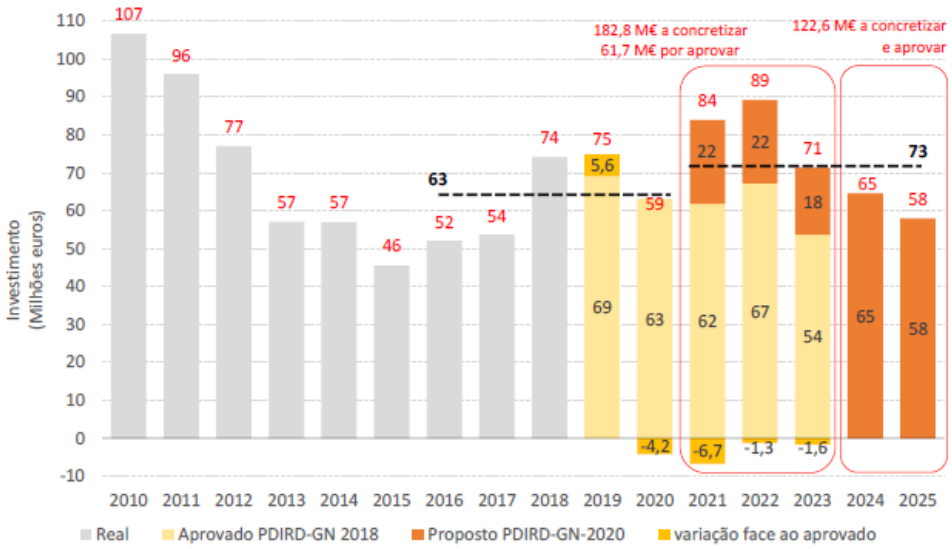
2. A ERSE alerta no seu documento de enquadramento:

   "Em montantes globais, as propostas de PDIRD-GN 2020 traduzem-se num acréscimo da ordem de 15% no montante de investimento previsto para os 5 anos do período de 2021 a 2025, comparativamente com os investimentos entrados em exploração[138] *no último quinquénio.*
   Este acréscimo, previsto pelos ORD, tenderá a ser ainda maior, se tivermos em consideração que os montantes previstos para os anos de 2023 a 2025 ainda poderão ser agravados pelos valores a serem propostos na próxima edição de PDIRD-GN 2022 e na seguinte, PDIRD-GN 2024. Se considerássemos montantes da ordem dos 80 milhões de euros anuais para esses 3 últimos anos, o acréscimo seria então da ordem dos 26%. Proposto neste Plano um valor global para investimento de cerca de 367 milhões de euros, superior em cerca de 13% do valor previsto no PDIRD-GN 2018".

3. Na figura 2-2 do Documento de Enquadramento, a seguir reproduzida, a ERSE apresenta a evolução anual do investimento entrado em exploração desde 2010 e do investimento apresentado nas propostas de PDIRD-GN 2020, incluindo o investimento já aprovado até 2023 no PDIRD-GN 2018 e nas licenças dos novos polos da Sonorgás atribuídas em 2019.

[138] Investimentos efetivamente contabilizados como entrados em exploração até 2018 e estimados como tal para os anos de 2019 e 2020.

Figura 2-2 – Evolução anual do investimento entrado em exploração e apresentado nas propostas de PDIRD-GN 2020



Fonte: ERSE, Documento de Enquadramento – Propostas de PDIRD-GN 2020

4. O CT defende que o tratamento comparativo histórico do investimento deve ser acompanhado por uma desagregação adequada que permita evidenciar o investimento que efetivamente é recuperado através da aplicação de tarifas.

5. A não evidenciação deste montante levará a uma interpretação da evolução distorcida, no que se refere aos montantes de investimento a reconhecer em tarifas, uma vez que existem investimentos realizados pelos ORD, e que não são aceites para efeitos de tarifas. Estes montantes que assumem uma expressividade cada vez maior dizem, essencialmente, respeito a contadores que são instalados e renovados com um custo totalmente suportado pelos ORD.

6. Em suma, o CT sugere que a ERSE passe a evidenciar de forma inequívoca o investimento elegível para recuperação em sede de aplicação de tarifas.

7. Relativamente aos incrementos sugeridos pela ERSE para as próximas edições do PDIRD-GN o CT considera que a ERSE deveria justificar estas hipóteses, sem o que as mesmas serão extemporâneas não contribuindo para uma discussão objetiva.

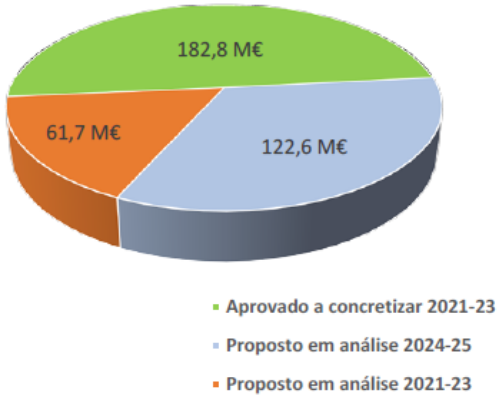
8. O CT nota que se os ORDs reforçarem os investimentos nas próximas edições dos PDIRD-GN face aos valores agora propostos para 2024/2025 terão de o justificar aprofundadamente, sendo essa aliás a lógica do PDIRD-GN ser *"revolving"* com a adição de 2 anos, mas com a manutenção de 3 anos já apresentados.

9. De acordo com a análise realizada pela ERSE aos planos apresentados pelos operadores:

   "nas propostas de PDIRD-GN 2020, que agora se submetem a Consulta Pública, os operadores de rede propõem um montante global de 367,1 milhões de euros para o quinquénio 2021-2025, dos quais 244,5 milhões de euros a serem concretizado no triénio 2021-2023 e 122,6 milhões de euros relativos aos últimos dois anos do horizonte do plano, 2024-2025.

Verifica-se que há uma revisão em baixa de alguns investimentos já aprovados, num total de 9,6 milhões de euros, ou seja, os operadores das redes propõem concretizar nestes 3 anos um montante inferior (182,8 milhões de euros) àquele que já foi aprovado em sede de PDIRD-GN 2018, e em sede de atribuição de licenças dos novos polos. Assim, para efeitos da presente consulta pública, verificou-se que está em apreciação um montante total de 184,3 milhões de euros, repartidos por 61,7 milhões de euros para os anos comuns a ambas as propostas, ou seja 2021-2023, e um montante de 122,6 milhões de euros relativos aos últimos dois anos do horizonte do plano, 2024-2025."

Figura 2-1 – Investimento na RNDG aprovado e em apreciação para o período 2021-2025



Fonte: ERSE, Documento de Enquadramento – Propostas de PDIRD-GN 2020

10. Entende o CT que este aumento do valor previsto deverá ser objeto de cuidada apreciação em função da defesa de sustentabilidade do setor de gás e da incerteza nas variáveis futuras da evolução do setor, tendo em conta o enquadramento ditado pelos objetivos de política de energia e clima aprovados para o País.

11. Por outro lado, a sua avaliação deverá ter em consideração a evolução prevista para os consumos e faturação no período de vigência do plano.

12. De acordo com os cenários dos ORD, o CT constata que os incrementos de investimento estão, regra geral, associados aos incrementos de consumo que garantem estabilidade ou redução tarifária, acrescentando que este efeito poderá ser reforçado pelo facto de o pagamento da rede conter um termo fixo independente do consumo.

13. Das análises conjugadas, o CT regista o esforço demonstrado por cada ORD na quantificação dos critérios de seleção e benefícios estimados dos investimentos apresentados nas propostas de PDIRD-GN 2020 e com a conclusão genérica de sustentabilidade dos investimentos propostos.

B.2 Impacto da descarbonização e políticas públicas nos PDIRD-GN

1. Em agosto de 2020 foi publicado o Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, com a reformulação da lei de bases do setor e a incorporação dos mecanismos legislativos para a introdução dos gases de origem renovável e de baixo teor de carbono nas infraestruturas de gás natural.

2. O CT reconhece que a rede de gás está a evoluir para a incorporação progressiva de gases renováveis e de baixo teor de carbono:

   a. a tecnologia de produção de gases de origem renovável, sendo atualmente imatura, está em desenvolvimento sendo agora uma aposta política energética nacional;

b. existe uma orientação de política pública da UE para a produção, transporte e distribuição de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono, nomeadamente biogás e hidrogénio renovável;
c. existem fundos públicos, nacionais e europeus, relevantes destinados à descarbonização do setor do gás.

3. Os ORD apresentaram nos seus planos um valor de 24M€, 7% do investimento global, para a dinamização de estudos e pilotos tecnológicos com vista à avaliação de medidas eficientes para a descarbonização e digitalização das suas redes para acomodar as novas realidades.
4. Tendo em conta a necessidade de adaptação das redes de distribuição para dar resposta aos desafios da descarbonização o CT recomenda que os projetos a desenvolver sejam avaliados na globalidade do SNG e pelo benefício que aportam, garantindo-se o desejado rigor na avaliação custo-benefício de cada iniciativa e o seu impacto tarifário, assim como a criação de sinergias entre os ORD de forma complementar e não redundante.
5. No entanto, e tal como aconteceu no passado com investimentos para a expansão das redes de distribuição de gás natural em que se recorreu ao uso de Fundos Europeus para fomentar conversões e reconversões, o CT entende que o mesmo esforço deverá ser realizado pelos ORD para estes projetos. Previamente à apresentação de um projeto piloto junto da ERSE, os ORD deverão candidatar estes projetos aos diversos programas de financiamento disponíveis e só depois à ERSE para financiamento suportado pelos consumidores nas tarifas.
6. Não obstante o CT solicita à ERSE uma vigilância contínua da execução destes estudos e projetos.

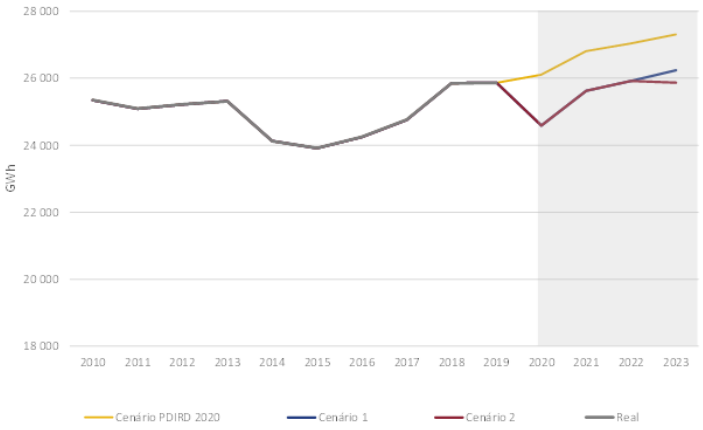
B.3 Impactes tarifários

1. O CT nesta análise reitera, pela atualidade, alguns dos comentários do seu parecer ao PDIRD-GN 2018:
   a. O CT regista o cuidado da ERSE na avaliação dos impactes que as propostas do PDIRD-GN poderão ter a nível tarifário.
   b. O CT reitera o igualmente expresso em pareceres anteriores no sentido de que deve ser evitada a realização de investimentos que possam conduzir a impactes tarifários no SNG sem as adequadas contrapartidas para o serviço prestado.
   c. Sem prejuízo de reconhecer que o alargamento das redes de distribuição de Gás a novas áreas pode representar, por exemplo, uma melhoria da qualidade de vida das populações ou o acesso de clientes empresariais, o CT realça que um programa de investimentos que não seja equilibrado entre ORD poderá desvirtuar os objetivos subjacentes ao princípio da uniformidade tarifária nacional que tem sido aplicado pela ERSE e que, aliás, merece o acordo do CT.
2. A ERSE apresenta uma análise de sensibilidade baseada na comparação de vários cenários de procura, o que parece metodologicamente correto ao CT.

	Energia veiculada	Número de Pontos de Abastecimentos	Consumo unitário
Cenário 1	2020 a 2022 - Definida para T2021/2022 2023 - Definida tendo em conta o número de PA e consumo unitário do Cenário	2020 - Dados T2021/2022 2021 a 2023 - Dados do PDIRD 2020	2020 a 2022: Resulta da Energia e Número de PA do cenário 2023 - TCMA de 5 anos reais (2019-2014)
Cenário 2	2020 a 2022 - Definida para T2021/2022 2023 - Estabilização do consumo de 2019	2020 - Dados T2021/2022 2021 a 2023 - Dados do PDIRD 2020	Definida de acordo com a Energia e Número de PA do Cenário
Cenário PDIRD	Dados PDIRD das empresas a partir de 2020		

Nota: A procura definida em Tarifas é a procura estimada/prevista pelos ORD, com ajustamento para a Sonorgás.

Comparação dos Cenários



Fonte: ERSE, Documento de Enquadramento – Propostas de PDIRD-GN 2020

3. O CT realça em particular o cenário mais conservador (cenário 2), que analisa a realização dos investimentos previstos sem qualquer aumento de consumo, em que o gás adicional veiculado nas novas infraestruturas apenas reporia os consumos que, naturalmente, irão cessar nas redes existentes, nomeadamente pela substituição por outras energias.

4. Reconhecendo tratar-se do cenário mais conservador apresentado pela ERSE, o CT verifica que o mesmo aponta para um incremento do TOTEX unitário entre 2021 e 2023, ainda que de forma moderada.

5. Em contrapartida os outros cenários, nomeadamente os propostos pelos ORD, que consideram um crescimento moderado dos consumos, indicam que os investimentos propostos cumprem o objetivo de não crescimento das tarifas de acesso.

6. O CT nota que o impacte moderado nas tarifas resulta do montante dos investimentos agora propostos no PDIRD-GN 2020 ser comparativamente reduzido face ao elevado montante do ativo remunerado da distribuição, o que amortece o efeito na tarifa nacional, especialmente considerando a perequação que lhe está subjacente.

7. O CT considera assim que estas análises não se devem limitar ao efeito sobre o eventual impacto global nas tarifas, mas passar igualmente a considerar uma análise específica sobre os custos unitários dos investimentos, quando os mesmos puderem ser adequadamente comparados e daqui se retirarem conclusões uteis para a decisão do concedente.

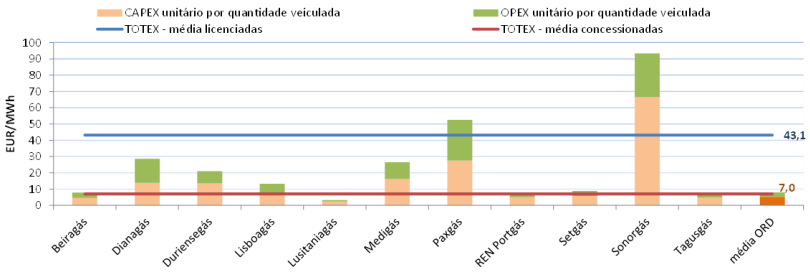
8. O CT recomenda assim que a ERSE complemente as análises apresentadas, de modo a também induzir um equilíbrio nos custos unitários de desenvolvimento das redes dos diferentes ORD, considerando as especificidades geográficas e de mercado das diferentes áreas de distribuição.

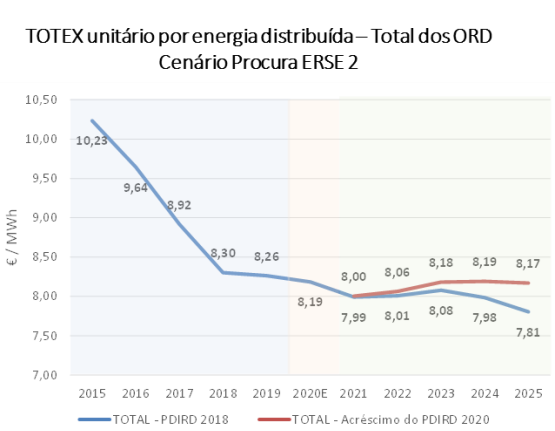
9. No que toca aos investimentos associados a conversões/reconversões o CT entende que se devem realizar na ótica do desenvolvimento harmonioso com a rede de distribuição a construir, desde que esses investimentos sejam sustentáveis do ponto de vista tarifário.

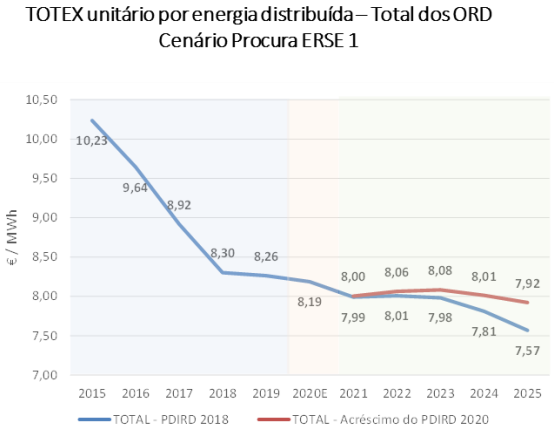
10. O CT entende que, sem estes investimentos, a execução dos planos como um todo coerente ficará comprometida. Por outro lado, sem crescimento da base de clientes, ou pelo menos reposição dos clientes desligados, verificar-se-á uma redução progressiva da base de clientes com o consequente impacto tarifário negativo.

11. Já de acordo com as análises disponibilizadas pela ERSE, contemplando 3 cenários, verifica-se que a incidência unitária nos proveitos dos ORD não sofrerá aumentos expressivos mesmo nos cenários mais conservadores de investimento sem acréscimo de volumes.

TOTEX unitário por unidade de energia veiculada em Tarifas 2020-2021







Fonte: ERSE, apresentação ao CT

12. Não obstante, o CT entende que a análise de sustentabilidade realizada pela ERSE deveria, à semelhança de anos anteriores, ser detalhada por cada um dos planos dos ORD isoladamente, de modo a ficar claro o contributo, maior ou menor, de cada estratégia apresentada.

13. Esta análise é tanto mais importante quanto se verificaram na aprovação dos planos anteriores ajustamentos diferenciados a cada um dos planos, realizados pelo concedente.

III - SÍNTESE DE RECOMENDAÇÕES

Em conclusão da análise da proposta de "Planos de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição de Gás Natural para o período de 2021 a 2025 (PDIRD-GN 2020)", objeto da 98.ª consulta pública, o CT expressa um conjunto de recomendações de que se destaca:

1. No que se refere ao investimento aprovado nos novos polos, o CT considera que, se não for indutor de consumo e novas ligações, contribuirá para um incremento médio da tarifa de uso de rede, situação penalizante para o SNG, pelo que reforça a necessidade de análises *post mortem* que confirmem a validade dos pressupostos subjacentes às aprovações, e possam servir para referência futura.
2. Quanto à proposta, apresentada pela ERSE, de serem avaliados apenas os valores incrementais dos três anos de 2021, 2022 e 2023 face ao PDIRD-GN anterior, deixando para o próximo exercício a avaliação dos anos de 2024 e 2025, o CT entende que as operações de rede, por natureza envolvendo decisões de investimento a realizar no médio prazo não devem ser colocadas em causa pela potencial indefinição de metas de longo prazo para o sistema de gás.
3. Adicionalmente, entende o CT que, se a lei estabelece que o PDIRD-GN é quinquenal, a análise desenvolvida pela ERSE para efeitos de consulta pública deveria abranger os 5 anos do Plano.
4. O CT acompanha a prudência e as cautelas manifestadas pela ERSE relativamente à necessidade de adequar os investimentos nas redes de gás à realidade atual de política energética e ao horizonte temporal de aplicação da mesma, com o intuito de evitar a realização de investimentos que possam rapidamente apresentar uma relação custo benefício penalizadora para o sistema.
5. Por conseguinte, o CT reforça a importância da ERSE manifestar ao legislador a necessidade de que os montantes de investimento a aprovar, em particular aqueles que se prevê concretizar nos anos 2024 e 2025, estejam totalmente alinhados com os objetivos de política energética vigente, fundamental para uma análise adequada ao impacto no SNG, nomeadamente para a sua estrutura de clientes e nos custos a suportar.
6. Quanto aos cenários de procura, o CT considera necessária uma análise rigorosa das evoluções da procura por segmento para avaliação dos impactos tarifários.
7. O CT sugere que a ERSE passe a evidenciar de forma inequívoca o investimento elegível para recuperação em sede de aplicação de tarifas.
8. No que diz respeito aos projetos piloto, tendo em conta a necessidade de adaptação das redes de distribuição para dar resposta aos desafios da descarbonização, o CT recomenda que sejam avaliados na globalidade do SNG e pelo benefício que aportam, garantindo-se o desejado rigor na avaliação custo-benefício de cada iniciativa e o seu impacto tarifário, assim como a criação de sinergias entre os ORD de forma complementar e não redundante, pelo que solicita à ERSE uma vigilância contínua da execução destes estudos e projetos.
9. O CT reforça que os investimentos que se perspetivam na rede de gás, decorrentes das opções e metas de política energética, devem, sempre que possível, recorrer a linhas de financiamento da UE que estejam disponíveis.
10. O CT considera que as análises de sensibilidade baseadas na comparação de vários cenários de procura não se devem limitar ao efeito sobre o eventual impacto global nas tarifas, mas passar igualmente a considerar uma análise específica sobre os custos unitários dos investimentos, quando os mesmos puderem ser adequadamente comparados.
11. O CT recomenda que a ERSE complemente as análises apresentadas, de modo a induzir um equilíbrio nos custos unitários de desenvolvimento das redes dos diferentes ORD, considerando as especificidades geográficas e de mercado das diferentes áreas de distribuição.

12. O CT entende que a análise de sustentabilidade realizada pela ERSE deveria, à semelhança de anos anteriores, ser detalhada por cada um dos planos dos ORD isoladamente, de modo a ficar claro o contributo, maior ou menor, de cada estratégia apresentada.

IV – CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário, Secção do Setor do Gás, considera que a proposta apresentada pela ERSE deverá ser reformulada em conformidade com as recomendações constantes deste parecer.

Aprovado em 26 de março de 2021.

[Parecer integral digitalizado]

◆ Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento na RNTIAT para o período de 2020 a 2029 — PDIRGN 2019 ◆ [Consulta Pública n.º 85]

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, alterado pelo artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, "*(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*. "[139]

Ao CT compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural, emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

No decurso da elaboração deste parecer:

- A ERSE disponibilizou, em 11 de março de 2020, uma apresentação ao CT da proposta em análise;
- A REN disponibilizou, em 13 de março de 2020, uma apresentação ao CT da proposta em análise.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT o documento contendo a "Proposta de PDIRDGN 2019", cabendo ao CT emitir parecer até 27 de março de 2020.

Assim, a Secção do Sector do Gás Natural do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I
GENERALIDADE

O Decreto-Lei n.º 230/2012, de 25 de Outubro, procedeu à quinta alteração ao Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, que estabelece os princípios gerais relativos à organização e ao funcionamento do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN), bem como as bases gerais aplicáveis ao exercício das atividades de receção, armazenamento e regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL), de armazenamento subterrâneo de gás natural, de transporte, de distribuição e de comercialização de gás natural e de organização dos respetivos mercados e procedeu igualmente à transposição da Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, dando também execução ao Regulamento (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de Julho relativo às condições de acesso às redes de transporte de gás natural.

De acordo com o n.º 2 do art.º 26.º deste diploma: "*O operador da RNTGN deve elaborar, de dois em dois anos, ou anualmente, caso esteja sujeito às regras previstas na subsecção II da presente secção, com base no relatório anual de monitorização da segurança do abastecimento e tendo em conta as propostas de plano de desenvolvimento e investimento (PDIR) elaboradas pelos operadores da RNTIAT e RNDGN, um plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT (PDIRGN), que inclua:*

a) Informação sobre as infraestruturas a construir ou modernizar no decénio seguinte;

b) Indicação dos investimentos que o operador da RNTGN tenha já decidido efetuar e, de entre destes, aqueles a realizar nos três anos seguintes;

c) O calendário dos projetos de investimento."

[139] Cf. Art.º 45 dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.

O n.º 5 deste artigo dispõe que o procedimento de elaboração do PDIRGN é definido em legislação complementar, ou seja, de acordo com o Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-lei n.º 231/2012, de 26 de outubro.

Efetivamente, o Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, procedeu à terceira alteração ao Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, que estabelece os regimes jurídicos aplicáveis ao exercício das atividades integrantes do SNGN, incluindo as respetivas bases das concessões, os procedimentos para a atribuição das concessões e das licenças, bem como regras relativas à segurança do abastecimento e sua monitorização e à constituição e manutenção de reservas de segurança, desenvolvendo as bases gerais da organização e funcionamento do SNGN, instruídas pelo Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro.

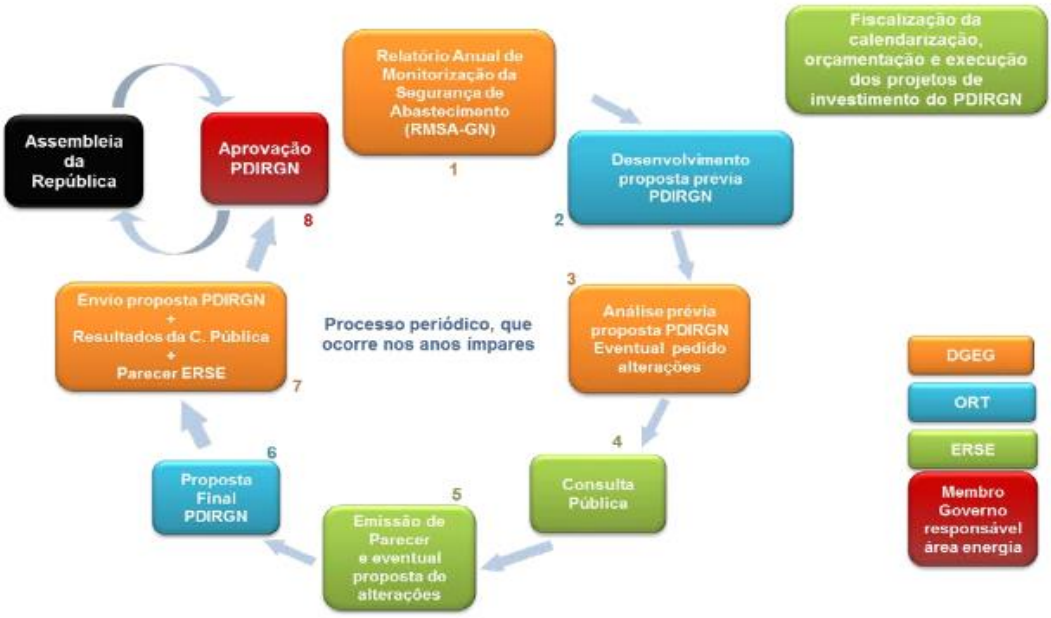
Assim, dispõe o artigo 12.º do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, que o operador da RNTGN deve elaborar, nos anos ímpares, um plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT (PDIRGN), tendo em conta as disposições e os objetivos do Regulamento (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, nomeadamente quanto ao plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária, no âmbito do mercado interno do gás natural, estabelecendo igualmente os critérios a adotar na elaboração e aprovação do PDIRGN.

Por seu turno, o artigo 12.º-A do referido diploma, referente ao procedimento de elaboração do PDIRGN, estabelece as orientações relativas ao procedimento a adotar na elaboração do PDIRGN, designadamente:

- a responsabilidade pela sua execução;
- a articulação entre o operador da RNTGN e os restantes operadores do SNGN na elaboração da proposta inicial de PDIRGN;
- a data limite para a submissão à DGEG da proposta inicial de PDIRGN;
- a articulação entre o operador da RNTGN e a DGEG no que respeita à consolidação da proposta inicial de PDIRGN;
- a realização de uma consulta publica promovida pela ERSE;
- a elaboração de um parecer por parte da ERSE integrando as necessidades de investimento identificadas no processo de consulta publica, bem como a coerência do PDIRGN com o plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária e a salvaguarda e promoção da concorrência;
- a elaboração da proposta final de PDIRGN por parte do operador da RNTGN;
- a aprovação do PDIRGN que, nos termos do art.º 26º n.º 4 do Decreto-lei n.º 30/2006 de 15 de fevereiro, na redação que lhe foi dada pela Lei n.º 42/2016 de 28 de dezembro, compete ao membro do Governo responsável pela área da energia, após parecer da ERSE e submissão a consulta pública e discussão na Assembleia da República, nos termos definidos em legislação complementar.
- o acompanhamento, fiscalização da calendarização por parte da ERSE, da orçamentação e execução dos projetos de investimento na RNTIAT previstos no PDIRGN, que ficam sujeitos ao seu parecer vinculativo, no âmbito das suas atribuições, não podendo este parecer versar sobre questões estratégicas de desenvolvimento da rede ou relacionadas com a segurança do abastecimento.

A figura seguinte ilustra o ciclo de desenvolvimento, aprovação e execução do plano decenal de desenvolvimento e investimento nacional.

Figura 1-1 – Esquematização de desenvolvimento, aprovação e execução do PDIRGN



FONTE: ERSE, Documento Justificativo, pág. 6

O Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, em particular o seu capítulo XI, dá execução ao Regulamento (CE) n.º 715/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, relativo às condições de acesso às redes de transporte de gás natural e ao Regulamento (UE) n.º 994/2010, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de outubro, relativo a medidas destinadas a garantir a segurança do aprovisionamento de gás.

A presente proposta de PDIRGN corresponde à quarta edição que, nos termos do preceituado no Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, é colocada em consulta pública e corresponde ao sétimo exercício de planificação do desenvolvimento e investimento da RNTIAT, levado a cabo pelo operador da RNTGN nos termos da legislação em vigor.

A proposta de PDIRGN 2019, com data de julho de 2019 e submetida à apreciação da presente consulta pública, apresenta uma estrutura similar à proposta de PDIRGN 2017, encontrando-se estruturada em sete capítulos, repartidos pelos seguintes temas:

- Capítulo 1 – Enquadramento e âmbito;
- Capítulo 2 – Caracterização atual do Sistema Nacional de Gás Natural;
- Capítulo 3 – Pressupostos;
- Capítulo 4 – Projetos Base de Investimento;
- Capítulo 5 – Projetos Complementares do PDIRGN;
- Capítulo 6 – Impacto dos Investimentos apresentados no PDIRGN;
- Capítulo 7 – Conjunto de 8 anexos.

A ERSE, no parecer que emitiu em 13 de abril de 2018 sobre a proposta de PDIRGN 2017, relativa ao período de 2018 a 2027, incluiu alguns aspetos a melhorar em futuras edições do PDIRGN, embora reconhecendo

que a proposta de PDIRGN 2017 constituiu uma evolução bastante positiva face à proposta de PDIRGN 2015.

Ora, a proposta de PDIRGN 2019 incorpora um conjunto de alterações e melhorias que resultam das questões colocadas pela DGEG e dos comentários produzidos pela ERSE, bem como, dos contributos recebidos durante o processo de consulta pública, pelas várias partes interessadas.

Assim, da comparação das duas propostas, a ERSE constata que foram incorporadas na presente algumas melhorias de que destaca:

- A análise à taxa de utilização das infraestruturas em 2017 e 2018, com resolução diária;
- A utilização como referência do RMSA-GN 2018 (período 2019-2040), aprovado por despacho do Secretário de Estado de Energia, no qual a perspetiva de evolução da procura na trajetória *ambição* assume a manutenção do funcionamento das centrais a carvão de Sines e do Pego até ao final do ano de 2025, e da central a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029, enquanto a trajetória *continuidade* assume a manutenção em funcionamento das centrais a carvão de Sines e do Pego até final de 2029, e da central a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2040;
- A classificação dos projetos propostos em dois grupos distintos: (1) os projetos base; e (2) os projetos complementares. Face à anterior proposta de Plano, este incorpora nos projetos base os relativos à gestão técnica global. Adicionalmente considera agora uma subdivisão do conjunto dos projetos complementares, em projetos complementares padrão (adaptação do *Jetty* do Terminal de Gás Natural Liquefeito (TGNL) de Sines para permitir a atividade de carregamento de bancas para navios ("LNG *bunkering*") e Projetos Complementares Duplamente Dependentes (projeto da estação de compressão do Carregado e o projeto da 3.ª interligação entre Portugal e Espanha (1.ª fase);
- Identificados os investimentos aprovados no âmbito da anterior edição do Plano (PDIRGN 2018-2027), todos eles referentes a projetos base, os quais, uma vez que já se encontram aprovados, não são referidos no PDIRGN 2019.

Os Projetos Base dependem, essencialmente, da iniciativa da REN e têm como objetivo continuar a assegurar a operacionalidade e a segurança das instalações da RNTIAT em serviço, em conformidade com os critérios regulamentarmente estabelecidos e tendo em conta a avaliação que os operadores fazem sobre o estado dos ativos em serviço e a segurança de operação das infraestruturas. Os projetos base incluem ainda aqueles que visam dar cumprimento a compromissos com os ORD relativamente ao reforço de ligação à RNDGN.

Assim, no que diz respeito aos projetos base, o valor global para os três primeiros anos do Plano (que incluem os projetos que deverão ter Decisão Final de Investimento (DFI) neste Plano) é de cerca de 11,5 M€ que, adicionados a 16 M€ dos projetos aprovados no PDIRGN 2017 perfazem o total de 27,5 M€.

Por sua vez, os projetos complementares da presente proposta de PDIRGN integram os projetos que decorrem fundamentalmente de necessidades exógenas à RNTIAT, assim como os projetos que não resultam de compromissos já assumidos.

A realização destes projetos está assim entendida pela REN Gasodutos, nesta proposta de PDIRGN, como condicionada, caso-a-caso, à manifestação do interesse na sua realização por parte de *stakeholders* externos, bem como à confirmação do concedente quanto ao interesse e concordância com os mesmos.

Estes projetos totalizam 139,1 M€ (avaliados a custos diretos externos), mantendo-se o montante orçamentado para o projeto da 1ª fase da 3ª interligação entre Portugal e Espanha, quando comparado com os valores apresentados na proposta de PDIRGN 2017.

II
ESPECIALIDADE

3. AVALIAÇÃO DA PROPOSTA DE PDIRDGN

O CT considera que a proposta do PDIRGN apresentada pela REN Gasodutos é coerente com o processo de transição energética em curso em Portugal e na Europa, traduzido no caso nacional na aprovação do Roteiro para a Neutralidade Carbónica em 2050 (RNC 2050) e do Plano Nacional de Energia e Clima 2030 (PNEC 2030).

Num contexto em que se perspetivam mudanças muito relevantes no panorama energético, em particular com a crescente importância da produção de eletricidade a partir de fontes renováveis e a consequente migração dos consumos a partir das fontes de energia primárias tradicionais, o CT releva positivamente que a proposta do PDIRGN objetive a realização de projetos sustentáveis, prevenindo a potencial criação de ativos ociosos.

Contudo, o CT recomenda que essa opção não prejudique a operacionalidade e competitividade do SNGN, considerando o relevante papel da RNTIAT no que se refere ao *backup* ao sistema elétrico, garantido pelas Centrais de Ciclo Combinado de Gás Natural, em virtude da intermitência das fontes de produção de origem renovável e da anunciada antecipação do descomissionamento das centrais de carvão de Sines e Pego.

Do mesmo modo, e considerando que a própria União Europeia aponta para o desenvolvimento de projetos de gases de origem renovável, nomeadamente o hidrogénio e o biometano, como vetores relevantes para cumprimento dos objetivos de neutralidade carbónica, o CT recomenda que as futuras propostas de PDIRGN tenham em atenção aqueles desígnios.

Assim, ainda que o CT considere que a proposta é adequada ao individualizar os projetos que necessitam de Decisão Final de Investimento, face àqueles que, por dependerem de decisão de terceiros[140], deverão aguardar uma clarificação mais alargada da possibilidade efetiva de realização.

4. PROJETOS BASE

a) Na proposta de PDIRGN apresentada pelo operador, objeto do presente parecer, os projetos apresentados, à semelhança do que sucedeu com a proposta de PDIRGN 2018-2027, estão organizados em dois grandes grupos: o dos projetos base e o dos projetos complementares.

b) Os Projetos Base são constituídos pelos projetos de remodelação e modernização da REN Gasodutos, da REN Armazenagem e da REN Atlântico, pelos projetos da gestão técnica global do sistema e pelos projetos em curso que transitam de anos anteriores.

c) A decisão de realização dos projetos base, cuja iniciativa depende quase exclusivamente do respetivo operador, tem como objetivo continuar a assegurar as condições de segurança e a operacionalidade das instalações da RNTIAT em serviço, em conformidade com os critérios regulamentarmente estabelecidos e tendo em conta a avaliação técnica que o operador faz sobre o estado dos ativos em serviço e a segurança de operação das infraestruturas.

d) Assim, o valor global para os três primeiros anos do Plano [que inclui os projetos que deverão ter Decisão Final de Investimento (DFI) neste Plano, no valor de 11,5 M€ e os projetos aprovados no PDIRGN 2017, no valor de 16 M€] perfaz o total de 27,5 M€, que compara com o valor de investimento de 34,5 M€ proposto nos três primeiros anos da proposta de PDIRGN 2017, avaliados a Custos Diretos Externos (CDE).

[140] Desde logo, a 3.ª Interligação com Espanha, face à avaliação negativa dos Reguladores Espanhol e Francês sobre o Projeto STEP (*South Transit East Pyrenees*).

e) Do total dos investimentos previstos, 23,7M€ serão realizados entre 2020 e 2024 com os projetos de modernização e remodelação da RNTIAT (49%), de terminal GNL (24%), de gestão técnica global (21%) e armazenamento subterrâneo do Carriço (6%), sendo a maior parcela de investimento no próximo quinquénio reservada aos projetos relacionados com o fim de vida útil dos ativos, seguido dos projetos de melhoria operacional e por fim os de adequação regulamentar.

f) O CT sublinha que os referidos projetos base propostos não têm qualquer impacto na capacidade das infraestruturas da RNTIAT, nem ao nível da capacidade de oferta, nem ao nível da capacidade de armazenamento.

5. IMPACTO TARIFÁRIO DOS PROJETOS BASE

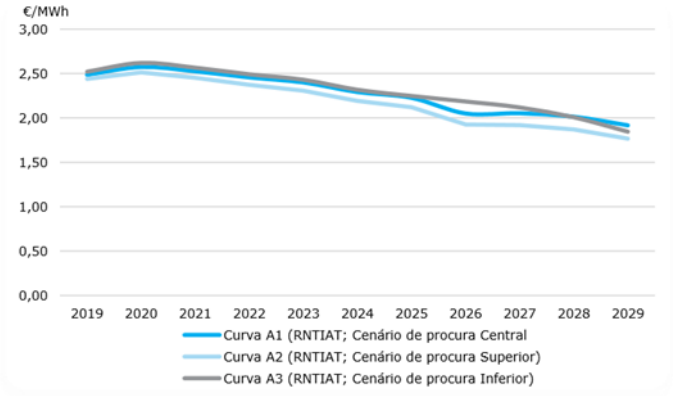
a) Na proposta do PDIRGN foi efetuada uma análise à evolução dos proveitos permitidos unitários (proveitos permitidos/procura), de modo a avaliar o impacto dos projetos base, tendo sido assumidos alguns pressupostos para efeitos de simplificação, entre os quais: considera-se que os custos de exploração mantêm os valores atuais; foram utilizados, considerando as datas de entrada em exploração dos projetos, os valores a custos totais e a taxa de remuneração dos ativos constante ao longo do período e igual a 5,5%.

b) Para avaliação dos impactos, a REN apresentou na sua proposta três cenários: superior, central e inferior, variando ao nível da previsão da procura.

c) De acordo com a proposta em análise, o impacto associado à execução dos projetos base será muito reduzido em qualquer dos cenários avançados pela REN.

d) Com efeito, da referida proposta resulta objetivamente que, em termos anuais, independentemente da volatilidade da procura, a evolução dos proveitos permitidos irá refletir o facto do volume de investimento ser bastante inferior ao valor das amortizações, do que resulta que, em qualquer cenário de procura, o proveito unitário será sempre inferior ao que resultaria do nível atual dos ativos.

Evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT associados aos Projetos Base propostos no PDIRGN 2020-2029 (simulações A1, A2 e A3)



Fonte: REN – PDIRGN 2020-2029

e) O CT regista a melhoria da informação disponibilizada pela REN face ao anterior plano sobre o impacto dos investimentos propostos nas tarifas, tendo apresentado os diferentes cenários excluindo os projetos complementares.

f) O CT realça, uma vez mais, a importância do planeamento da rede nacional de transporte, infraestruturas de armazenamento e terminais de gás natural, enquanto instrumento essencial para a

garantia da existência de capacidade das infraestruturas, do desenvolvimento equilibrado e eficiente da rede de transporte e da segurança do abastecimento de gás natural.

g) Neste contexto, o CT considera ajustados os investimentos propostos pela REN no que tange aos projetos base, destacando a necessidade da sua efetiva concretização atento o disposto no ponto que antecede.

6. PROJETOS COMPLEMENTARES E IMPACTES TARIFÁRIOS

No plano do desenvolvimento, a REN apresenta um conjunto de projetos designados de complementares à proposta de PDIRGN, que decorrem de novas necessidades com origem externa à RNTIAT.

Os projetos complementares são divididos em dois subconjuntos: projetos complementares padrão e projetos complementares duplamente dependentes para o horizonte 2020-2029, e a sua realização fica condicionada a manifestações de interesse e concordância de *stakeholders* externos, para os primeiros, e concedente e outros, para os segundos.

No conjunto dos projetos complementares, o subconjunto dos projetos complementares padrão do PDIRGN em análise inclui a adaptação do TGNL de Sines, de modo a possibilitar o enchimento de navios de menores dimensões, proporcionando o abastecimento de GNL como combustível marítimo.

Este projeto enquadra-se no objetivo de criação de uma infraestrutura para combustíveis alternativos previstos na Diretiva 2014/94/EU, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 22 de outubro, transposta para a legislação nacional através do Decreto-Lei n.º 60/2017, de 9 de junho.

Os estudos preliminares realizados pela REN identificam duas alternativas para a possível adaptação do TGNL de Sines (anexo 8):

1. Adaptação do atual cais de descarga, de maior facilidade e rapidez de implementação e também de menor custo, estimado numa gama de investimento de 8 a 10 M€;
2. Construção de um novo cais, opção de maior capacidade de operação e também de resposta no médio/longo prazo, mas exigindo mais tempo de implementação e um volume de investimento numa gama entre os 40 e 50 M€.

	Solução 1	Solução 2
Vantagens	Menor custo de investimento	Disponibilidade total (garantia de resposta ao mercado)
	Menor prazo de execução	Solução definitiva (mais utilizada pelas congéneres)
Desvantagens	Sujeita à disponibilidade do cais	Maior custo de investimento
	Menor caudal de trasfega [43]	Maior prazo de execução
Incertezas	Pressão de vapor do GNL (pode não ser compatível com todos os Navios)	Licenciamento & Autorizações
	Manuseamento de vapor[44]	Análises de Risco & Localização
Prazos	18 a 24 meses (previsto)	24 a 36 meses (previsto)
Custo	8 a 10 M€ (estimado)	Cerca de 40 a 50 M€ (estimado)

A REN considera que a opção a incluir na proposta de Plano deve ser a 1.

Nesse sentido, o CT considera que esta opção carece de uma análise ponderada no sentido de demonstrar o custo-benefício do investimento. Para esse efeito, devem ser claramente quantificados os benefícios resultantes com o desenvolvimento desta solução 1, a curto e médio prazos.

Adicionalmente, entende também o CT que os investimentos na criação/melhoramento de infraestruturas que visem potenciar a rede nacional e fomentar a competitividade da oferta comercial devem ser avaliados, não apenas na perspetiva de curto e médio prazos, mas também de longo prazo, especialmente numa fase como a que atualmente atravessamos de transição energética e descarbonização.

Assim, considera-se igualmente importante que seja realizada uma análise à solução 2, numa ótica de oportunidade/benefício a médio e longo prazo. Esta análise deverá aprofundar a avaliação dos cenários de procura de bancas marítimas e a própria disponibilidade do cais, atendendo não só a questões associadas aos tempos de atracação, mas contemplando também os tempos de manobra de acostagem e saída dos navios.

O segundo subconjunto é definido como projetos complementares duplamente dependentes para o horizonte 2020-2029. Para além das condicionantes do primeiro subconjunto, estes projetos encontram-se também subordinados à concretização de outros projetos estruturantes europeus.

Estes projetos complementares duplamente dependentes consistem na 1.ª fase da 3.ª interligação entre Portugal e Espanha e da estação de compressão do Carregado (complementar e potenciador em relação ao primeiro).

O primeiro projeto encontra-se condicionado à realização do projeto STEP[141] (construção de uma nova interligação entre Espanha e França), bem como da concessão de subsídios europeus a fundo perdido para a sua construção. Num horizonte temporal mais alargado e fora do presente plano, estão também identificados neste grupo a 2.ª fase do projeto da 3.ª interligação Portugal – Espanha, que em Portugal contempla a estação de compressão do Lote 6 e o gasoduto Cantanhede-Mangualde.

O segundo projeto refere-se à instalação de uma estação de compressão no Carregado, de modo a aumentar a capacidade de transporte da rede de alta pressão e a capacidade do ponto de entrada em Sines, permitindo tirar partido da capacidade diária máxima de regaseificação do TGNL, de 321 GWh/dia.

No horizonte 2025-2029, a REN apresenta a estimativa de investimento de 139 M€ (115 M€ da 3.ª interligação e 24 M€ da estação de compressão do Carregado), não considerando quaisquer subsídios, e de 82 M€ (57 M€ da 3.ª interligação e 24 M€ da estação de compressão do Carregado), considerando a subsidiação da 3.ª interligação.

O CT reconhece como positiva a separação dos projetos base, como necessidades do sistema diretamente relacionados com a RNTIAT, dos projetos complementares aqui identificados. Desta forma, é possível analisar de forma separada aquilo que são necessidades do SNGN e as opções estratégicas que carecem de intervenção do concedente, naturalmente relacionadas com a política energética nacional.

Relativamente aos projetos complementares duplamente dependentes, e considerando a sua calendarização para o segundo quinquénio do horizonte do plano, o CT recomenda que os mesmos sejam reavaliados no próximo exercício de PDIRGN. O contexto atual nacional e europeu, em que se discutem estratégias de transição energética e descarbonização requerem uma avaliação muito criteriosa de investimentos avultados cujo impacto tarifário poderá ser negativo, na eventualidade de se verificar um desalinhamento entre a natureza do projeto e as decisões estratégicas para o setor da energia.

7. INFRAESTRUTURAS E SEGURANÇA DO ABASTECIMENTO

[141] Salienta-se a avaliação negativa dos reguladores Espanhol e Francês sobre o Projeto STEP (*South Transit East Pyrenees*).

O Regulamento 2017/1938 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2017, determina as disposições destinadas a garantir a segurança do aprovisionamento e o correto funcionamento do mercado de gás natural, no sentido do abastecimento contínuo de gás natural aos consumidores, independentemente das condições ótimas de funcionamento do mercado, promovendo também a solidariedade e a cooperação a nível regional, de forma a potenciar o reforço da segurança e a integridade do mercado europeu de energia.

Deste regulamento, o *artigo 5.º - Normas relativas às infraestruturas*, determina as condições para as quais deverão ser tomadas todas as medidas necessárias para que se mantenha o abastecimento de gás caso se verifique uma interrupção da maior infraestrutura de gás, de acordo com o critério N-1. O *artigo 6.º - Normas de aprovisionamento de gás*, descreve um conjunto de casos extremos de referência em que deverá ser salvaguardado o aprovisionamento de gás natural a um determinado conjunto de clientes (clientes protegidos).

No que se refere ao artigo 5.º - Normas relativas às infraestruturas, o PDIRGN 2019 apresenta o cálculo do critério N-1 de acordo com as duas situações distintas de utilização do Armazenamento Subterrâneo (AS) do Carriço[142] (identificadas no regulamento), nomeadamente para a situação de capacidade de extração máxima de 129 GWh/dia (com um volume operacional de GN nas cavernas superior a 60% da capacidade de armazenamento) e para uma situação de capacidade de extração de 71 GWh/dia (volume operacional de GN nas cavernas inferior a 60% da capacidade de armazenamento).

Os resultados do critério N-1 apresentado no PDIRGN 2019 indicam que, com as atuais infraestruturas, para uma capacidade de extração de 129 GWh/d do AS do Carriço, temos:

- No caso do cenário superior, o critério N-1 é cumprido até 2023, e deixa de ser cumprido no período 2024-2029;
- No caso do cenário central, o critério N-1 não é cumprido no período de 2026 a 2029;
- No cenário inferior é cumprido em todo o período 2020-2029.
- Para uma capacidade de extração de 71 GWh/d, segundo a análise do PDIRGN 2019, o critério N-1 não é cumprido em qualquer dos três cenários em análise, apresentando os seguintes resultados:
- No cenário superior, em N-1 a satisfação do consumo varia entre 71 e 82%;
- No cenário central, em N-1 a satisfação do consumo varia entre 74% e 83%;
- No cenário inferior, em N-1 a satisfação do consumo varia entre 80% e 85%.

No anexo VIII do Regulamento 2017/1938, encontra-se previsto um conjunto de medidas não-baseadas no mercado para adoção na eventualidade de uma emergência. Essas medidas podem passar por: mudança obrigatória para outro combustível; utilização obrigatória de contratos interruptíveis; redução obrigatória dos consumos contratados.

No entanto, atualmente não existe em Portugal um quadro legal e regulamentar que permita e regule a aplicação ágil de medidas de atuação do lado da procura não-baseadas no mercado.

O CT considera que deveria ser desenvolvido um quadro legal e regulamentar que potencie a aplicação, em caso de emergência e de forma clara, de medidas de atuação do lado da procura não-baseadas no mercado, como sejam algumas das identificadas no Anexo VIII do Regulamento 2017/1938.

[142] O nível de enchimento de uma cavidade condiciona fortemente a capacidade de extração possível.

8. PREVISÕES DE PROCURA

A proposta de PDIRGN tem por base a previsão da procura de gás natural considerada nos estudos relativos à "Monitorização da segurança de abastecimento do Sistema Nacional de Gás Natural - Período 2019-2040" (RMSA-GN 2018) onde são desenvolvidos os cenários de evolução da procura de gás natural no período 2019-2040. Estas previsões são desagregadas pelo Mercado Convencional (MC), que inclui o consumo de gás natural nos sectores da Indústria, cogeração, residencial e terciário, e pelo Mercado de Eletricidade (ME), que inclui o consumo de gás natural em centrais termoelétricas para produção de eletricidade em regime ordinário.

Para o mercado convencional foram considerados três cenários de evolução da procura de gás natural associados a diferentes tendências de crescimento económico (cenário superior, cenário central e cenário inferior).

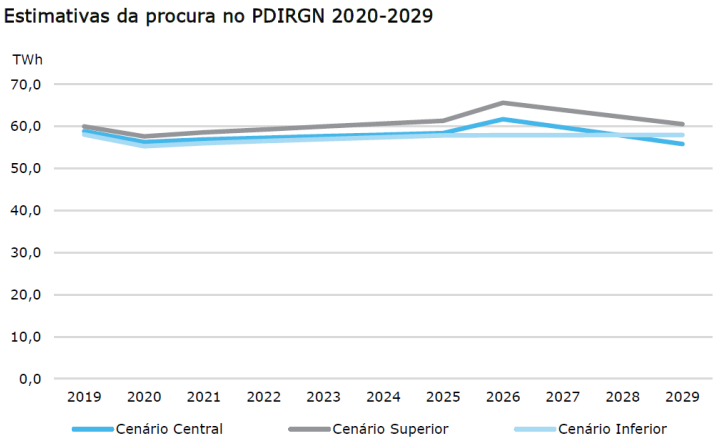
As estimativas de previsão do consumo de gás natural para o mercado convencional do PDIRGN, que apontam para uma taxa de crescimento médio anual (TCMA) de 1,0% no período 2019-2023 no cenário central, de 1,3% no cenário superior e de 0,7% no cenário inferior estão alinhadas com as estimativas dos operadores das redes de distribuição, apresentadas no PDIRDGN 2018 que apontavam para uma TCMA de 0,9% no período 2019-2023.

No mercado convencional são ainda consideradas as previsões de consumo dos novos polos (18 licenças atribuídas em 2015) abastecidos por UAG, tendo também por base os cenários de evolução macroeconómica e as previsões apresentadas pela Sonorgás no PDIRD 2019-2023.

Os cenários de evolução do consumo de gás natural no mercado de eletricidade têm por base os estudos desenvolvidos pela REN para a Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) no contexto do RMSA do Sistema Elétrico para o período 2019-2040 (RMSA-E 2018) e do RMSA-GN 2018, tendo sido considerados na proposta atual três cenários de evolução do consumo de gás natural decorrentes dos estudos de evolução do sistema electroprodutor (cenário superior ambição, cenário central ambição e cenário inferior continuidade).

A progressiva implementação de uma visão integrada na gestão dos sistemas de Gás e Eletricidade alcança uma relevância considerável, uma vez que atualmente uma parte significativa do consumo de gás natural se destina ao mercado de eletricidade, fortemente influenciado pela grande evolução antecipada para as Fontes de Energia Renovável (FER) previstas no RMSA-E. Por este facto, nos cenários "ambição" o consumo de gás natural no segmento do mercado de eletricidade sofre uma redução de consumo devido ao incremento previsto das FER para produção de eletricidade, o que justifica uma TCMA da procura total (MC+ME) de gás natural no cenário superior de 0,1%, muito próxima da TCMA do cenário inferior de 0,0%.

Na figura seguinte apresenta-se as estimativas da procura para o período 2019 a 2029 para os 3 cenários considerados.



Fonte: REN – PDIRGN 2020-2029, Proposta, julho 2019

A redução da previsão de procura agregada que se verifica entre 2019 e 2020 (primeiro ano do PDIRGN) em todos os cenários resulta de um ajustamento realizado no comportamento da procura de gás para o mercado elétrico, a refletir o que será a sua possível evolução num cenário de hidraulicidade média.

A estimativa de procura anual, por si só, é insuficiente para a determinação das necessidades de capacidade adicional das infraestruturas, designadamente as que dependem fundamentalmente das pontas de consumo diário associadas aos cenários mais exigentes, como é o caso das redes de transporte de gás.

Por esse motivo, determinaram-se as pontas prováveis e as pontas extremas de consumo diário para o mercado convencional e para o mercado elétrico, tendo por base os três cenários de evolução de procura acima referidos.

As previsões das pontas apontam para um crescimento reduzido da ponta de consumo diária global que acompanhará a tendência de crescimento da procura. Em média, para o período 2019-2029 para o Cenário Central, a evolução da ponta provável traduz-se num crescimento de 0,5% ao ano e a evolução da ponta extrema num crescimento de 0,6% ao ano.

Para o mesmo período, o cenário superior assenta numa TCMA de 0,9% para as situações de ponta provável e de ponta extrema, enquanto o cenário inferior apresenta uma TCMA de 0,4% para ambas as situações de ponta.

O CT nota que os diferentes cenários apontam para uma estabilidade da procura, devendo assim a RNTIAT manter a capacidade existente para responder às solicitações prováveis no horizonte de 10 anos do PDIRGN.

9. PREVISÕES DE OFERTA

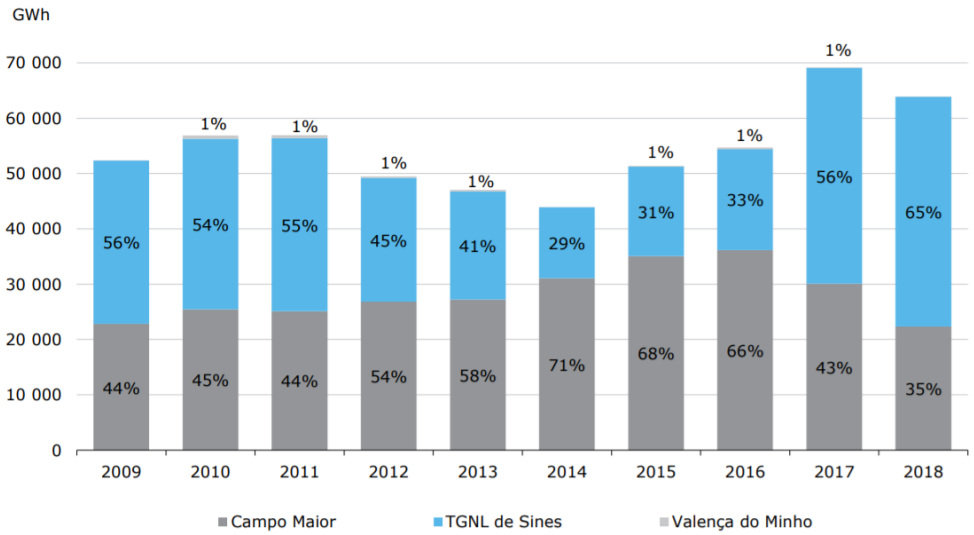
7.1 Análise histórica da oferta

Da análise histórica anual por ponto de entrada na RNTGN, pode verificar-se que dos três pontos de entrada da RNTGN, são os de Campo Maior e o terminal de Sines que concentram cerca de 99% das entradas no sistema.

Valença do Minho tem contribuído, nos últimos anos com um valor residual, cerca de 1%, para essa oferta.

Regista-se ainda um forte crescimento das entradas no sistema a partir do terminal de Sines (56% em 2017 e 65% em 2018).

FIGURA 2-9
Oferta histórica anual por ponto de entrada da RNTGN



Fonte: Proposta REN PDIRGN

Por outro lado, pode verificar-se também uma forte dependência das importações de GN a partir da Argélia via gasoduto (59% em 2018) e da Nigéria via navio (GNL) (69% em 2018). Estas duas fontes de abastecimento concentram 65% do gás natural importado para Portugal. Apesar disso é de notar uma diversificação das fontes de abastecimento, contribuindo para o aumento da segurança de abastecimento nacional (quadro 2-7).

Quadro 2-7
Aprovisionamento - Importação de GN e GNL em 2017 e 2018 (*)

	País de Origem	2017	2018
		GWh	GWh
GN - Gasoduto	Argélia	21 046	16 194
	Espanha	9 123	11 221
	País não especificado	0	0
	Total	**30 169**	**27 416**
GNL - Camião Cisterna	Espanha	100	9
	Total	**100**	**9**
GNL - Navio	Angola	1 051	0
	Argélia	2 856	1 497
	Catar	6 617	4 032
	EUA	6 007	5 591
	Nigéria	24 021	26 953
	Noruega	0	941
	Espanha	0	129
	Total	**40 552**	**39 145**
	Total Global	**70 821**	**66 569**

*Fonte: Direção-Geral de Energia e Geologia (os dados de 2018 são provisórios, segundo a informação disponível em http://www.dgeg.gov.pt/)

7. 2 Capacidade de oferta da RNTGN

Da análise da evolução histórica da capacidade de oferta da RNTIAT, tem-se verificado uma grande estabilidade dessa oferta em torno dos 373 GWh/dia (134 de Campo Maior, 229 de TGNL Sines e 10 de Valença do Minho).

QUADRO 2-9
Evolução histórica da capacidade de oferta da RNTIAT

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Campo Maior	122	122	134	134	134	134	134	134	134	134
TGNL Sines	193	193	229	229	229	229	229	229	229	229
Valença do Minho*	0	0	30	30	30	10	10	10	10	10
Total	315	315	393	393	393	373	373	373	373	373

GWh/dia

* Capacidade calculada de acordo com a menor das capacidades determinadas pelos dois TSO interligados (*lesser rule*). Verificou-se uma redução de capacidade do TSO Espanhol a partir do ano 2014.

Fonte: Proposta REN PDIRGN

Já no que diz respeito à evolução da capacidade de armazenamento da RNTIAT, tem-se verificado também, a partir de 2015, uma grande estabilidade de armazenamento em torno dos 6.408 GWh, 40% dos quais no TGNL e dos restantes 60% no AS do Carriço.

QUADRO 2-10
Evolução da capacidade de armazenamento da RNTIAT

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
RNTIAT	3 085	3 808	3 808	3 808	4 751	5 743	6 408	6 408	6 408	6 408
TGNL Sines	1 626	1 626	1 626	1 626	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569
AS Carriço	1 459	2 182	2 182	2 182	2 182	3 174	3 839	3 839	3 839	3 839

GWh

Fonte: Proposta REN PDIRGN

7.3 Taxas de utilização

7.3.1 Taxas de utilização dos pontos de oferta da RNTGN

Para os anos apresentados no PDIRGN (2015 a 2018), verifica-se que as taxas de utilização média dos dois principais pontos de entrada no sistema cifram-se entre os 18% e 50% para a capacidade técnica do TGNL de Sines, entre 21% e 57% para a capacidade anunciada do TGNL de Sines, e de 46% a 74% em Campo Maior.

As taxas de utilização máxima verificadas apresentam valores entre os 61% e 92% da capacidade técnica do TGNL de Sines, entre 72% e 100% da capacidade anunciada do TGNL, e entre 98% e 100% nas interligações de Campo Maior.

O ponto de oferta de Valença do Minho tem uma utilização média de importação de 4% em 2015, 8% em 2016, 3% em 2017 e 0% em 2018.

Quanto à taxa de utilização média de exportação em Valença do Minho, ela foi de 0% em 2015; 3% em 2016; 5% em 2017 e 0% em 2018.

QUADRO 2-11

Taxas de utilização média e máxima dos pontos de oferta da RNTGN

		Capacidade máxima (GWh/d)	TU Média				TU Máxima			
			2015	2016	2017	2018	2015	2016	2017	2018
Campo Maior*	Importação	134	66%	74%	61%	46%	100%	100%	100%	98%
	Exportação	55	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	16%
Valença do Minho*	Importação	10	4%	8%	3%	0%	100%	100%	100%	70%
	Exportação	25	0%	3%	5%	2%	0%	64%	65%	53%
TGNL Sines Regaseificação	Técnica	229	18%	22%	47%	50%	61%	81%	87%	92%
	Anunciada**	193	21%	26%	55%	57%	72%	96%	100%	100%
AS Carriço	Extração***	71	6%	8%	7%	11%	79%	99%	100%	100%
	Injeção	24	25%	21%	13%	18%	100%	100%	57%	100%

* O somatório dos valores de capacidade máxima considerados nas interligações de Campo Maior e Valença do Minho correspondem aos valores anunciados no VIP Ibérico.

** A capacidade de regaseificação anunciada no Terminal GNL de Sines foi de 193 GWh/dia até setembro de 2018. A partir de outubro de 2018, a capacidade anunciada foi de 200 GWh/dia.

*** Atendendo a que a taxa de armazenamento médio do AS do Carriço apresentou valores inferiores a 60% nos anos de 2015, 2016, 2017 e 2018, utilizou-se o valor de 71 GWh/d para a capacidade máxima de extração.

Fonte: Proposta REN PDIRGN

O CT considera assim que a atual RNTIAT está "madura", e as infraestruturas têm adequada capacidade para garantir o eficiente funcionamento da Rede de Transporte. Considera também como positiva a diversificação de fontes de abastecimento e a existência de pontos de entrada com capacidade excedentária que garantam a segurança do abastecimento.

7.4.1. Previsão da evolução da oferta - Projetos Base

Os Projetos Base propostos no PDIRGN 2019 não têm qualquer impacto na capacidade de oferta da RNTIAT, onde se mantêm os 373 GWh/dia na capacidade de importação e os 60 GWh/dia (quadro 3-3) na capacidade de exportação (quadro 3-4).

QUADRO 3-3

Evolução da Capacidade de importação diária da RNTIAT

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Campo Maior	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
TGNL Sines	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229
Valença do Minho	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
3.ª Int. PT - ES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	373	373	373	373	373	373	373	373	373	373	373

GWh/dia

Fonte: Proposta REN PDIRGN

QUADRO 3-4

Evolução da Capacidade de exportação diária da RNTIAT

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Campo Maior	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
Valença do Minho	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
3.ª Int. PT - ES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60

GWh/dia

Fonte: Proposta REN PDIRGN

O armazenamento da RNTIAT não sofre também qualquer incremento de capacidade como mostra o quadro infra, mantendo-se os 6.408 GWh de capacidade total de armazenamento.

QUADRO 3-5

Evolução da Capacidade de armazenamento da RNTIAT

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
RNTIAT	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408
TGNL Sines	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569
AS Carriço	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839

GWh

Fonte: Proposta REN PDIRGN

10. VALORIZAÇÃO DOS BENEFÍCIOS / ANÁLISE CUSTO – BENEFÍCIO E PRIORIZAÇÃO DE INVESTIMENTOS

Tendo em conta que a consulta em apreço está centrada na tomada de decisão relativamente ao universo de projetos de investimento classificados como Projetos Base, as presentes considerações apenas dizem respeito ao referido universo.

A arquitetura da abordagem ao apoio à decisão adotada para o PDIRGN no âmbito da remodelação e modernização de ativos é comum às três concessões, seguindo uma metodologia de análise multicritério/custo-benefício:

- Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN);
- Terminal de Gás Natural Liquefeito (TGNL);
- Armazenamento Subterrâneo (AS).

A metodologia aplicada aos projetos base considera o agrupamento dos mesmos em três conjuntos com metodologias de análise distintas:

- Melhoria operacional;
- Adequação regulamentar;
- Gestão de ativos em fim de vida útil.

Em relação aos projetos de melhoria operacional, o CT regista a inclusão na metodologia de análise custo-benefício, de valores quantitativos para cada um dos atributos que especificam os diferentes impactos destes projetos.

11. FUTURO DO SETOR DO GÁS NATURAL EM PORTUGAL E NA EUROPA

Analisando o calendário de apresentação do PDIRGN, o CT não pode deixar de salientar o facto desta proposta de PDIRGN 2019 ter sido realizada antes do conhecimento das informações mais recentes, nomeadamente as decisões governamentais de política energética, com destaque para o PNEC 2030, cujas metas são das mais ambiciosas da UE. Acresce ainda a Comunicação da CE, de dezembro de 2019, relativa ao Pacto Ecológico Europeu.

O PNEC 2030 estabelece que os atuais instrumentos de planeamento da rede devem ter em linha de conta as metas e objetivos nele previstos e, também, no Roteiro para a Neutralidade Carbónica em 2050.

É referido no ponto 3.5 do documento de enquadramento da ERSE sobre o PDIRGN2019 *"… o gás natural irá desempenhar um papel importante na transição para um sistema energético de base renovável, dado que funcionará como* backup *de um sistema electroprodutor fortemente renovável, permanecendo no sistema nas próximas duas décadas, sendo expectável no longo prazo a redução gradual da sua utilização. …*".

No mesmo documento da ERSE, é ainda referenciado o estudo da ACER/CEER "*The bridge beyond 2025*", que tem plasmadas as seguintes reflexões sobre a potencial otimização da utilização conjunta das infraestruturas de gás e eletricidade:

- A incorporação de gases renováveis e de baixo carbono e o acoplamento eficaz da infraestrutura de eletricidade e de gás (acoplamento setorial) devem ser as principais prioridades no futuro.
- O reconhecimento do valor dos terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL) como infraestruturas promotoras da concorrência e da segurança e diversificação de abastecimento.

O CT reforça a importância do acoplamento entre os setores de gás natural e de energia elétrica, pelo facto do sistema elétrico estar cada vez mais assente em fontes renováveis intermitentes. Entende o CT que, até que surjam soluções, como o armazenamento de energia elétrica, capazes de fazer o balanceamento da rede elétrica de forma competitiva, o acoplamento setorial abre a porta a mais opções de flexibilidade, não só garantindo a produção de energia elétrica quando a produção renovável é escassa, como permitindo absorver energia excedente destas fontes, através de tecnologias de conversão energética, como o *Power to Gas* (P2G).

O CT recomenda, por isso, à ERSE o fomento de iniciativas e de estímulos tendentes a encorajar o incremento da incorporação nas redes de gás natural de gases renováveis com baixo teor de carbono, através, por exemplo, de projetos-piloto e de programas de ensaios. Estas medidas devem ser avaliadas na globalidade pelo benefício que aportam, mas garantindo o rigor na avaliação custo-benefício de cada iniciativa e o seu impacto tarifário.

O CT considera ainda oportuno recomendar à ERSE a adaptação das atuais ferramentas regulatórias no sentido de serem removidas barreiras ao necessário crescimento da incorporação de gases renováveis e do acoplamento setorial, tal como mencionado no estudo publicado pela Comissão Europeia, em dezembro de 2019 "*Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU*".

De igual modo, o CT reforça a importância de se manterem as infraestruturas de GN existentes como base para a solução custo-eficiente da redução das emissões de GEE, sublinhando em especial o papel dos terminais de GNL.

Em suma, entende o CT ser importante um alinhamento dos investimentos nas infraestruturas de GN com a visão e metas do PNEC 2030, sem prejuízo da competitividade da indústria exportadora e do acesso dos consumidores a preços de energia competitivos, mesmo em contexto de transição energética.

IV
CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que, na proposta apresentada pela ERSE, deverão ser tidas em conta as recomendações constantes deste parecer.

Aprovado em 27 de março de 2020.

[Parecer integral digitalizado]

gás

Período regulatório
2016-2019

I. COMPOSIÇÃO DO CONSELHO

Ana Teixeira Pinto	Representante dos comercializadores de último recurso retalhistas de gás natural.
Carolina Gouveia *Manuela Moniz*	Representante das associações de defesa do consumidor: DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor
Célia Marques *Carlos Chagas*	Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica: UGC - União Geral de Consumidores
Celso Pedreiras	Representante das associações que tenham como associados consumidores de gás natural com consumos anuais superiores a 10 000 m^3
Eduardo Quinta Nova	Representante das associações de defesa do consumidor: UGC - União Geral de Consumidores
Eduardo Viana *Nuno Moreira*	Representante das entidades titulares de licença de distribuição de gás em regime de serviço público
Ingride Pereira	Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica: DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor
Jaime Braga *Ricardo Rodrigues*	Representante de consumidores nos termos do n.º 5 do artigo 46.º dos Estatutos da ERSE
Jorge Lúcio	Representante das entidades concessionárias das atividades de armazenamento de gás natural.
José Saldanha Bento	Representante do comercializador de último recurso grossista de gás natural
José Maurício	Representante das associações de defesa do consumidor: UGC - União Geral de Consumidores
José Rodrigues Vieira *Nuno Fitas Mendes*	Representante das entidades concessionárias de distribuição regional de gás natural
Luis Pisco	Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica: DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor
Luis Vasconcelos *Alfredo Rocha* *Demétrio Alves* *Armando Varela*	Representante da Associação Nacional de Municípios Portugueses
Manuela Moniz (a partir de 14.10.2016) *Maria Cristina Portugal*	*Personalidade de reconhecido mérito e independência designada pelo membro do Governo responsável pela área da energia* (Presidente)

Patrícia Carolino	Representante da Direção-Geral do Consumidor
Paula Almeida	Representante das entidades concessionárias das atividades de receção, armazenagem e regaseificação de GNL
Paulo Rosa	Representante das associações que tenham como associados consumidores de gás natural com consumos anuais superiores a 10 000 m^3
Pedro Furtado	Representante da entidade titular da concessão do transporte de gás natural através da rede de alta pressão.
Rafaela Matos *Ana Vasconcelos*	Representante do membro do Governo responsável pela área do ambiente
Ricardo Ferrão	Representante dos comercializadores de gás natural em regime livre
Teresa Marques	Representante das associações que tenham como associados consumidores de gás natural com consumos anuais superiores a 10 000 m^3
Tiago Gaio *Ricardo Emílio* *Ricardo Pacheco*	Representante dos pequenos comercializadores de energia

II. PARECERES

1 PARÂMETROS, TARIFAS E PREÇOS

◆ Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2019-2020 e parâmetros para o período de regulação 2020-2023 ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de Julho, "(...) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços".[143]

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT o documento "Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2019-2020 e parâmetros para o período de regulação 2019-2023" cabendo ao CT emitir parecer até 30 de abril de 2019.

Nos termos do ponto 5 do Art.º 5.º do Regimento Interno do CT, foram convidados a efetuar apresentações ao CT, na qualidade de representantes das seguintes atividades reguladas:

- O Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC), convite endereçado em1/abril/2019;
- Responsável pela gestão logística dos contratos de transportes rodoviários de GNL, convite endereçado em 5/abril/2019.

Assim, a Secção do Setor do Gás Natural do CT emite o seguinte parecer:

I - ENQUADRAMENTO

I.1. — Revisão do Regulamento Tarifário

a. O CT tomou nota da aprovação da revisão do Regulamento Tarifário (RT), anunciada pela ERSE imediatamente antes da apresentação das propostas agora sujeitas ao seu parecer, as quais naturalmente refletem o novo enquadramento regulatório.

b. Em primeiro lugar, o CT não pode deixar de relevar positivamente que a ERSE tenha acolhido algumas das propostas que tem vindo a apresentar, em particular o alargamento da duração do período regulatório, que passa agora de 3 para 4 anos.

c. Do mesmo modo, a redação final permitiu clarificar os diferentes conceitos de "período regulatório" e de "ano gás tarifário". O primeiro decorre durante 4 anos civis consecutivos, com parâmetros regulatórios constantes e aprovados para a totalidade desse período, sobre os quais se calcularão os proveitos permitidos, e o segundo decorre de outubro a setembro do ano seguinte.

d. Também aqui, o CT regista que a ERSE seguiu a sua sugestão de uniformização completa do calendário de aplicação das diferentes tarifas (acesso e Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais - TTVCF) coerente com este novo ano gás tarifário, cuja definição decorre da aprovação do Código de Rede de Tarifas[144].

e. Considera ainda o CT que a metodologia avançada pela ERSE de manutenção da aplicação no 3.º trimestre de 2019 das tarifas aprovadas para o AG2018-19, bem como dos parâmetros regulatórios vigentes no período regulatório 2013-2016 durante o 2.º semestre de 2019, permite uma transição

[143] Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.

[144] Código de rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás.

equilibrada, simples e transparente entre estes períodos regulatórios, o que merece uma avaliação positiva do CT.

f. A ERSE optou por não realizar alterações relevantes na definição da metodologia de cálculo dos proveitos permitidos, nomeadamente quanto aos ativos dos operadores de infraestruturas que serão remunerados pelo RAB e pelo reconhecimento das amortizações do exercício, bem como quanto ao ressarcimento dos custos operacionais (ORD e CURR) para os quais se mantém o princípio de aplicação de fatores de eficiência.

g. No que respeita à estrutura tarifária, o CT regista que a ERSE introduziu as alterações decorrentes da aprovação do Código Europeu de Tarifas de Transporte, nomeadamente a eliminação dos termos de energia, a passagem do acerto financeiro do desconto MP/AP para a UGS e a eliminação de algumas opções tarifárias flexíveis, cujo impacto é discutido neste parecer no capítulo "tarifas".

h. O CT considera que a ERSE poderia ter avançado com outras alterações, como o estabelecimento de tarifas de saída mais adaptadas às utilizações dos clientes, recomendando o CT que a ERSE mantenha uma monitorização da adequação das tarifas de acesso às necessidades do mercado, para introdução de eventuais alterações que se revelem adequadas.

i. Por fim, o CT recomenda que a ERSE proceda, na sequência da aprovação dos parâmetros e tarifas, à competente e tempestiva revisão da subregulamentação associada, de forma a garantir o estabelecimento de um quadro regulatório completo e coerente.

I.2. — Comercialização de último Recurso Retalhista (CURR)

a. Tal como já referido em anteriores pareceres deste conselho, considera o CT fundamental que o modelo de organização da atividade de comercialização de último recurso retalhista seja repensado tendo em consideração, por um lado, o seu carácter progressivamente residual e tendencialmente decrescente, e, por outro lado, que no atual enquadramento legal e regulamentar do setor do gás natural em Portugal, esta função terá de continuar a existir.

b. Neste contexto, volta o CT a recomendar que a ERSE promova a análise do modelo organizativo desta atividade[145], em conjunto com o Governo e de forma coordenada com os *stakeholders* do setor, com o objetivo de assegurar que o seu desempenho desta atividade seja efetuado em condições eficientes e eficazes, garantindo o cumprimento dos níveis de qualidade de serviço estabelecidos para o setor, e salvaguardando o seu equilíbrio económico-financeiro.

II - ESPECIALIDADE

A — Custo do gás natural e tarifa de energia

a. O CT observa, que na fixação da tarifa de Energia (TE), a ERSE optou pela estabilidade face ao ano gás anterior, traduzida num aumento de 2,196, o qual incorpora, por um lado, um aumento do custo da *commodity* (2,5%) e, por outro, o efeito da redução generalizada das tarifas de acesso, parte relevante da rubrica "outros custos" (-7,0%), que inclui também os OPEX dos comercializadores grossistas e a constituição das reservas de segurança:

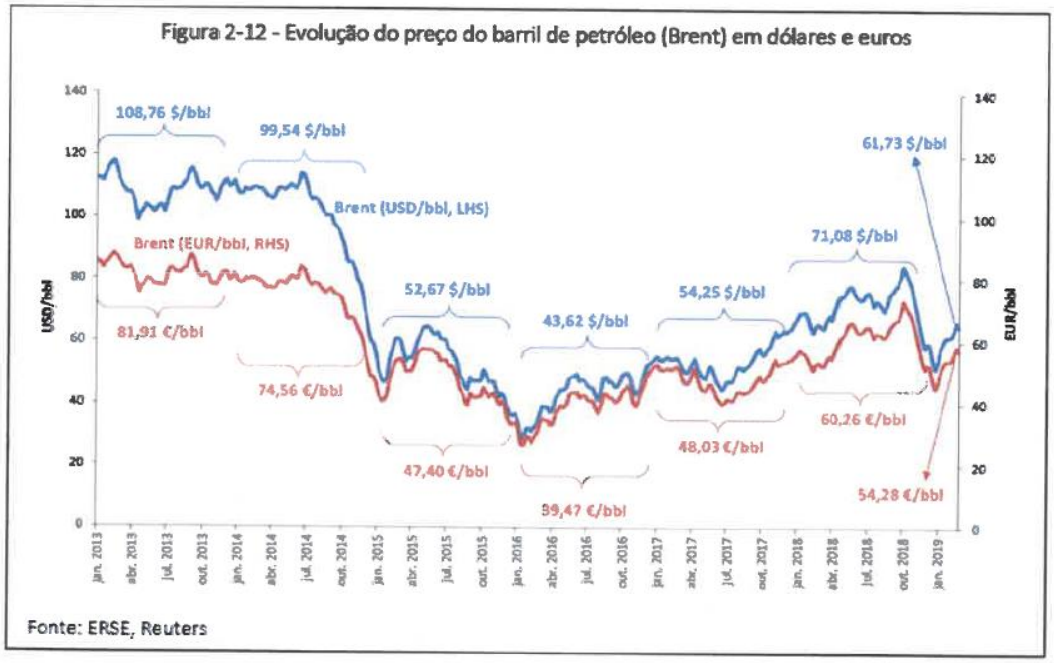
[145] A titulo de exemplo, o CT relembra a sugestão que já apresentou de se considerar o estabelecimento de um CURR de âmbito nacional, a exemplo do que sucede no SEN, podendo ser consideradas outras alternativas como o modelo seguido em Espanha.

(€/MWh)	AG 2018-19	AG 2019-20 Proposta
Custo de aquisição de GN implícito	20.9536	21.4859
Outros Custos (Infraestruturas, GGN, Reservas Segurança)	1.0514	0.9781
Tarifa Energia CURG	22.0050	22.4640

Fonte: ERSE

b. O CT reconhece existirem efeitos de sentido inverso na decisão de fixação da tarifa de energia: por um lado, as vantagens inerentes à estabilidade tarifária, por outro, a necessidade de se atender à variação dos preços do gás natural nos mercados internacionais, de modo a que esta tarifa seja reflexiva dos custos de aprovisionamento, prevenindo-se uma potenciai criação de défices tarifários.

c. Contudo, do próprio documento da ERSE, mesmo considerando algum efeito positivo na taxa de câmbio EUR/USD, após um período de redução verificado no 4.º trimestre de 2018, recomeçou a observar-se uma apreciação do custo da *commodity,* a ser atendida pela ERSE na fixação da TE:



Documento "*Proposta de Proveitos e Ajustamentos para o AG2019-2020*"

d. O CT regista ainda que o enquadramento legislativo em vigor mantém o objetivo de extinção das TTVCF até ao final de 2020, sem prejuízo da manutenção de um necessário regime de proteção de clientes vulneráveis.

e. Deste modo, o CT reafirma o anteriormente expresso quanto à necessidade da TE ser mantida num nível adequado, evitando-se que sejam criadas condições de "competitividade" da tarifa transitória face às ofertas comerciais existentes, o que funcionaria com desincentivo à desejada migração dos clientes ainda fornecidos pelos CURR para o regime de mercado.

f. Resultando do mesmo enquadramento legislativo, a possibilidade de realização de revisões trimestrais da TE, o CT recomenda que a ERSE mantenha uma monitorização atenta da evolução dos custos de

aprovisionamento do gás natural, atuando se se verificarem alterações relevantes aos pressupostos que ditaram a proposta agora apresentada.

B — Tarifas e preços para 2019-2020

B.1. Evolução do Mercado Livre (ML)

a. O Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, estabeleceu as regras comuns para o mercado interno de gás natural, procedendo à transposição da Diretiva 2003/55/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho.

b. Estas alterações legislativas visavam promover a liberalização do mercado de gás natural, concedendo aos clientes a possibilidade escolher o seu comercializador e, bem assim, regulamentando o funcionamento e organização do setor, tal como as condições de acesso ao mercado e as atribuições das entidades reguladoras.

c. De acordo com o calendário aprovado em Conselho de Ministros, a 22 de junho de 2006, seria permitida a livre escolha de comercializador a todos os consumidores de GN a partir de 1 de janeiro de 2010, através de um processo de liberalização gradual, sendo introduzida a figura da CURR e a TTVCF.

d. Com efeito, a TTVCF tem um caráter provisório, devendo manter-se em vigor até o mercado assegurar condições competitivas e sociais favoráveis ao fornecimento de GN, o que, no caso de clientes finais de GN com consumos anuais superiores a 10 000 m^3, verificou-se em 2010, com a extinção destas tarifas para esses consumidores, nos termos do Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho.

e. Contudo, a TTVCF para clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m^a assistiu a sucessivos adiamentos da sua extinção, encontrando-se atualmente fixada a data de 31 de dezembro de 2020 para a extinção desta tarifa, nos termos da Portaria n.º 144/2017, de 24 de abril.

f. Não obstante o referido, a liberalização do mercado de GN tem sido bastante positiva, uma vez que ao longo dos anos os agentes em regime de mercado têm disponibilizado um conjunto de ofertas comerciais, em todos os segmentos de consumo, apresentando um grau de competitividade interessante.

g. A este respeito, quantificando o peso residual do Mercado Regulado (MR), a ERSE prevê que, para o ano gás de 2019-2020, a quota do mercado regulado para os clientes em baixa pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m^3 seja em média apenas de 18% em energia e de 17% número de clientes.

B.2. Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro

a. No dia 11 de janeiro de 2019, foi publicada a Lei n.º 5/2019, referente ao regime de cumprimento do dever de informação do comercializador de energia ao consumidor, que introduz mudanças relevantes na informação a prestar pelos comercializadores ao consumidor final de energia, obrigando a uma maior densificação da informação prestada ao consumidor.

b. Estando pendente a aprovação pela ERSE da subregulamentação decorrente da aprovação da Lei referida, não é possível ao CT estimar o efetivo impacto nas operações dos agentes de mercado.

c. Neste sentido, o CT alerta para a necessidade de, na definição dos proveitos permitidos das entidades reguladas, a ERSE levar em conta os custos que decorrerão da implementação destas alterações.

d. De igual modo, tendo em conta a promoção da competitividade no âmbito da liberalização do mercado, os custos associados aos desenvolvimentos informáticos exigidos poderão constituir uma barreira à entrada/manutenção no mercado a pequenos comercializadores, em função da dimensão da sua carteira.

e. Assim sendo, o CT recomenda à ERSE que, ao proceder à alteração da subregulamentação afetada pelas nomas consagradas na Lei n.º 5/2019, vise a minimização dos custos associados, por forma a reduzir os possíveis impactos a refletir no consumidor final.

f. Por último o CT alerta a ERSE que a interpretação literal da alínea f) do n.º 1 do artigo 8.º da Lei n.º 5/2019 obrigaria à apresentação na fatura dos comercializadores dos elementos desagregados das tarifas de acesso às redes, recomendando-se o nível de detalhe pretendido da desagregação das tarifas de acesso, para cada nível de pressão e escalão de consumo.

B.3 MIBGÁS

a. O mercado organizado iniciou a sua atividade em Espanha em dezembro de 2015, tendo desde então vindo a ganhar liquidez e relevância enquanto referência de preço de mercado. Adicionalmente, o MIBGÁS constituiu-se desde o primeiro momento como um dos mecanismos de suporte à adoção plena do "Código Europeu de Balanço" naquele país, em outubro de 2016.

b. Para Portugal, onde o arranque das regras de balanço definidas pelo referido Código Europeu ocorreu na mesma data, tal como previsto neste documento, foram implementadas regras provisórias, pelo facto de à data não existir um mercado organizado em funcionamento.

c. Volvidos mais de três anos sobre o arranque do MIBGÁS em Espanha, Portugal continua sem dispor de um mercado organizado operando com base num sistema provisório no que respeita ao balanceamento de rede.

d. Neste contexto, e tendo em conta os potenciais benefícios para o mercado nacional de gás natural decorrentes da existência de um mercado organizado, em termos de promoção da competitividade, transparência e liquidez, por um lado, e cumprimento da regulação europeia, considera o CT que a ERSE deve promover junto das entidades relevantes em Portugal e Espanha os esforços necessários para a completa implementação em Portugal do mercado organizado ibérico até ao final do ano de 2019.

C.2. Nível tarifário

C.2.1. Ajustamentos e impactes

C.2.1.1. Ajustamentos

a. Os ajustamentos a repercutir no ano gás 2019-2020 são determinados essencialmente a partir da análise dos dados reais da procura de gás natural do ano 2017 versus os valores estimados, bem como da melhor estimativa do ano 2018 baseada nos dados reais já disponíveis.

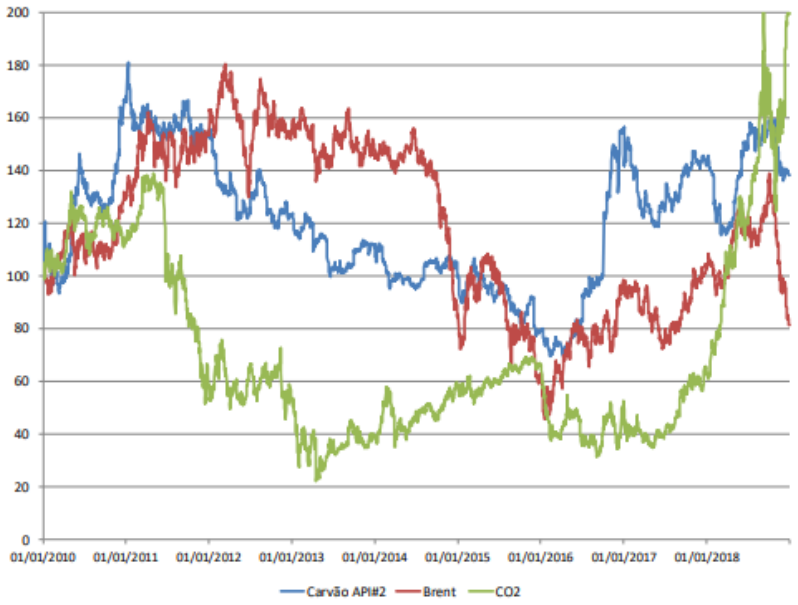
b. Com a recuperação e estabilização dos restantes segmentos de consumo desde 2014, são as variações de consumo dos centros electroprodutores que determinam maioritariamente as variações do consumo nacional de gás natural.

c. Desde 2015 verifica-se uma retoma do consumo dos centros electroprodutores, que advém de fatores climatéricos (nomeadamente dos níveis de pluviosidade verificados), de situações estruturais e conjunturais dos sistemas elétricos da Península Ibérica e de França[146] .com impacto no saldo exportador do sistema elétrico nacional) e da competitividade com outras fontes de energia.

[146] Reduzida hidraulicidade em 2015 e 2017, a menor disponibilidade de produção de origem nuclear no final de 2016 e início de 2017 e o reforço da capacidade das interligações das redes elétricas da Península Ibérica com o resto da Europa ocorrida em 2015.

d. A evolução relativa dos preços dos combustíveis, fator determinante para a seleção pelos produtores da tecnologia de produção, ilustra-se no quadro seguinte:

Figura 2-15 - Evolução do preço relativo do carvão, *Brent* e CO_2 (base 100 de 2010)



C.2.1.2. Análise dos desvios de procura

a. Os desvios ocorridos em 2017 e 2018 na energia regaseificada pelo terminal resultam de alterações no nível de consumos de gás no SNGN e nas estratégias de aprovisionamento dos agentes, face ao previsto nas tarifas de 2017-2018 e nas tarifas de 2018-2019.

b. Os desvios que se observam em 2017 e 2018 no transporte de GN são atribuíveis aos desvios ocorridos nos consumos de gás natural, devido a uma maior utilização das centrais de ciclo combinado a gás natural nestes anos.

c. Face às previsões, em termos de energia total, os dois anos em análise (2017 e 2018), registam variações positivas face aos valores previstos[147].

d. A atividade de comercialização de último recurso retalhista em 2017 e 2018 demonstrou fornecimentos totais dos CURR acima do previsto no cálculo tarifário (desvios menos acentuados no que respeita ao número de clientes):

- Consumidores com mais de 10 000 m^3 por ano: desvios acima de 20% em 2017 e acima de 10% em 2018 (quer para energia, quer para número de clientes), confirmando que as previsões para o ritmo de saída para o mercado liberalizado foram otimistas;
- Consumidores com menos de 10 000 m^3 por ano: desvios elevados em 2017 (energia e número de clientes), tendo reduzido em 2018 (no caso da previsão do número de clientes registam-se

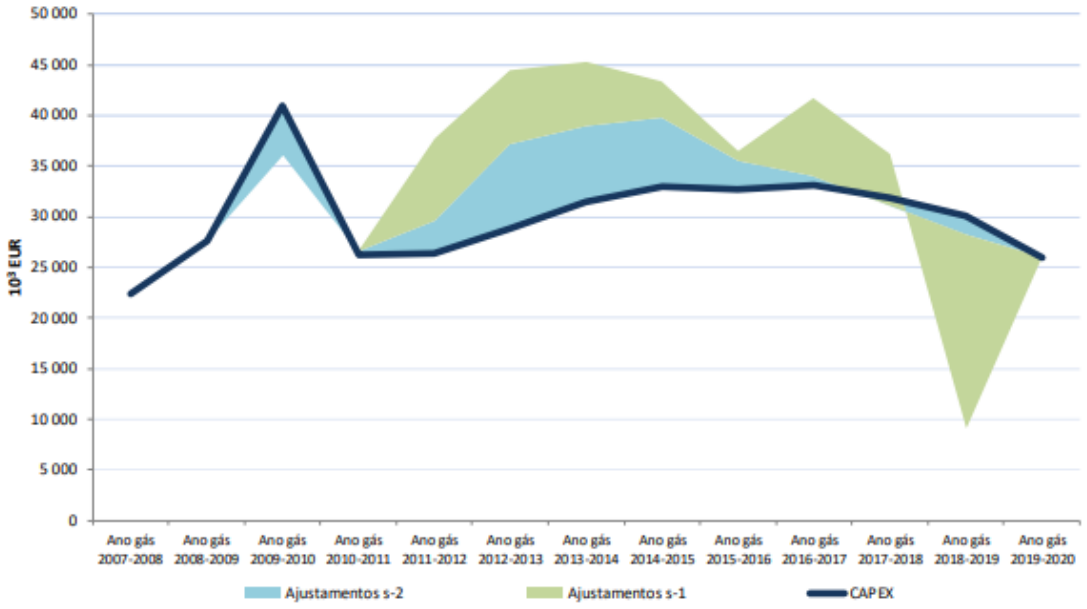
[147] Em 2017, o valor de energia real é ligeiramente superior ao valor previsto. No que se refere ao número médio de pontos de entrega para o total das empresas, quer em 2017 quer em 2018 o desvio é positivo.

valores negativos para as empresas Lisboagás, EDP Gás e Setgás, demonstrando que para estas empresas a evolução das quotas do mercado liberalizado foram além das previsões).

C.2.1.3. Impactes dos ajustamentos

a. Relativamente ao terminal de GNL de Sines, verifica-se que em 2019-2020 continuam a ocorrer ajustamentos elevados, devido à procura, a devolver pelo operador do terminal aos consumidores, impactando na tarifa de uso do terminal de GNL:

Figura 2-23 - Evolução do CAPEX e dos ajustamentos no Terminal de GNL

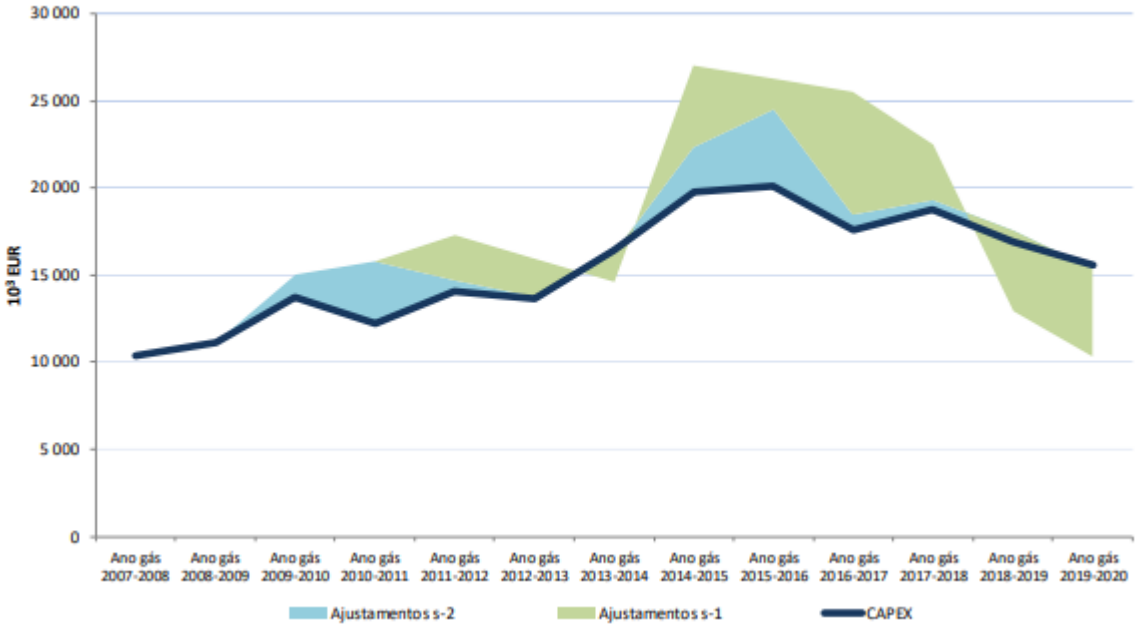


Nota: O CAPEX do ano gás 2019-2020 inclui o acerto final do mecanismo de alisamento do CAPEX do terminal de GNL, no montante de 3,6milhões de euros, a devolver aos consumidores

Fonte: ERSE

b. No que respeita ao armazenamento subterrâneo, os ajustamentos a recuperar pelo operador entre os anos gás 2014-2015 a 2016-2017 foram superiores a 30% do valor do CAPEX, agravando as tarifas. Em sentido inverso para as tarifas de 2019-2020 os ajustamentos assumem o maior valor percentual de sempre de 34% do CAPEX do ano:

Figura 2-24 - Evolução do CAPEX e dos ajustamentos na atividade de Armazenamento Subterrâneo



Fonte: ERSE

C.2.1.4. Diferimento intertemporal dos desvios de proveitos associados à procura de gás natural nas atividades de transporte e distribuição

a. A volatilidade da procura nas atividades da RNTIAT justifica a manutenção deste mecanismo.

b. Em contrapartida, na atividade de distribuição de gás natural, esta variabilidade é bastante mais reduzida, o que foi considerado pela ERSE na revisão do RT em 2019, que eliminou o mecanismo de diferimento intertemporal dos desvios de proveitos associados à procura de gás natural nesta atividade.

C.2.2. Uso Global do Sistema

a. A ERSE tem vindo a efetuar esforços no sentido de assegurar as condições tarifárias necessárias para evitar que clientes abastecidos em Média Pressão (MP) ou em Baixa Pressão superior (BP>) optem peta solicitação de construção de ramais de ligação à rede de Alta Pressão (AP) ou MP, respetivamente, como forma de acederem à correspondente tarifa.

b. A disponibilização destas tarifas opcionais para clientes com consumos elevados beneficia o SNGN de forma global, ao evitar ligações diretas a outras redes que não aquelas às quais os clientes se encontram ligados, que implicariam um acréscimo de custos para o sistema ao terem como consequência a redução dos volumes veiculados nas redes de distribuição de pressão inferior, com a correspondente redução de recuperação de proveitos.

c. O montante correspondente aos descontos aplicados nestas tarifas opcionais, era até agora recuperado através da tarifa de uso da rede transporte. Contudo, e na sequência da implementação em Portugal das disposições estabelecidas no "Código de Rede de Tarifas", após recomendação da ACER, a ERSE optou por transferir esta recuperação para a tarifa de uso global do sistema l, de aplicação à totalidade dos consumidores de gás natural.

d. Tendo em conta os benefícios para o SNGN de forma global anteriormente referidos, o CT concorda com a decisão tomada pela ERSE, quer pela necessidade de conformidade regulamentar, quer por manter o princípio de limitação de construção de redes, permitindo uma mais adequada perequação dos proveitos e tarifas.

D. Tarifas

D.1. Uso da rede de transporte

a. Nos termos do Regulamento (UE) 2017/460, de 16 de março, que estabelece o código de rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás ("Código de Rede de Tarifas"), a ERSE conduziu um processo de consulta pública de forma a propor uma metodologia de preço de referência para a definição de preços baseados na capacidade.

b. Nos termos do artigo 27.º, n.º 4, do Código de Rede de Tarifas, a ERSE publicou a Diretiva n.º 8/2019, de 4 de abril, com a sua decisão fundamentada, tendo por base os comentários recebidos pelos participantes na consulta pública e as recomendações não vinculativas da Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER).

c. A ERSE aprovou uma metodologia próxima à que foi proposta em consulta pública, e que obteve uma avaliação favorável por vários participantes, mas em que os vários preços de referência, em particular na saída para o VIP, podem assumir valores não nulos em função dos dados estatísticos relevantes para o bom funcionamento da rede nacional de transporte. Consequentemente, a ERSE substituiu o conceito de custo unitário de capacidade por dois novos parâmetros de alocação de custos, designadamente o fator de valor económico e o fator de utilização física.

d. Em termos de estrutura tarifária foram eliminados: o preço de energia, as opções de curtas utilizações e os escalões de consumo com preços de energia distintos.

e. O CT constata que no geral as decisões finais traduziram-se em impactos semelhantes às propostas submetidas a consulta. A principal exceção diz respeito ao parâmetro *entry-exit split* cujo valor apresentado a consulta foi de 40%/60% e que a ERSE decidiu no sentido dos comentários manifestados pelos vários interessados, fixando um valor de 28%/72%, próximo do atual.

f. O artigo 4.º da Diretiva n.º 8/2019, estabelece uma série de regras relativas ao cálculo do desconto a aplicar aos produtos de capacidade interruptível. O CT salienta que esta legislação deixa em aberto aspetos importantes relativos à aplicação do desconto *ex-post*, nomeadamente a definição da quantidade à qual se deve aplicar o preço estabelecido, assim como, aspetos associados à sua liquidação. Neste sentido, o CT recomenda que estes aspetos sejam clarificados em sede de subregulamentação.

g. O CT reconhece as vantagens da aplicação do Código de Rede de Tarifas aos vários Estados Membros tendo em conta o aumento da transparência e uma maior harmonização das regras a aplicar. Assim sendo, o CT expressa, mais uma vez, preocupação com a aplicação desfasada deste código nos países ibéricos, com prováveis consequências disruptivas na construção do MIBGAS, desconhecendo-se à data, o calendário previsto por Espanha para iniciar a consulta pública que lhe está associada.

D.3. Tarifas de acesso à rede (TAR)

D.3.1. Evolução das tarifas de acesso às redes

a. A proposta das tarifas de acesso às redes (TAR) apresentada peta ERSE para o ano gás 2019-2020 apresenta variações negativas face ao ano gás anterior, como mostra o seu quadro 0-2.

Quadro 0-2 - Variação anual das tarifas de acesso às redes

Tarifas de Acesso às Redes	Variação tarifária 2019-2020/2018-2019
Clientes em AP (> 50 milhões de m^3/ano) *	-25,1%
Clientes em MP e BP> (> 10 000 m^3/ano)	-23,1%
Clientes em BP < (< 10 000 m^3/ano)	-6,8%

(*) Os limites de consumo indicados são indicativos

b. As variações mais significativas são para os clientes em AP. MP e BP>, mantendo-se assim uma trajetória decrescente, que permitirá maior convergência dos preços do gás natural (GN) em Portugal com os preços praticados na Europa, o que não deixa de ser relevante para a competitividade das empresas portuguesas e para o poder de compra das famílias.

c. O CT não pode deixar de reconhecer os méritos da ERSE pelos seus esforços regulatórios e também das empresas do setor pela exploração eficiente das infraestruturas, que tem contribuído para as sucessivas diminuições das TAR, como evidenciado na tabela seguinte que apresenta a evolução dos custos médios:

TAR [€/MWh]	2008/09	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20
Centros eletroprodutores			1.56	1.82	2.57	3.05	4.28	4.57	3.31	3.27	1.84	1.28
Clientes Alta Pressão	2.00	1.80	2.09	1.99	2.00	2.15	2.35	2.48	2.33	1.66	0.91	0.67
Clientes Média Pressão	4.00	4.10	6.46	5.50	5.68	6.52	6.88	6.56	4.28	3.72	3.07	2.36
Clientes em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m3	11.30	10.30	16.91	16.69	18.55	20.66	22.07	20.25	15.87	15.21	13.84	10.75
Clientes em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m3	38.90	39.40	35.65	33.03	37.25	40.48	43.25	40.45	32.68	32.54	32.30	30.03

Fonte: ERSE

d. O CT regista ainda que as variações anuais das tarifas por atividade, indicadas no quadro 0-3, são também todas negativas face ao ano gás anterior, contribuindo assim para a redução dos custos de utilização do SNGN, com exceção da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC) que apresenta um aumento de 44%.

e. Este aumento da tarifa do OLMC reflete o ajustamento aos proveitos permitidos não recebidos em 2018 relativos ao 1.º Semestre de 2018, que não foram considerados na tarifa no ano gás anterior.

Quadro 0-3 - Variação anual das tarifas por atividade

Tarifas por atividade	Variação tarifária 2019-2020/2018-2019
Infra-estruturas de Alta Pressão	
Tarifa de Uso do Terminal de GNL	-17%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	-18%
Acesso às Redes e Gestão Global do Sistema	
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	-21%
Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	44%
Tarifa de Uso Global do Sistema	-19%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	-8%

Fonte: ERSE

f. Para a redução do valor das TAR importa mencionar:

i. A diminuição dos custos unitários por força da maior adequação do nível de custos de investimento à procura do GN;

ii. O elevado nível da procura de GN que contribui para a diminuição dos custos fixos unitários das infraestruturas, que são recuperados pelas TAR;

iii. A melhor conjuntura financeira nacional que tem promovido a diminuição dos custos de investimento a recuperar pelas tarifas.

g. Refira-se, também, a recente revisão regulamentar que, através da regulação por incentivos, constitui um fator estrutural para a diminuição das tarifas de acesso às infraestruturas de GN, destacando-se as medidas seguintes:

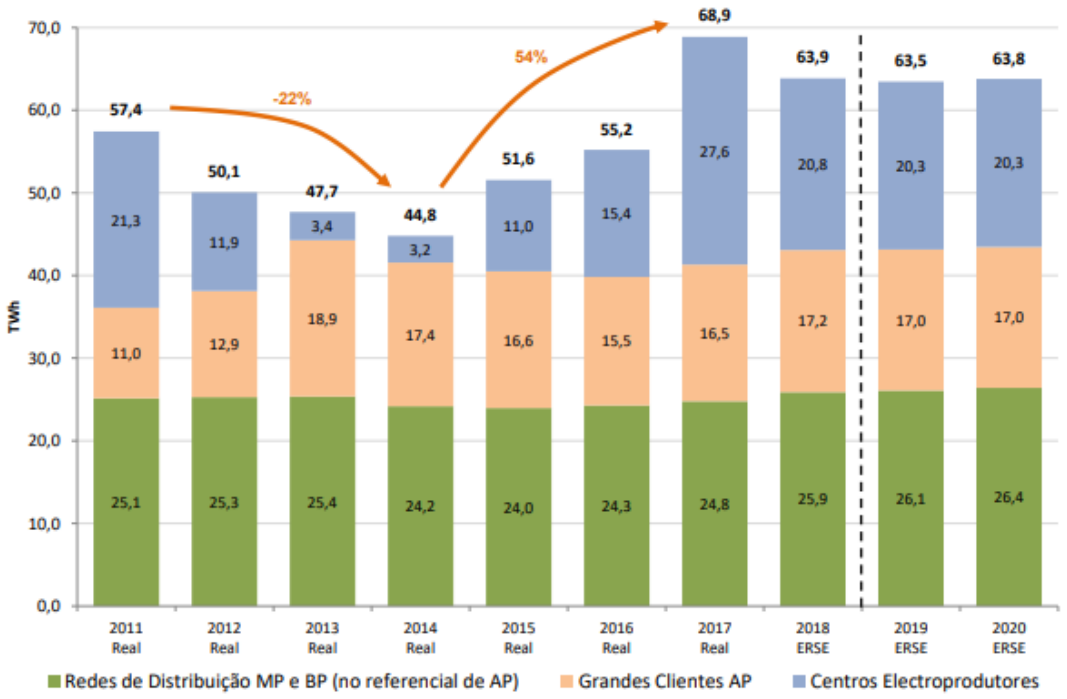
i. Redefinição das bases de custos das várias atividades reguladas, de modo a que as empresas partilhem com os consumidores os resultados alcançados em termos de diminuição dos custos;

ii. Estabelecimento de novas metas de eficiência a aplicar aos custos de exploração;

iii. Revisão das taxas de remuneração das atividades reguladas de forma a que reflitam o custo de capital dessas atividades.

h. O CT reconhece, para efeito dos cálculos dos proveitos permitidos e das tarifas, a previsão conservadora dos consumos anuais globais de gás natural (63,5 a 63,8 TWh), indicados na figura 2-4, onde se verifica um ligeiro acréscimo dos consumos na rede de distribuição, a estabilidade do consumo dos grandes clientes em AP, e um decréscimo de consumo nos centros electroprodutores face a 2017 e 2018.

Figura 2-4 - Evolução do consumo de gás natural em Portugal por ano civil



Fonte: ERSE

D.3.2. Repercussão nas faturas aos consumidores da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada

a. Os comercializadores têm liberdade na forma de cobrança dos custos de entrada da tarifa de URT (ponto 7.1.3 da proposta de tarifas e preços de gás natural) podendo explicitá-los em ponto próprio na fatura ou incorporá-los no preço da energia, opção a acordar entre os comercializadores e os clientes no processo de negociação das condições de preço do fornecimento de gás natural, observando os princípios da transparência e da não discriminação.

b. A prática usual entre os comercializadores é a transmissão deste custo incorrido nas faturas aos seus clientes, segundo a tarifa publicada pela ERSE, utilizando normalmente a tarifa de produto anual, que tem vindo a ser sempre igual independentemente do ponto de entrada.

c. No entanto, salienta-se o que está plasmado na proposta de tarifas: "ao contrário de anos anteriores, os preços de entrada são diferentes entre as interligações internacionais e o terminal de GNL em Sines, refletindo a estrutura de preços que resulta da metodologia de preço de referência."

d. Esta diferenciação, que está patente no quadro 3-18 da proposta das tarifas de Acesso às Redes (TAR) apresentada pela ERSE para o ano gás 2019-2020, levanta questões sobre qual o valor que será repercutido nos consumidores.

Quadro 3-18 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada

USO DA REDE DE TRANSPORTE (por ponto de entrada)	Capacidade contratada	
	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/hora)/hora
Interligações Internacionais (Campo Maior e Valença do Minho)		
Produto anual	0,00026487	
Produto trimestral	0,00034433	
Produto mensal	0,00039731	
Produto diário	0,00052974	
Produto intradiário		0,00058272
Terminal GNL		
Produto anual	0,00024396	
Produto trimestral	0,00031715	
Produto mensal	0,00036594	
Produto diário	0,00048792	
Produto intradiário		0,00053671
Armazenamento Subterrâneo		
Produto diário	0,00000000	
Produto intradiário		0,00000000

e. O CT reitera a recomendação expressa em pareceres anteriores, no sentido da inclusão, por via regulamentar, deste parâmetro nas tarifas de acesso de cada nível de pressão, garantindo assim a transparência, equidade, uniformidade nas faturações e a comparabilidade das propostas por parte dos consumidores.

D.3.3. Tarifas de acesso às redes opcionais em média pressão e em baixa pressão» 10 000 m^3/ano

a. Todos os consumidores com faturação em Média Pressão (MP), incluindo os consumidores com ligação em Baixa Pressão (BP) e faturação em MP, com consumos anuais superiores ou iguais a 10 000 000 m^3/ano podem optar por tarifas de acesso às redes opcionais em MP.

b. A definição de um valor de desconto a aplicar encontra-se regulamentado através de uma fórmula explícita dependente do consumo e da distância à rede AP de cada ponto de consumo em particular.

c. Esta tarifa tem como objetivo evitar decisões de investimento inadequadas numa perspetiva global, como a construção de ligações diretas à rede AP por grandes clientes, atualmente abastecidos em MP ou BP, consequência dos pagamentos mais elevados da tarifa de Acesso às Redes de distribuição.

d. Por outro lado, evita um aumento nas tarifas de acesso às redes a serem suportadas por todos os consumidores ligados às redes de distribuição em MP e em BP, devido a uma redução do volume distribuído através destas infraestruturas.

e. O CT reconhece que a redução deste desconto, de cerca de 7,5%, mantém a contribuição positiva deste mecanismo no sentido de se atingirem os objetivos propostos."

f. Recomenda o CT, no entanto, que esta alteração aos parâmetros da fórmula passe também a constar no documento "Proposta de tarifas GN 2019-2020" e não apenas do documento "Estrutura tarifária GN 2019-2020".

D.3.4. Análise das descontinuidades tarifárias das tarifas de acesso às redes em média pressão e em baixa pressão

a. O CT reconhece como positivo o estudo apresentado sobre a "Avaliação dos impactos económicos na faturação dos consumidores na fronteira dos escalões de consumo".

b. No entanto, e tal como referido no seu último parecer relativo à "Revisão regulamentar do setor do gás natural para o novo período de regulação" (71.ª Consulta Pública), cabe ao CT salientar que resulta

como conclusão do próprio estudo a manutenção de consumidores nas zonas de fronteira entre os diversos níveis tarifários.

c. O CT não pode deixar de concordar que a introdução de escalões de consumo das TAR permite introduzir alguma continuidade nos tarifários entre os vários níveis de pressão, contribuindo para uma desejável harmonização tarifária. No entanto, entende o CT que continuam a subsistir consideráveis discrepâncias que importa evitar.

d. De facto, como se pode observar no quadro 10-2 constante do documento estrutura tarifária, a existência de 2 escalões de consumo para os mesmos níveis de pressão traduz-se em faturas anuais e preços médios muito distintos, em especial para consumidores na fronteira dos escalões de consumo:

Quadro 10-2 -Características dos consumidores em BP> e MP com consumos anuais superiores a 100 000 m³, com tarifas do ano gás 2019-2020

Tarifas 2019-2020			N.º Consumidores	Consumo Médio (m³/ano)	Modulação Média (dias/ano)	Faturação Média (€/ano)	Preço Médio (€/MWh)
BP>	100 000	699 999	646	252 954	129	106 765	36,38
	700 000	999 999	85	813 236	155	286 124	30,15
MP	1 000 000	1 999 999	135	1 428 434	150	446 802	26,81
	2 000 000	>2000000	175	6 720 797	175	2 021 916	25,79

e. Decorre da própria análise da ERSE que existem consumidores que, aumentando os seus consumos e tornando-se potencialmente menos eficientes, poderiam beneficiar de um desconto na sua fatura média, como mostra o quadro 10-4:

Quadro 10-4 - Impactes económicos na faturação dos consumidores nas fronteiras dos escalões de consumo para o ano gás 2019-2020

Fronteira		N.º Consumidores afetados	N.º Consumidores afetados (%)	Desconto médio (€/ano)	Desconto médio (%)	Total anual do desconto (€/ano)	Total anual do desconto na fatura final (%)
BP>	700 000	14	1,3%	-9 629	-3,7%	-134 803	-0,2%
BP> MP	1 000 000	24	2,3%	-24 717	-7,1%	-593 217	-2,4%
MP	2 000 000	2	0,2%	-7 248	-1,2%	-14 496	0,0%

f. Uma análise simples aos quadros 3-37 e 3-40 da proposta de tarifas, onde constam os novos tarifários das TAR, confirma os diferenciais significativos para os consumidores nas fronteiras:

i. Um consumidor em BP> no escalão de consumo inferior a 700 000 m³/ano suporta um termo de energia fora de vazio de 6,928€/MWh, um valor 78% acima do faturado a um consumidor enquadrado no escalão de consumo entre os 700 000 m³/ano e 1 000 000 m³/ano, que suporta um termo de energia de 3,887€/MWh.

ii. Os consumidores em MP com consumos inferiores a 2 000 000 m³/ano suportam uma TAR associada ao consumo de energia fora de vazio de 1,464€/MWh, um valor médio 40% acima dos consumidores com consumo superior a 2 000 000 m ³/ano de 1,057€/MWh.

g. Como já referido neste parecer, o CT reconhece que a implementação da tarifa de acesso às redes opcionais em média pressão e em baixa pressão > 10 000 m³/ano veio aproximar as TAR suportadas

por consumidores em MP que consomem um volume superior a 10 milhões de m^3/ano e os consumidores ligados em alta pressão.

h. No entanto, a tarifa de acesso às redes suportada por um consumidor em MP com consumos superiores a I0 milhões de m^3/ano e que não esteja próximo da rede de AP, é 2,5 vezes superior à aplicável a um consumidor em MP com consumo superior a 50 milhões de m^3/ano (que pode usufruir de tarifa AP).

i. O CT insta de novo a ERSE a prosseguir na aproximação das curvas tarifárias entre os níveis de pressão distintos, para consumos semelhantes, conforme tem vindo a ser solicitado por este Conselho.

D.4. Opções tarifárias

a. Na presente proposta, a ERSE introduziu algumas alterações à estrutura tarifária aplicável ao uso da rede de transporte, na sequência da consulta pública efetuada no âmbito da implementação do "Código de Rede de Tarifas", e da análise realizada pela ACER sobre a proposta inicial da ERSE para adoção deste regulamento, tendo designadamente eliminado a tarifa de curtas utilizações, e a componente variável baseada em "energia veiculada" das tarifas de acesso.

b. Embora o CT compreenda as razões para a eliminação desta opção tarifária, nomeadamente as que derivam da interpretação da ACER quanto às limitações impostas pela adoção deste código, não pode deixar de salientar que esta decisão constitui uma redução das opções ao dispor dos consumidores.

c. Já em pareceres anteriores o CT tinha frisado a importância da existência de opções tarifárias de acesso às infraestruturas que fossem ao encontro do perfil de consumo das diversas tipologias de consumidores, como forma de potenciar uma maior utilização do sistema nacional de gás natural.

d. Neste contexto, considera o CT que este poderia ser o momento adequado para a ERSE introduzir o conceito das opções tarifárias cumulativas ("empilhamento de tarifas") nas saídas da rede de transporte que, ao conferir uma maior flexibilidade à contratação de capacidade, permitem uma melhor adaptação aos vários perfis de consumo existentes, induzindo maiores consumos e fatores de utilização do SNGN.

e. Paralelamente ao referido, o CT tem vindo a refletir sobre a importância de assegurar opções de contratação flexíveis para os consumidores, em particular aqueles que, pela sua dimensão, disponham de sistemas de telecontagem. Nestes termos, e em face da atual dinâmica e diversidade de ofertas comerciais, considera o CT que seria positivo a ERSE avaliar a introdução de empilhamento de contratos de diferentes comercializadores num mesmo ponto de entrega, tendo a convicção de que esta medida seria potenciadora das dinâmicas de mercado, notando-se que esta opção já existe noutros países,

f. Adicionalmente, o CT considera que, desde que esteja contratualizada com o consumidor a repartição dos fornecimentos entre os comercializadores desse mesmo ponto de entrega, esta medida poderia disponibilizar mais opções aos consumidores.

g. O CT tem presente que o passo que se preconiza no ponto anterior exige reflexão e a sempre competente avaliação da ERSE para que todos os aspetos necessários à sua correta implementação resultem ajustados. Neste sentido, o CT sugere a implementação de um projeto-piloto que permita com rapidez convergir nas metodologias mais adequadas para assegurar a sua correta implementação.

D.5. Tarifa social

a. A tarifa social de fornecimento de gás natural constitui uma medida de política de justiça social, que garante o acesso a este bem essencial pelos consumidores economicamente vulneráveis, independentemente do seu prestador, em condições de menor esforço financeiro e maior estabilidade tarifária.

b. A tarifa social de gás natural, criada pelo Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, consiste num desconto, aprovado por Despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, na tarifa de acesso às redes de gás natural em baixa pressão, que compõe o preço final faturado ao cliente de gás natural.

c. A Lei n.º 74/2016, de 30 de março, que aprovou o Orçamento do Estado para 2016, veio alterar o Decreto-Lei n.º 138-A/2010 e o Decreto-Lei n.º 101/2011 redesenhando, no seu art.º 121.º, os descontos sociais existentes para o acesso ao serviço essencial de fornecimento de energia com vista à definição de um modelo único e automático e ao alargamento do atuai número de beneficiários efetivos, sem diminuição do valor do desconto a praticar face aos descontos sociais em vigor até àquela data.

d. O acesso ao benefício da tarifa social de energia elétrica e de gás natural passou, assim, a ser realizado através de um mecanismo de reconhecimento automático, com efeitos a partir de 1 de julho de 2016, centralizado na Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG).

e. O membro do Governo responsável pela área da energia aprovou, através do Despacho n.º 4001/2019, de 10 de abril, o desconto da tarifa social de gás natural aplicável a partir de 1 de julho de 2019, correspondendo a um desconto de 31,2% sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais de gás natural, excluído o IVA, demais impostos, contribuições, taxas e juros de mora que sejam aplicáveis.

f. Podem beneficiar da tarifa social todos os consumidores que, cumulativamente, reúnam as seguintes condições:

   i. Tenham um contrato de fornecimento de gás natural em seu nome, destinado exclusivamente a uso doméstico em habitação permanente, com consumo anual inferior ou igual a 500 m^3, e,

   ii. Se encontrem a receber da Segurança Social um dos seguintes apoios:

      - Complemento solidário para idosos;
      - Rendimento social de inserção;
      - Subsídio social de desemprego;
      - Abono de família (primeiro escalão);
      - Pensão social de invalidez.

g. O CT entende ser pertinente refletir sobre a possibilidade/viabilidade de tornar o acesso à tarifa social de gás natural menos rígido, em duas vertentes:

   i. Através da inclusão de mais escalões de abono de família e da pensão social de velhice via SS;

   ii. Através do alargamento do acesso à tarifa social no gás natural via AT, nos mesmos moldes que existe para a energia elétrica.

h. Conforme apresentado no quadro 3-46, cerca de 35 700 clientes beneficiavam de tarifa social de gás natural no final do 4.º trimestre de 2018, representando um acréscimo de 4% em relação ao trimestre homólogo, e de 2% em relação ao trimestre anterior. Para o ano gás 2019-2020 prevê-se que cerca de 36 mil clientes continuarão a beneficiar de tarifa social de gás natural.

Quadro 3-46 Evolução clientes beneficiários da tarifa social de gás natural

	T1 2016	T2 2016	T3 2016	T4 2016	T1 2017	T2 2017	T3 2017	T4 2017	T1 2018	T2 2018	T3 2018	T4 2018	Variação T4 2018/T4 2017	Variação T4 2018/T3 2018
Mercado Regulado	2 026	2 963	4 517	3 774	4 307	4 158	4 015	3 425	3 360	3 292	3 234	3 019	-12%	-7%
Mercado Livre	12 077	13 055	23 238	30 139	30 258	30 724	30 937	30 940	31 625	31 640	31 847	32 679	6%	3%
Total	14 103	16 006	27 756	33 913	34 565	34 883	34 952	34 365	34 985	34 932	35 081	35 698	4%	2%

Fonte: ERSE

i. O número de famílias que beneficiam da tarifa social cresceu acentuadamente durante os terceiro e quarto trimestres de 2016 devido ao mecanismo de reconhecimento automático da qualidade de beneficiário, com efeitos a partir de 1 de julho de 2016.

j. Este acréscimo do número de beneficiários da tarifa social ocorre num contexto em que o desemprego regista valores historicamente baixos e decrescente nos últimos anos. Por esta razão o CT recomenda que seja fornecida informação mais detalhada designadamente por tipo de beneficiário.

k. De igual modo o CT considera que seria útil a explicação da evolução do número de beneficiários e do inerente custo desde 2017.

l. Atenta a importância e impacto da tarifa social no combate à pobreza energética, o CT considera pertinente que a ERSE desenvolva diligências tendentes a promover o acompanhamento desta medida social.

D.6. Taxas de ocupação do subsolo (TOS)

a. O regime geral das taxas das autarquias locais está consagrado na Lei n.º 53-E/2006, de 29 de dezembro, estabelecendo-se neste diploma que compete às Assembleias Municipais a definição das taxas municipais.

b. Nos contratos de concessão assinados entre o Estado e as empresas distribuidoras de gás natural, aprovados pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 98/2008, de 8 de abril, estabeleceu-se o direito de estas poderem repercutir nos consumidores o valor integral das taxas de ocupação do subsolo cobrado pelas autarquias locais.

c. Por sua vez, a Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, que aprovou o Orçamento do Estado para 2017, estabeleceu no n.º 3 do seu Art.º 85.º que a TOS "é paga pelas empresas operadoras das infraestruturas, não podendo ser refletida na fatura dos consumidores", sendo que a regra estabelecida não foi efetivada.

d. No que respeita à Lei do Orçamento de Estado para 2019 (Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro), consagrou-se o seguinte:

"*Artigo 246.*

Quadro legal enquadrador das taxas de ocupação do subsolo

1 - O Governo procede, até final do 1.º semestre de 2019, à revisão do quadro legal enquadrador da taxa de ocupação do subsolo em vigor, nomeadamente em matéria de repercussão das taxas na fatura dos consumidores.

2 - A alteração legislativa prevista no número anterior deve assentar a incidência na efetiva ocupação do subsolo e assegurar afixação de um limite mínimo e máximo indicativo do valor das taxas de ocupação do subsolo para os fornecimentos em BP< [menor que] e para os fornecimentos em BP>

[maior que] e MP por parte dos municípios, atendendo aos princípios da objetividade, proporcionalidade e não discriminação".

e. Em virtude das alterações introduzidas pelas normas consagradas nos Orçamentos do Estado para 2017 e 2019, o CT entende que é crucial finalizar o processo de definição do quadro regulamentar da TOS, uma vez que as referidas alterações geram expetativas junto dos consumidores e insegurança junto dos agentes económicos do setor.

f. Considera ainda o CT que, qualquer solução que venha a ser encontrada, no âmbito da aplicação referida no ponto anterior, deve assegurar o respeito pelo equilíbrio económico-financeiro dos operadores de rede, nos termos previstos nos seus contratos de concessão e na regulamentação em vigor.

g. Igualmente o CT reitera a recomendação constante de pareceres anteriores, no que se refere à necessidade de serem estabelecidos tetos máximos para as taxas a aplicar (como se verifica no IMI e nas taxas municipais de direito de passagem nas telecomunicações), e mecanismos que promovam a homogeneização da sua aplicação.

h. Em virtude do peso que as TOS assumem na fatura final dos consumidores, o CT recorrentemente tem emitido recomendações que apontam para a necessidade de alteração do enquadramento regulamentar destas taxas. Nomeadamente:

- A heterogeneidade de taxas entre municípios tem sido causa de acentuadas diferenças no preço final faturado aos consumidores de GN. A reforçar esta ideia constata-se a existência de municípios onde as TOS têm um peso nas faturas dos consumidores domésticos de mais de 60% quando comparados com as TAR enquanto noutros municípios onde tal taxa não se aplica;
- Para os consumidores industriais esta taxa afeta de forma significativa a sua competitividade:
    - Interna - para o mesmo setor de atividade uma empresa vê o seu custo de contexto agravado face a um seu competidor, em função das respetivas localizações no território nacional;
    - Externa - afetada por uma taxa que, sendo efetiva e penalizadora para a sua atividade, em comparação com as suas congéneres internacionais, não se reflete corretamente nos estudos comparativos internacionais relativos ao custo do GN;
    - Acresce a circunstância de que as TOS, não sendo recuperáveis (como o caso do IVA para consumidores não domésticos), são internalizadas pelos consumidores qualquer que seja o escalão de consumo, incidindo ainda sobre elas o IVA à taxa em vigor à data da faturação;
    - Sendo resultado da aplicação de taxas municipais, de referir ainda que a TOS é sujeita a alterações sistemáticas que impedem a previsibilidade e a estabilização dos custos, que são vetores determinantes para qualquer atividade económica.

i. Considerando que a informação sobre as TOS é de difícil consulta por se encontrar nas páginas da Internet dos Operadores das Redes de Distribuição (ORD), é entendimento do CT que a ERSE deve promover a disponibilização no seu portal de um simulador nacional desta componente, auxiliando a decisão de investidores na instalação de atividades económicas num determinado município com o conhecimento prévio do impacte das TOS na sua fatura, e melhorando a informação aos consumidores.

D.7. Investimentos

a. O CT tem recomendado a análise criteriosa dos investimentos propostos pelas empresas, tendo em conta a viabilidade económico-financeira, de modo a evitar possíveis impactos negativos nas tarifas do gás natural,

b. O CT reconhece a importância do documento de Análise dos Investimentos do Setor do Gás Natural, que analisa os investimentos apresentados pelas empresas reguladas:

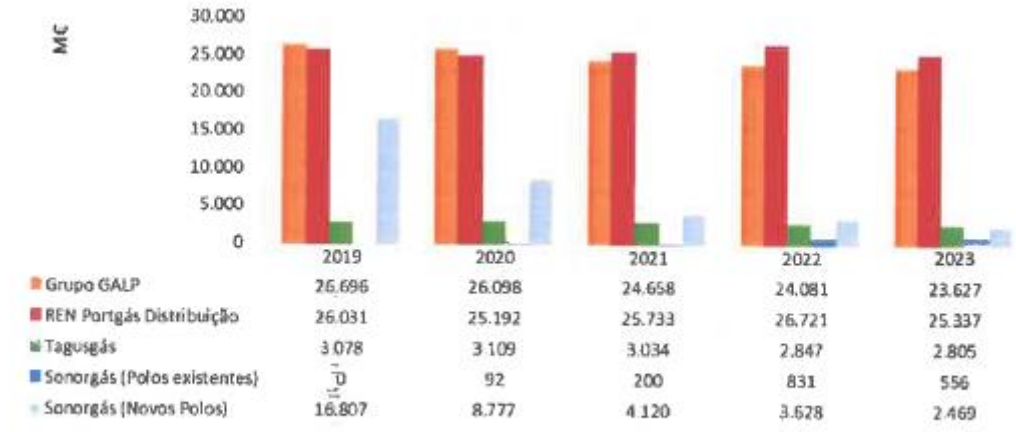
	2017E (Estimado)	2018P (Previsto c/ Orçamento)	2019P Previsto	TOTAL
RNTGN	5,55	6,58	7,46	**19,59**
Terminal de GNL de Sines	4,28	4,60	4,25	**13,13**
Armazenamento Subterrâneo	1,23	4,34	7,34	**12,91**
RNDGN	47,37	63,65	51,07	**162,09**

Fonte: Quadro 1.1 - Relatório Análise dos Investimentos do Setor do Gás Natural - Junho 2018 (Grupo REN, Grupo Galp, REN Portgás Distribuição, Tagusgás e Sonorgás).

c. O CT regista a ponderação nos investimentos da RNTIAT.

d. Relativamente à RNDGN, estiveram recentemente em consulta pública os Planos de Desenvolvimento e Investimento da Rede, tendo o CT reconhecido a melhoria significativa da informação disponibilizada, em particular, face à versão anterior das propostas, sendo de assinalar o esforço no exercício do desenvolvimento de uma visão consensualizada sobre o papel do setor do gás natural no futuro, que permita orientar o desenvolvimento das redes de gás natural.

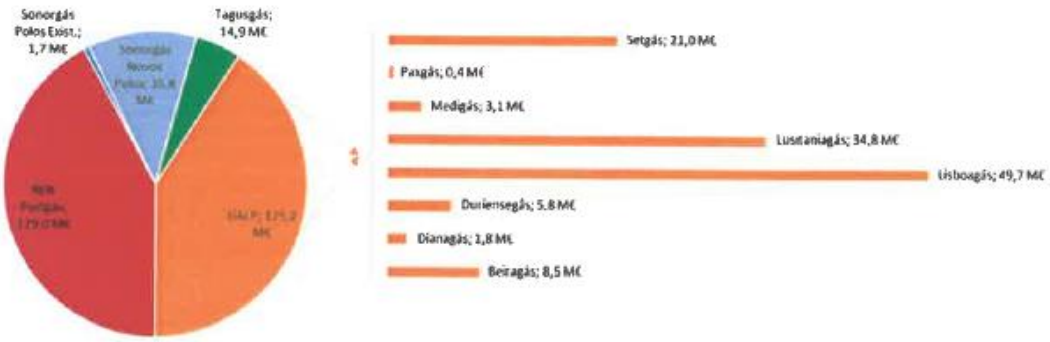
e. De acordo com as propostas de PDIRD, o investimento discriminado por operador é o seguinte[148]:



	2019	2020	2021	2022	2023
Grupo GALP	26.696	26.098	24.658	24.081	23.627
REN Portgás Distribuição	26.031	25.192	25.733	26.721	25.337
Tagusgás	3.078	3.109	3.034	2.847	2.805
Sonorgás (Polos existentes)	0	92	200	831	556
Sonorgás (Novos Polos)	16.807	8.777	4.120	3.628	2.469

Fonte: Grupo GALP, REN Portgás Distribuição, Sonorgás e Tagusgás

[148] O CT entende que a referência ao grupo Galp deve ser entendida como grupo GGND.



Fonte: Grupo GALP, REN Portgás Distribuição, Sonorgás e Tagusgás

f. O CT constata que as propostas apresentadas repartem o investimento de uma forma quase equitativa por cada um dos 5 anos considerados, com a exceção da Sonorgás, no que se refere aos novos polos de consumo. Para estes novos polos, o valor do investimento anual apresenta um montante mais elevado em 2019, reduzindo-se progressivamente nos anos seguintes.

g. O CT reitera a necessidade de monitorização e responsabilização dos operadores sobre os volumes associados a estes investimentos, de forma a que a desejável expansão da rede de abastecimento tenha em conta a sustentabilidade do SNGN, contribuindo, se possível, para a redução do custo unitário da sua utilização.

D.8. Preços regulados

a. De acordo com a regulamentação vigente, nomeadamente o RRC, a ERSE deve aprovar os Preços dos serviços regulados a prestar pelos ORD e CUR. Estes preços são aplicáveis aos seguintes serviços:

- Serviços de interrupção e de restabelecimento do fornecimento;
- Quantia mínima a pagar em caso de mora;
- Leitura extraordinária

b. Na proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2019-2020, nem os ORD, nem os comercializadores de último recurso retalhistas apresentaram à ERSE propostas para os preços dos serviços regulados.

c. Considerando a opção dos ORD e CUR por não apresentação de propostas, o CT considera apropriada a opção da ERSE pela manutenção dos preços do ano gás anterior.

d. A proposta apresentada pela ERSE para os encargos de ligação à rede de distribuição de instalações com consumo superior a 10.000m^3/ano denota uma redução em relação ao ano gás anterior, situação que, pelo seu impacte positivo, merece o acordo do CT

D.9. Transporte rodoviário de GNL para as UAGs

a. A introdução de gás natural em zonas do território nacional em que o transporte até às redes de distribuição local se demonstrou inviável realizar pela expansão da rede de transporte, face aos custos desproporcionados que representaria, tem vindo a ser garantida pelo desenvolvimento de UAG (Unidades Autónomas de Gás) que são abastecidas com GNL por transporte rodoviário, a partir das quais o gás natural, após regaseificação é injetado nas redes de distribuição locais.

b. Este modelo tem seguido uma lógica de desenvolvimento económico e social, permitindo que zonas mais remotas tenham acesso a esta forma de energia, em condições competitivas, beneficiando nomeadamente do efeito de escala do conjunto do SNGN.

c. Para o anterior objetivo, foi relevante a opção de perequar os custos de transporte rodoviário do GNL na tarifa nacional de transporte, para garantir a uniformidade tarifária nacional, considerando a dispersão geográfica das UAG, traduzida em distâncias diferentes dos terminais de GNL utilizados para a carga das cisternas, assumindo aqui especial relevância o de Sines.

d. Foi assim estabelecida a função regulada de Gestor Logístico das UAG (GL-UAG), que tem vindo a ser assegurada pelo CURG enquanto entidade independente que, pela sua responsabilidade de fornecimento ao mercado com tarifa transitória (inicialmente o mais relevante nos consumidores ligados a UAG), se afigurou como a entidade mais adequada para o efeito.

e. O GL-UAG deve assim garantir, em coordenação com os ORDs proprietários das UAG integradas no SNGN, a programação das cargas de GNL e a contratação do transporte rodoviário de GNL, para permitir o fornecimento contínuo nas redes de distribuição, mitigando os riscos inerentes ao fornecimento discreto a estas instalações.

f. Neste enquadramento, torna-se assim especialmente necessário um controlo dos custos associados ao transporte rodoviário de GNL, assegurando a sua eficiência.

g. A metodologia que tem sido aplicada pela ERSE prevê assim a aceitação de um custo máximo de transporte rodoviário que incorpora um sobrecusto face à tarifa de transporte rodoviário, devendo o diferencial ser suportado pelo comercializador.

h. O custo máximo aceite assume naturalmente valores diferenciados por UAG, considerando a distância quilométrica ao terminal de GNL, de forma a limitar a diferenciação tarifária geográfica.

i. Em termos de metodologia, o GL-UAG apresenta ao ORT a totalidade dos custos envolvidos no transporte rodoviário para recuperação dos mesmos (trata-se de atividade exercida em *pass-through*), devendo o ORT refaturar aos agentes de mercado o referido diferencial face ao preço máximo.

j. Na proposta de tarifário apresentada ao CT, a ERSE discute detalhadamente as evoluções recentes verificadas nos custos de transporte rodoviário, nomeadamente as que resultaram das alterações ao contrato coletivo de trabalho dos motoristas de matérias perigosas, bem como dos custos diretos envolvidos, como o preço do combustível e das portagens.

k. Na avaliação da informação disponível, a ERSE nota em particular que as entidades diretamente envolvidas nesta atividade (ORT e GL-UAG) apresentaram propostas de revisão da fórmula de preço em aplicação, considerando a evolução dos parâmetros mais relevantes[149]:

C(a) F x E x Distância + TF, em que:

Ca (em €) — Custo máximo que pode ser aceite pelo ORT, definido por UAG

F [€/MWh*km)] — Fator Multiplicativo, definido anualmente pela ERSE

E [MWh) — Energia transportada por carga

Distância [km] — Distância reconhecida por UAG

TF [€] — Termo Fixo, definido anualmente pela ERSE

[149] A título de exemplo, para uma carga típica de 300 MWh destinada a UAG localizada a 300 km do terminal de Sines, os parâmetros anteriores conduziriam a preços máximos de: AG2018-19 — 1.506 e, GL-UAG — 1.782 € (aumento de 18.3%); Proposta ORT -1.658 € (aumento 10.1%)

Propostas de revisão dos parâmetros da fórmula e impacto no preço máximo aceite

Parâmetros	Em vigor AG2018-19	Proposta GLUAG	Proposta ORT
F [€/MWh*km)]	0,0078	0,0078	0,0086
	102	378	110

l. No entanto, os elementos apresentados pela ERSE não permitem uma análise completa da situação, desde logo por ser referido um total de 4672 cisternas transportadas em 2018, resultando das informações prestadas pelo GL-UAG ao CT, apenas 2723 (58%) foram realizadas sob a égide dos contratos celebrados por esta entidade.

m. Tem posição recorrente do CT a necessidade de que as atividades associadas às UAG sejam adequadamente enquadradas e monitorizadas, de modo a prevenir a criação de custos ociosos e excessivos para o conjunto do SNGN.

n. No entanto, o CT tem presente os objetivos de coesão territorial que nortearam a criação da rede de UAGs, sendo a uniformidade tarifária um dos pitares operacionais desse objetivo.

o. Assim, o CT considera que a proposta da ERSE poderá pecar por não garantir, pelo menos para as UAG do SNGN (i.e. da propriedade dos ORD), os custos do transporte rodoviário contratado pelo GL-UAG sejam cobertos pela tarifa de transporte.

p. Doutro modo, poder-se-ia criar uma diferenciação entre os tarifários disponibilizados aos consumidores ligados em redes de UAG, face aos disponíveis para os consumidores diretamente fornecidos por redes interligadas com a rede de transporte, o que se afigura menos desejável.

q. Deste modo, o CT recomenda que a fórmula de preço a aprovar pela ERSE permita essa cobertura dos custos do transporte rodoviário para as UAG do SNGN.

r. Sem prejuízo do anterior, o CT concorda com a necessidade de realização de um estudo mais amplo como sugerido pela ERSE, envolvendo todos os *stakeholders* relevantes, que permita analisar as questões mais relevantes para a construção do preço do transporte rodoviário de GNL, como, sem limitação, os processos de contratação dos transportes (considerando também aqui os recentes desenvolvimentos ao nível laboral), a problemática das cargas parciais, refaturação aos comercializadores do sobrecusto face à tarifa de transporte, e impacto deste sobrecusto no preço final do gás.

D.10. Proveitos Permitidos

D.10.1. Proveitos unitários médios

a. O proveito unitário médio das redes e infraestruturas obtido ao dividir os proveitos regulados sem ajustamentos pelas quantidades veiculadas, traduz um indicador que o CT tem vindo a acompanhar nos últimos anos.

b. Pretende-se assim comparar o proveito unitário médio do custo das infraestruturas e redes de GN para o preço final da energia consumida, tendo por base os ativos associados e a sua remuneração, bem como os custos operacionais regulados, sem o efeito dos ajustamentos de anos anteriores.

c. Os custos comparados das infraestruturas entre Portugal e Espanha têm por base, respetivamente, os valores da proposta de tarifas em discussão e os valores de proveitos e consumos publicados em Espanha pela CNMC no âmbito da publicação de tarifas[150].

d. Tendo em conta a relação do proveito unitário em PT/ES, constata-se que embora em ambos os países tenha havido uma redução dos proveitos unitários relativamente ao ano anterior, a redução em Portugal foi mais expressiva.

Proveitos unitários das infraestruturas em Portugal e Espanha (€/MWh)

	TERMINAL (energia regaseificada (t-1))		TRANSPORTE (energia à saída da rede (t-1))		DISTRIBUIÇÃO (energia à saída da rede (t-1))	
PORTUGAL	2018-19	2019-20	2018-19	2019-20	2018-19	2019-20
	1,55	1,39	1,34	1,25	8,55	8,66
ESPANHA	2018	2019	2018	2019	2018	2019
	2,38	2,16	2,33	2,28	8,83	8,98
Pt/Es	65%	64%	58%	55%	97%	96%

Fonte: ERSE, CNMC

e. O CT reconhece que, sem o efeito de ajustamentos ou da aplicação das tarifas que conduz a uma distribuição específica dos custos de uso das redes pelos utilizadores diferente do seu proveito médio, as infraestruturas e redes de gás em Portugal em termos médios apresentam um nível de utilização e de proveitos das infraestruturas que ao compararem positivamente com os custos de um mercado maduro, contribuem para custos totais de energia competitivos para os consumidores nacionais.

D.10.2. Proveitos e procura

a. Os proveitos permitidos das empresas reguladas, não considerando os ajustamentos anuais, têm apresentado um custo unitário do serviço prestado decrescente em todas elas, muito em linha com o esforço exigido ao setor pela ERSE, ao fazer refletir na taxa de remuneração dos ativos o comportamento favorável dos mercados e da dívida pública nacional e a redução dos custos operacionais das empresas, a par do aumento da procura em todos os segmentos não elétricos.

b. O CT não pode assim deixar de registar positivamente a trajetória de preços resultante deste esforço com consequências positivas para todos os utilizadores e demonstrado no ponto anterior.

c. Os níveis de procura das infraestruturas e redes de GN têm seguido uma trajetória irregular com variações significativas induzidas pelo consumo dos produtores de energia elétrica em regime ordinário. A volatilidade procura reflete-se assim e fundamentalmente nas infraestruturas de alta-pressão onde estes estão ligados, sendo que as medidas de estabilização tarifária implementadas pela ERSE, têm permitido mitigar os efeitos desta volatilidade.

d. No mercado convencional (industrial, comercial e residencial), ou seja, sem os produtores de eletricidade em regime ordinário (PRO), os consumos têm vindo a aumentar de forma sustentada

[150] Para análise do custo unitário das infraestruturas mantiveram-se as quantidades previstas para 2018.

desde 2015. O máximo de sempre foi atingido em 2013 com 44,5 TWh nestes segmentos e em 2018 aproximou-se do máximo com 43,8TWh[151].

Considerando apenas a parte da distribuição sem UAG atingiu mesmo o máximo de sempre 25,1TWh em 2018 quando o último máximo era de 2013 onde tinha atingido 24,6 TWh.

e. Também as UAG de Portugal continental apresentam um aumento de consumo consistente, registando um total de 1,46 TWh em 2018 substancialmente superior ao último máximo de 0,97 Mh, ocorrido em 2013.

f. Em conclusão, o CT constata a evolução positiva de todos os indicadores de custo tendo em conta as decisões regulatórias e o comportamento da procura reiterando a necessidade de assegurar que conduzem a resultados sustentáveis para o setor.

D.10.3. Nível de proveitos

a. Tendo em conta o exposto, o CT não pode deixar de referenciar que, para além das decisões da ERSE e do comportamento da procura já sinalizados, o setor do GN (entendido as empresas e os consumidores), está sujeito a um conjunto de medidas legislativas com potencial impacte na sua sustentabilidade: às empresas pela limitação da sua capacidade financeira; aos consumidores pela política fiscal em geral que penaliza o consumo de energia com um IVA elevado; e aos produtores de eletricidade com recurso ao GN pela aplicação de ISP, e outras medidas que afetam a escala do setor.

b. O CT considera que ainda não foi avaliado o efeito conjugado do esforço de otimização de custos já realizado e em curso, por decisões regulatórias naturalmente objeto de decisão da ERSE, com a redução de resultados induzida por medidas legislativas, como por exemplo a Contribuição Especial para o Setor Energético (CESE).

c. Neste ultimo caso, a referida contribuição, sendo aplicada sobre ativos e não sobre resultados, afeta os níveis de rendibilidade das empresas por ser aplicada depois de impostos, o que conduz a uma redução de 0,85% na renumeração depois de impostos, o que corresponde a uma redução da remuneração efetiva das empresas.

d. Neste enquadramento o CT recomenda que a ERSE considere também estes efeitos exógenos na avaliação do equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas.

D.11. Injeção de biometano na rede de gás natural_TG

a. O "Quadro de Ação Nacional para a criação dê uma infraestrutura para combustíveis alternativos", aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 88/2017, de 26 de junho, estabelece que:

   i. A substituição do consumo de gás natural por biometano não só acarreta mais-valias a nível ambiental, como também em termos de segurança de abastecimento, podendo mesmo contribuir para a redução da dependência energética externa;

   ii. Face ao desenvolvimento que se tem vindo a verificar ao longo dos últimos anos na rede de transporte e distribuição de gás natural e ao consumo crescente deste combustível, a injeção do biometano na rede GN torna-se uma alternativa interessante à utilização direta do biometano/biogás para produção de energia elétrica;

   iii. O compromisso de Portugal com a meta a incorporação de 10% de fontes de energia renováveis no setor dos transportes só será possível atingir com recurso aos biocombustíveis;

[151] Deve ainda atender-se que estes volumes não são diretamente comparáveis, pela cessação de atividade no período de cliente com 1 TWb de consumo anual.

iv. A utilização do biometano no setor dos transportes poderia contribuir para o cumprimento deste compromisso, em especial quando produzido a partir de matéria residual;

v. O desenvolvimento de um mercado de biometano em Portugal não requer obrigatoriamente a implementação de uma infraestrutura específica para o abastecimento deste combustível alternativo, sendo possível utilizar as infraestruturas existentes (e a construir) para a distribuição e abastecimento de gás natural.

b. A Diretiva Europeia das Energias Renováveis (UE) 2018/2001, de 11 de dezembro, incentiva a promoção e utilização de biometano, nomeadamente por via da injeção da rede de transporte e distribuição de gás natural, referindo por exemplo, no seu artigo 20, e para a questão da ligação à rede, o seguinte:

i. Os Estados-Membros devem também exigir que os operadores das redes de transporte e distribuição publiquem as tarifas de ligação para interligar fontes renováveis de gás com base em critérios transparentes e não discriminatórios;

ii. Os Estados-Membros deverão exigir aos operadores das redes de transporte e operadores de redes de distribuição que publiquem regras técnicas, em particular no que diz respeito às regras de conexão de rede que incluem requisitos de qualidade, odor e pressão do gás;

iii. Os custos de ligação de novos produtores de gás de fontes renováveis às redes de gás devem basear-se em critérios objetivos, transparentes e não discriminatórios e ter devidamente em conta o benefício que os produtores locais de gás de fontes renováveis incorporam nas redes de gás.

c. O CT considera que, face aos desígnios nacionais, e europeus, em matéria de energias renováveis, numa fase em que estão a ser definidas tarifas, e parâmetros, que serão também aplicáveis a esta alternativa, nomeadamente no que concerne à aplicação das tarifas de acesso às redes (e aos pagamentos que incidam sobre os trânsitos de biometano na rede de distribuição de GN), desde que em observância com o disposto no Regulamento (UE) 2017/460 da Comissão, de 16 de março de 2017, que estabelece o código de rede que define as regras reativas às estruturas harmonizadas das tarifas de transporte de gás natural, pelo que o CT recomenda que a ERSE desenvolva os necessários ajustes ao modelo de organização e aos princípios de funcionamento do SNGN, de modo a permitir contemplar devidamente o gás de fontes renováveis (i.e. biometano).

E - Parâmetros regulatórios 2016-2019

E.1. Taxa de remuneração de ativos

E.1.1. Metodologia de cálculo do Custo de Capital Médio Ponderado (CCMP)

A estabilidade da metodologia de cálculo do custo de capital das atividades reguladas tem vindo a ser utilizada pela ERSE ao longo de vários períodos regulatórios sido com o objetivo de serem assegurados dois princípios: o princípio da estabilidade regulatória que permite aos agentes poderem antecipar o quadro regulatório e, bem assim, diminuir a perceção do risco; e o da coerência metodológica, desde que esteja assegurado o mesmo contexto económico e financeiro em que as atividades se desenvolvem.

E. 1.1.1. Remuneração do capital das entidades reguladas no período regulatório 2020-2023

a. Na proposta de parâmetros de regulação para o período regulatório 2020-2023, a ERSE mantém a opção metodológica baseada no CCMP aplicada em anteriores períodos regulatórios, assegurando assim a desejável estabilidade regulatória e coerência na metodologia usada.

b. Para o período regulatório 2020-2023, a ERSE propõe fixar em 5,20% e 5,00% os valores base para a remuneração dos ativos das empresas reguladas com atividade de distribuição de GN e atividade de

receção, armazenamento e regaseificação de GNL, transporte e armazenamento subterrâneo de gás natural, respetivamente.

c. A aplicação da metodologia de cálculo do custo de capital requer a definição de valores para uma série de parâmetros que têm impacto no valor final do CCMP das empresas reguladas. Para o período regulatório 2020-2023, a ERSE propõe alterações a alguns parâmetros, que se passam a descrever e comentar:

E. 1.1.1.1. Determinação do prémio de risco de mercado

a. A ERSE utilizou uma metodologia idêntica à do anterior período regulatório quer no setor de gás natural, quer no setor elétrico, que consistiu em adicionar as componentes referentes aos prémios de risco de um mercado maduro e de Portugal;

b. Assim, para o cálculo do prémio de risco de um mercado maduro a ERSE considerou um valor entre 3,68% e 5,00% que está em linha com valores definidos por outros reguladores europeus;

c. Para determinar o prémio de risco de Portugal, a ERSE optou por calcular o *spread* entre a média geométrica das *yields* das Obrigações da República Portuguesa com maturidade a 10 anos e a média geométrica das obrigações com maturidade a 10 anos de países UE com *rating* AAA, utilizando um período de dados de 5 anos. O *spread* considerado foi assim de 2,16% para este período regulatório, quando no anterior período regulatório o *spread* considerado tinha sido de 1,68%;

d. Com base nestes pressupostos, a ERSE obtém um prémio de risco de mercado (PRm) para este período regulatório que pode variar entre 5,84% e 7,16%, quando no período regulatório 2016-2019 0 prémio de risco de mercado variava entre 5,88% e 6,28%.

e. O CT entende que a opção da ERSE de considerar um prémio de risco de Portugal superior para este período regulatório, face ao valor considerado no anterior período regulatório de 2016-2019, carece de melhor justificação, na medida em vivemos atualmente um momento de maior estabilidade e confiança por parte dos mercados na economia nacional, o que não sucedia na altura da definição de parâmetros do anterior período regulatório em que ainda se assistia a alguma turbulência financeira.

E.1.1.1.2. Prémio de risco da dívida

a. Outro dos parâmetros objeto de alteração neste período regulatório 2020-2023 foi o prémio de risco da dívida, tendo a ERSE proposto o *spread* de 2,75%, que se traduz num aumento de 0,25% face ao anterior período regulatório.

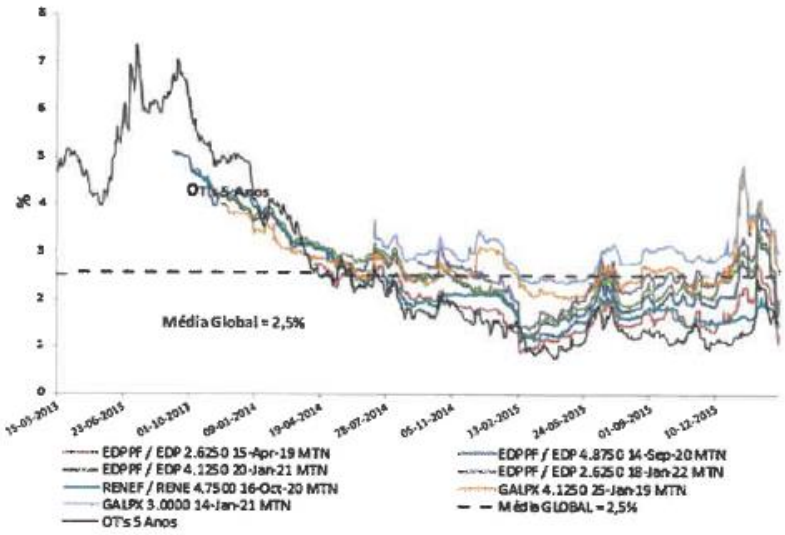
b. A fundamentação apresentada pela ERSE para suportar a decisão deste aumento assenta nos seguintes pontos:

- Custo médio de financiamento das várias empresas do setor do gás natural com atividades reguladas;
- Algumas empresas reguladas não estarem inseridas em grupos empresariais de grande dimensão e, por conseguinte, não têm capacidade de emissão de dívida aos custos dos grandes grupos económicos;
- O risco das atividades reguladas;
- As perspetivas de evolução das condições financeiras para o período regulatório e respetivo mecanismo de indexação;
- Possibilidade de existência de diferentes estruturas de financiamento entre taxa fixa e variável.

c. O CT considera que a fundamentação apresentada para suportar esta subida de 0,25% no valor definido para o prémio de risco da dívida carece de melhor justificação.

d. Observando o gráfico seguinte com a evolução das *yields* de diversas obrigações da GALP, da REN e da EDP à data da definição de parâmetros para o período regulatório 2016-2019, onde foi definido pela ERSE um *spread* de 2,5%, podemos verificar que a situação económico-financeira era ainda de alguma instabilidade, pelo que o custo médio de financiamento daquelas empresas era mais elevado.

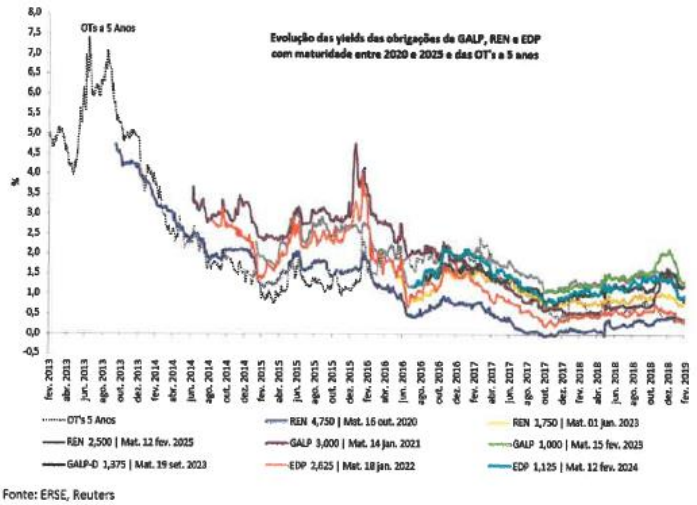
Figura 5-17 - Evolução das *yields* das obrigações da GALP, da REN e da EDP com maturidade entre 2019 e 2022 e das OTs a 5 anos



Fonte: ERSE, Reuters

e. Se observarmos o gráfico com a evolução das *yields* utilizado agora pela ERSE para definir o *spread* para o prémio de risco da dívida, onde é proposto um aumento de 0,25%, verificamos que desde o final de 2017, com a maior estabilização da situação económico-financeira, também as taxas de juro têm decrescido, pelo que estas empresas têm registado uma tendência de redução do custo médio de financiamento.

Figura 5-11 - Evolução das *yields* das obrigações da GALP, da REN e da EDP com maturidade entre 2020 e 2025 e das OT a 5 anos



Fonte: ERSE, Reuters

f. Considerando ainda que a ERSE optou por manter, neste novo período regulatório, o mecanismo de indexação do custo de capital, o custo médio de financiamento já acomoda o risco de uma eventual alteração das respetivas condições de financiamento.

g. Pelo exposto, entende o CT que a ERSE deve melhor fundamentar a sua opção relativamente à definição deste parâmetro.

E.1.2. Consideração geral sobre a taxa de remuneração de ativos

Desde que o SNGN foi criado e regulado, a taxa de remuneração sobre os ativos tem vindo a baixar progressivamente atingindo hoje, em média, cerca de 55% do valor inicial. Acresce sobre estes ativos a contribuição extraordinária do setor energético. O CT tendo em conta esta trajetória e a sua preocupação com a perenidade do sistema no longo prazo; solicita ao Regulador, dada a complexidade e impacto desta variável, que abra um espaço de discussão sobre a sustentabilidade e o equilíbrio económico-financeiro do setor.

E.2. OPEX

E.2.1. OPEX da RNTIAT PF

a. A definição dos parâmetros apoiou-se, tal como nos anteriores períodos regulatórios, numa análise pela ERSE do desempenho das atividades reguladas e da aderência entre os indutores de custos utilizados e a evolução dos custos reais para a determinação dos indutores mais adequados. A ERSE procedeu ainda a uma reavaliação das componentes fixas e variáveis dos custos, assim como do peso de cada uma delas no total dos custos de cada empresa.

b. A ERSE manteve as metodologias de cálculo de proveitos permitidos das infraestruturas da RNTIAT, tendo atualizado apenas os respetivos parâmetros. Relativamente à atividade de gestão técnica do sistema alargou a regulação por incentivos a todos os custos de exploração, à exceção daqueles considerados não controláveis e que resultem de obrigações do concessionário enquanto gestor global do sistema.

c. O CT não pode deixar de referenciar que as metas de eficiência a fixar devem estar alinhadas com a evolução de custos do setor. Um requisito de eficiência demasiado exigente pode levar a que as empresas não disponham dos meios suficientes para assegurar as ações de manutenção, reparação ou de investimento que evitem a deterioração da qualidade de serviço, ou a expansão ineficiente da rede.

d. Quanto mais tempo uma empresa estiver sob uma regulação por incentivos, mais difícil será obter ganhos adicionais de eficiência. Em complemento, à medida que os ativos envelhecem a sua manutenção é naturalmente mais cara.

e. A ERSE reconhece a dificuldade de estabelecer a comparação do desempenho com empresas similares de outros países a operar nas mesmas atividades, devido à inexistência de estudos públicos. Atualmente, está em curso um novo projeto de *benchmark* dos custos das empresas responsáveis pelo transporte e gestão dos sistemas elétrico e de gás natural europeus (CEER-TCB18), um projeto do CEER. Este projeto plurianual, que se iniciou formalmente em 2017, contempla a repetição do processo de *benchmark* todos os dois anos, o que irá permitir o acompanhamento, em contínuo, do desempenho das empresas.

f. Para as atividades de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, a ERSE impõe uma meta de eficiência de 2% ao ano, e para as atividades de armazenamento subterrâneo e transporte de GN uma meta de 3%, justificando-as como um fator que internaliza os incrementos de eficiência decorrentes do progresso tecnológico apurado para a atividade de distribuição de GN (2%), Tendo em conta os resultados preliminares do estudo CEER-TCB18, acima referido, o indicador do progresso/retrocesso tecnológico na atividade de transporte de GN é de (-) 0,7%.

g. O fator de eficiência para a infraestrutura portuguesa de alta pressão de 3% é o segundo mais elevado da Europa, conforme se pode constatar pela análise do quadro 2-1 do documento "Parâmetros de regulação para o período de 2020 a 2023".

Quadro 2-1 - Formas de regulação e fatores de eficiência da atividade de Transporte aplicados pelos reguladores europeus

País	Sistema Regulatório - Cost of Service / Rate of Return, regulação por incentivos (Price-Cap / Revenue-Cap, híbrido)	Fator de eficiência aplicado ao OPEX	Fator de eficiência aplicado ao CAPEX
Áustria	Modelo híbrido: Revenue Cap (OPEX) e rate of return (CAPEX) (com um mecanismo de 'volume risk' para a remuneração dos capitais próprios através da incorporação de tarifas entry/exit tarifs e de um prémio de risco de 3,8%)	Fator de eficiência de 2,43%, mas o NRA não verifica a eficiência dos investimentos	Não tem
Bélgica	Revenue Cap e Cost control incentives	Não tem	Não tem
República Checa	Revenue Cap	Fator de eficiência de 1,01%	Não tem
Alemanha	Revenue Cap baseado em incentivos aplicado ao TOTEX (com avaliação separada de CAPEX e OPEX)	Fator de eficiência de 0,40% aplicado ao TOTEX e fator de eficiência individual dependendo de cada TSO	Fator de eficiência de 0,40% aplicado ao TOTEX e fator de eficiência individual dependendo de cada TSO
Dinamarca	Rate of Return baseado num ano histórico (os proveitos permitidos são mantidos em termos reais através de indexação à taxa de inflação). O TSO é detido a 100% pelo Estado, sendo regulado de acordo com o princípio de gestão sem fins lucrativos	n.a.	n.a.
Estónia	Price cap	Não tem	Não tem
Espanha	Modelo híbrido: Revenue Cap e rate of return	Não tem	Sim - o mecanismo de eficiência é aplicado no conceito Continuity of Supply
Finlândia	Revenue Cap (OPEX) e rate of return (CAPEX), com mecanismos de incentivos	Fator de eficiência de 0%.	Não tem
França	Modelo híbrido: Revenue Cap (OPEX), rate of return (CAPEX), com mecanismos de incentivos	Fator de eficiência aplicado ao OPEX líquido total	Não tem
Reino Unido	Revenue Cap baseado em incentivos aplicado ao TOTEX	Fator de eficiência implícito, com base em benchmarking	Fator de eficiência implícito, com base em benchmarking
Grécia	Cost Plus	Não tem	Não tem
Hungria	Modelo híbrido de regulação baseado em incentivos (Price Cap, Revenue Cap e Quality Regulation). O modelo pode ser definido como "cost-based com incentivos". É feita uma correção anualmente com base na comparação dos custos incorridos com os proveitos definidos no início do período, com um cap no resultado da empresa	Fator de eficiência de 1,5%, ou o valor da inflação caso este seja menor	Não tem
Irlanda	Revenue cap baseado em rate of return com incentive based regulation	O fator de eficiência de 1%	Não tem
Itália	Modelo Híbrido: Price Cap (OPEX) e rate-of-return (CAPEX)	Fator X de 1,3% anual (média para o setor, uma vez que são definidos fatores específicos por empresa)	Não tem
Lituânia	Modelo híbrido	Fator de eficiência de 1%	Não tem
Luxemburgo	Revenue Cap	Fator de eficiência de 1.0% aplicado ao OPEX controlável	Não tem
Letónia	Modelo híbrido: Revenue Cap (OPEX) e rate of return (CAPEX)	Não tem	Não tem
Holanda	Revenue Cap	Fator de eficiência aplicado ao TOTEX	Fator de eficiência aplicado ao TOTEX
Polónia	Cost of service (com alguns elementos de revenue cap)	Não tem	Não tem
Portugal	Modelo híbrido: Price Cap (OPEX) e rate-of-return (CAPEX)	Fator de eficiência de 3%	Não tem
Suécia	Revenue Cap	Fator de eficiência de 1% aplicado ao OPEX controlável	Não tem
Eslovénia	Revenue Cap	Fator de eficiência de 1,4%	Não tem
Roménia	Revenue Cap	Fator de eficiência de 3,5%	Não tem
Bulgária	Revenue Cap	Fator de eficiência de 0,9%	Não tem
Croácia	Revenue Cap	Fator de eficiência de 1%	Não tem
Irlanda do Norte	Revenue Cap	Fator de eficiência de 1%	Não tem

Fonte: "Parâmetros de regulação para o período de 2020 a 2023", p.12, ERSE, abril/2019

h. Tendo em conta o acima exposto o CT entende que a aplicação do fator de eficiência da distribuição às atividades de infraestruturas em AP carece de justificação, pois trata-se de um setor maduro sem investimento de expansão de relevo e sujeito há muitos anos a metas de eficiência.

i. No caso específico da atividade de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, a ERSE manteve o mesmo modelo de regulação, isto é, uma parcela fixa e duas variáveis uma em função da energia regaseificada e outra para cobrir os custos com o consumo de eletricidade do terminal.

j. Os custos da REN Atlântico com as tarifas de acesso às redes de eletricidade deixaram de ser considerados não controláveis (*pass through*) no período de regulação 2016-2019, tendo sido incluídos na parcela fixa e sujeitos a uma eficiência de 2%.

k. Tendo em conta que os custos de energia elétrica são contratados em mercado e que os custos com o acesso às redes de eletricidade, cerca de 60% da fatura de eletricidade, resultam das tarifas de acesso fixadas pela ERSE e de quantidades que não dependem da gestão do operador do terminal, mas do regime de utilização dos agentes de mercado, o CT questiona a proposta da ERSE de impor eficiências sobre tarifas por si fixadas ou preços de mercado não controláveis pelo operador.

l. Relativamente à atividade de gestão global do sistema, a sua complexidade é crescente bem como os custos decorrentes, em especial dos sistemas de apoio e das competências técnicas associadas aos novos modelos de informação do mercado e implementação dos códigos de rede europeus, pelo que o CT concorda com a opção da ERSE de monitorizar estes custos e, devido à sua natureza não controlável, não os sujeitar a metas de eficiência.

E.2.2. OPEX da Distribuição

E.2.2.1. Base de custos e indutores

a. O CT verifica que o suporte de dados sobre os custos de exploração das empresas se mantém extenso e permite à ERSE um nível de análise com correlações várias. O CT regista ainda que esta análise permitiu à ERSE validar a correta definição dos indutores como também o seu peso (quadro 3-9 pág. 97 do documento de Parâmetros).

b. O CT constata na figura 3-21 da página 77 do mesmo documento que em média o conjunto das empresas ficou com os seus custos aceites a um nível de 98,5% dos seus custos reais.

c. A ERSE refere que o impacto dos custos reais sobre a rentabilidade das empresas é limitado, apesar de terem ficado acima dos custos aceite o que valida a aplicação do mecanismo de incentivos por parâmetros de eficiência. Contudo considera o CT que os mesmos não representem no médio-longo prazo um esforço excessivo, devendo ser assegurada uma adequada repartição dos ganhos conseguidos.

d. O CT reconhece o esforço continuo das empresas reguladas no cumprimento das metas de eficiência estabelecidas, recomendando, no. entanto, uma permanente monitorização do binómio qualidade do serviço e sustentabilidade do setor. Neste sentido o CT reforça a necessidade de as propostas de tarifas incluírem uma versão, ainda que preliminar, do Relatório da Qualidade de Serviço para uma mais completa avaliação.

e. Para o novo período regulatório a ERSE reduziu o peso relativo dos custos fixos nas empresas licenciadas para 35%, mantendo-o em 40% nas empresas concessionárias. Considerando a continuada redução de custos que se tem verificado, bem como a dimensão relativa destas empresas, resulta menos óbvio para o CT que empresas de menor dimensão possam acomodar mais facilmente os seus custos fixos, recomendando melhor justificação da proposta ou a manutenção do parâmetro.

f. No que toca aos custos variáveis, a ERSE manteve o critério do período regulatório anterior, com 25% indexado ao volume distribuído, garantindo a aderência do OPEX à sustentabilidade da tarifa, e 75% indexado ao número de pontos de abastecimento, garantindo a aderência ao crescimento.

E.2.2.2. Eficiência

a. O CT constata também nesta matéria o esforço de suporte analítico para a definição das metas de eficiência.

b. A ERSE apresentou o método de apuramento das novas metas de eficiência depois de posicionadas as empresas em grupos de eficiência.

c. O CT verifica que no quadro 3-15, que define o posicionamento das empresas em grupos de eficiência, o impacto do modelo 2 neste período regulatório (apenas pontos de abastecimento) nos dados em painel altera significativamente os resultados dos níveis de eficiência. Ora, no período regulatório anterior, este impacto não era tão elevado e ao mesmo tempo eram utilizados 3 modelos em cada metodologia. Nesse sentido o CT solicita à ERSE que se pronuncie sobre a alteração de metodologia, quando o seu impacto parece ser tão elevado.

d. Nos quadros seguintes apresenta-se o impacto do modelo 2 neste período regulatório e a metodologia do período regulatório anterior:

PERÍODO REGULATÓRIO 2020-23

Quadro 3-15 - Aplicação da Metodologia Não Paramétrica e Paramétrica (PR 2020-23)

Distribuidora	Metod. Paramétrica Modelo 1	Metod. Paramétrica Modelo 2	Metod. Não Paramétrica Modelo 1	Metod. Não Paramétrica Modelo 2	Proposta Tarifas 2019-20 Níveis Eficiência	Grupo	Eficiência	Eficiência Aplicada	sem Modelo 2 Met. Paramétrica Níveis Eficiência	Grupo	Eficiência	Só Modelo 1 Níveis Eficiência	Grupo	Eficiência
Paegás	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	I	2,00%	2,0%	1,00	I	2,0%	1,00	I	2,0%
Medigás	0,90	0,72	0,88	0,88	0,84	I	2,00%	2,0%	0,89	I	2,0%	0,89	I	2,0%
Portgás	0,68	0,31	1,00	1,00	0,75	II	2,50%	2,5%	0,89	I	2,0%	0,84	I	2,0%
Setgás	0,68	0,38	0,94	0,94	0,74	II	2,50%	2,5%	0,85	I	2,0%	0,81	I	2,0%
Lusitaniagás	0,76	0,31	1,00	0,83	0,73	II	2,50%	2,5%	0,86	I	2,0%	0,88	I	2,0%
Duriensegás	0,78	0,50	0,74	0,74	0,68	II	2,50%	2,5%	0,74	II	2,5%	0,74	II	2,5%
Lisboagás	0,32	0,18	1,00	1,00	0,63	III	3,00%	2,5%	0,77	II	2,5%	0,66	II	2,5%
Beiragás	0,67	0,36	0,58	0,58	0,55	III	3,00%	3,0%	0,61	III	3,0%	0,63	III	3,0%
Dianagás	0,62	0,46	0,48	0,48	0,51	III	3,00%	3,0%	0,53	III	3,0%	0,55	III	3,0%
Tagusgás	0,67	0,29	0,50	0,42	0,47	III	3,00%	4,0%	0,53	III	3,0%	0,59	III	3,0%
Sonorgás	0,25	0,18	0,21	0,21	0,21	IV	5,00%	5,0%	0,22	IV	5,0%	0,23	IV	5,0%

Grupos	Percentil	Eficiência
I	>=0,80	2,00%
II	>=0,65	2,50%
III	>=0,45	3,00%
IV	restantes	5,00%

Metod. Não Paramétrica - DEA
Modelo 1: pontos de abastecimento e volume de gás natural veiculado;
Modelo 2: pontos de abastecimento.

Metod. Metod. Paramétrica
Modelo 1: pontos de abastecimento e volume de gás natural veiculado;
Modelo 2: pontos de abastecimento.

PERÍODO REGULATÓRIO 2016-19

Quadro 3-15 - Aplicação da Metodologia Não Paramétrica e Paramétrica (PR 2016-19)

Distribuidora	Metod. Paramétrica Modelo 1	Metod. Paramétrica Modelo 2	Metod. Paramétrica Modelo 3	Metod. Não Paramétrica Modelo 2	Metod. Não Paramétrica Modelo 3	Metod. Não Paramétrica Modelo 6	Tarifas 2016-19 Níveis Eficiência	Grupo	Eficiência Aplicada	sem Modelo 2 Met. Paramétrica e s/ Modelo 3 Met. Não Paramétrica Níveis Eficiência	Grupo	Eficiência
Paegás	0,83	1,00	0,60	1,00	1,00	1,00	0,91	I	2,0%	0,86	I	2,0%
Medigás	1,00	0,88	1,00	0,88	0,88	0,88	0,92	I	2,0%	0,94	I	2,0%
Portgás	0,78	0,60	0,68	1,00	1,00	1,00	0,85	I	2,0%	0,87	I	2,0%
Setgás	0,89	0,66	0,86	1,00	1,00	1,00	0,90	I	2,0%	0,94	I	2,0%
Lusitaniagás	0,72	0,54	0,62	1,00	0,87	0,98	0,79	II	3,0%	0,83	I	2,0%
Duriensegás	0,82	0,63	0,85	0,86	0,66	0,76	0,73	II	3,0%	0,77	II	3,0%
Lisboagás	0,48	0,35	0,56	1,00	1,00	1,00	0,73	II	3,0%	0,76	II	3,0%
Beiragás	0,76	0,52	0,70	0,67	0,66	0,75	0,68	II	3,0%	0,72	II	3,0%
Dianagás	0,60	0,50	0,75	0,68	0,68	0,85	0,68	II	3,0%	0,72	II	3,0%
Tagusgás	0,69	0,40	0,65	0,58	0,45	0,72	0,58	III	4,0%	0,66	II	3,0%
Sonorgás	0,27	0,22	0,36	0,21	0,21	0,31	0,26	IV	6,0%	0,29	IV	6,0%

Grupos	Percentil	Eficiência
I	>=0,80	2,00%
II	>=0,65	3,00%
III	>=0,45	4,00%
IV	restantes	6,00%

Metod. Não Paramétrica - DEA
Modelo 2: pontos de abastecimentos e volume de gás natural veiculado;
Modelo 3: pontos de abastecimentos;
Modelo 6: pontos de abastecimentos e extensão de rede.

Metod. Metod. Paramétrica
Modelo 1: indutores pontos de abastecimento e energia veiculada;
Modelo 2: apenas com o indutor pontos de abastecimento;
Modelo 3: indutores pontos de abastecimento e extensão de rede.

e. Para a definição da meta de eficiência mínima a ERSE apresentou a decomposição do índice de *Malmquist* para apurar o valor de 2% (progresso tecnológico). A indicação deste índice é um avanço face ao período regulatório anterior, onde não se explicitava a metodologia usada.

f. Ainda assim o CT solicita que, dada a relevância desta variável, se detalhe o cálculo do índice de *Malmquist* de modo a ficar patente a sua aplicabilidade à distribuição de gás natural, e nomeadamente qual o momento t+1 utilizado e qual o seu referencial (*frontier shift index effect*).

g. aos grupos de eficiência são finalmente aplicadas as metas de eficiência de 2%, 2,5%, 3& e 5%.

h. O CT considera que a definição de grupos de eficiência de empresas por escalões, sendo correta, deve ser acompanhada por uma análise da sustentabilidade aplicada caso a caso às empresas, considerando nomeadamente a sua dimensão relativa e a área geográfica de atuação.

i. Nessa medida, considerando que a rede necessitará progressivamente de mais intervenção num mercado energético também cada vez mais exigente, o CT recomenda que a ERSE pondere a revisão do aumento da eficiência exigida a redes que se aproximam da maturidade, quer quanto ao horizonte temporal de aplicação, quer ao nível quantitativo aplicado.

E.2.3. Comercialização de Último Recurso Retalhista (CURR)

a. O CT regista a progressiva migração de clientes para o regime de mercado, o que se traduz numa fração progressivamente mais reduzida de consumidores a ser fornecidos pelos CURR, no regime das TTVCF.

b. Concretamente, de acordo com o último Relatório de Monitorização do Mercado publicado pela ERSE, referido a 31 de janeiro de 2019, este segmento de mercado corresponde a cerca de 2.7% (energia comercializada no SNGN) e a menos de 20% dos clientes (predominantemente do segmento residencial),

c. No enquadramento legal em vigor, as tarifas transitórias deverão ser extintas até ao final de 2020, o que deverá ter como condição prévia a completa migração dos clientes para o regime de mercado, de modo a que a comercialização de último recurso assuma a sua função de reserva, para situações limite de perturbações de fornecimento, como as derivadas de inabilitação de agentes que se têm verificado.

d. No sentido do anterior, o CT considera que a ERSE deverá prestar uma atenção especial às condições de equilíbrio financeiro dos CURRs, considerando a indexação dos seus custos operacionais aceites ao número de clientes, o que representará necessariamente uma pressão no sentido da redução desses custos, com potencial criação de constrangimentos operacionais,

e. A ERSE atendeu de alguma forma a esta questão ao aumentar a ponderação dos custos fixos de 20% para 30%, de forma a compensar a marcada redução de clientes. No entanto, os fatores de eficiência foram mantidos, o que levará os CURR a reduzir custos para lá da inflação em 10 anos consecutivos.

f. Nesta conformidade, o CT recomenda que a ERSE monitorize cuidadosamente as opções metodológicas quantitativas seguidas, corrigindo-as no caso de se observarem insuficiências de proveitos.

E.2.4. Aditividade tarifária

a. O CT nota que, ao contrário da trajetória que vinha a ser traçada nos últimos anos, na atual proposta de tarifas as distorções tarifárias, isto é, o diferencial entre a tarifa transitória de venda a clientes filiais e a tarifa aditiva, foi agravada face às tarifas estabelecidas para o ano gás 2018-2019, em todos os escalões de consumo, notando-se um comportamento especialmente divergente no escalão 1 da BP <, que surge como favorecido:

BP<	Distorção tarifária média	
	Proposta de tarifas	Tarifas 2018-2019
Escalão 1	-3,80%	-2,10%
Escalão 2	2,20%	1,50%
Escalão 3	2,70%	1,50%
Escalão 4	2,70%	0,80%

b. Adicionalmente, a ERSE optou também por manter o fator de agravamento definido no ano gás 2018-2019 para a MP e BP>, tendo optado por eliminar o da BP <, o que equivale a uma redução de 0,04 €/MWh face às tarifas transitórias aplicáveis no ano gás em curso.

c. Estas disposições denotam uma preocupação clara da ERSE em proteger o escalão 1 da BP opção que o CT não contesta de per si, mas que considera relevante o suficiente para recomendar que a ERSE justifique este posicionamento na sua proposta de tarifas.

III - CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que a proposta apresentada pela ERSE deverá ser reformulada em conformidade com as recomendações constantes deste parecer.

Aprovado em 30 de abril de 2019.

[Parecer integral digitalizado]: ver pg. 207 e ss.

◆ Resposta da ERSE ◆

I - ENQUADRAMENTO

Para efeitos da aprovação das tarifas e preços de gás natural a vigorarem no ano gás 2019-2020 e dos parâmetros para o período de regulação 2020-2023, a 1 de abril de 2019, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) submeteu a parecer do Conselho Tarifário (CT) da ERSE e a comentários da Autoridade da Concorrência e das empresas reguladas, a "Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2019-2020 e parâmetros para o período de regulação 2020-2023".

O parecer do CT, emitido a 30 de abril de 2019, foi devidamente analisado e tomado em consideração pela ERSE, assim como os restantes comentários das demais entidades consultadas, na elaboração da decisão final sobre as tarifas e preços regulados para o ano gás 2019-2020 e os parâmetros para o período de regulação 2020-2023.

As decisões tomadas no processo de aprovação das tarifas e preços e dos parâmetros são devidamente justificadas através do documento "Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2019-2020 e parâmetros para o período de regulação 2020-2023" e respetivos documentos complementares, sendo os mesmos divulgados na página de internet da ERSE, acompanhados pelo parecer do CT da ERSE e dos comentários da ERSE sobre o mesmo.

Apresentam-se de seguida os comentários da ERSE ao referido parecer do CT.

I.1 REVISÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO

Os processos de consulta são importantes para fomentar a participação dos agentes e melhorar a regulação do setor, pelo que a ERSE procede sempre a uma análise cuidada e ponderada dos comentários de todos os agentes, procurando sempre que possível acolher as suas propostas. Assim, a ERSE regista com agrado o reconhecimento do CT desse esforço de acolhimento de algumas das propostas apresentadas pelo CT no processo de Revisão do Regulamento Tarifário, que efetivamente permitiram melhor o regulamento aprovado.

Conforme a recomendação do CT, após a aprovação dos parâmetros e tarifas, procedeu-se à revisão da subregulamentação associada, por forma a estabelecer-se um quadro regulatório completo e coerente.

I.2 COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA

A ERSE, no âmbito da sua função de monitorização de mercados e manutenção do equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas, mantém-se atenta à evolução da atividade de comercialização de último recurso retalhista. Entre outras, a análise anual do desempenho dos comercializadores de último recurso e a definição de custos de referência para a atividade de comercialização, constituem exemplos de atividades desenvolvidas pela ERSE que comprovam a monitorização destes operadores. Sublinhe-se que a definição de custos de referência para a atividade de comercialização, que tem em conta o impacte da dimensão e da maturidade das empresas, constitui uma referência basilar na definição dos proveitos permitidos dessa atividade.

Registe-se ainda que as metodologias de definição dos proveitos permitidos aplicadas pela ERSE na preparação dos períodos regulatórios consideram as condições em que a atividade de comercialização de último recurso é desempenhada, designadamente o nível de atividade das empresas, bem como as particularidades da atividade em termos de gestão dos fluxos financeiros de curto prazo.

Importa também referir que qualquer reflexão mais profunda que seja efetuada a este nível implica também uma alteração da legislação em vigor, nomeadamente na extensão do prazo de aplicação das tarifas transitórias de venda a clientes finais, por forma a que se consiga fazer uma reflexão atempada e tendo em consideração todos os requisitos em causa.

II - ESPECIALIDADE

A. CUSTO DO GÁS NATURAL E TARIFA DE ENERGIA

A ERSE toma boa nota da análise e da recomendação efetuada pelo CT e reconhece a importância da monitorização continuada de evolução dos custos, que resulta, igualmente, do enquadramento legal em vigor. Nesse sentido, a ERSE tem monitorizado regularmente a evolução dos custos de aprovisionamento do gás natural, avaliando periodicamente a adequação do nível das tarifas transitórias de venda a clientes finais de gás natural.

B. TARIFAS E PREÇOS PARA 2019-2020

B.1 EVOLUÇÃO DO MERCADO LIVRE (ML)

A ERSE, na formulação das estimativas quanto aos consumos e ao número de consumidores reportado ao mercado livre, utiliza, como sempre, a melhor informação disponível à data da sua publicitação.

A apresentação da melhor informação disponível, num incontornável exercício de transparência regulatória, não pode confundir-se com a definição dos limiares temporais para a vigência de tarifas transitórias, que é da responsabilidade do legislador.

As previsões da ERSE para o número de clientes e consumo de gás natural no mercado regulado e no mercado livre têm por base as previsões dos CUR e as previsões dos Operadores da Rede de Distribuição (ORD).

Refira-se que os fornecimentos totais dos CUR em 2017 foram superiores ao inicialmente previsto no cálculo tarifário, tanto em termos de energia consumida, como, embora de modo menos acentuado, no que respeita ao número de clientes.

Analisada a evolução da liberalização do mercado retalhista de gás natural, a ERSE considerou adequadas as previsões dos CUR para o peso do mercado regulado.

No segmento de clientes em baixa pressão e com consumos anuais de gás natural inferiores ou iguais a 10 000 m^3, que apontam para valores médios de 18% para a energia e de 17% para o número de clientes para o ano gás 2019-2020, o que se apresenta coerente com os valores reais dos CUR e com o ritmo de passagem destes clientes do mercado regulado para o mercado livre.

Para o segmento de clientes de maior consumo as previsões de peso do mercado regulado apresentam valores nulos para os clientes em média pressão e valores abaixo dos 10% para os clientes em baixa pressão e com consumos anuais de gás natural superiores a 10 000 m^3, para o ano gás 2019-2020, estando estas previsões alinhadas com a situação atual do mercado.

B.2 LEI N.º 5/2019, DE 11 DE JANEIRO

Na sequência da publicação da Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro, a ERSE efetuou uma pré-consulta de interessados aos agentes de mercado, de modo a estabelecer, de forma clara, objetiva e participada, os desenvolvimentos regulamentares que garantam aos respetivos consumidores o seu direito de informação. Esta consulta permite ainda que a ERSE possa enquadrar as obrigações decorrentes do cumprimento da Lei n.º 5/2019 de forma eficiente para os mercados de eletricidade e de gás natural, que o mesmo é dizer que se procurará, nas adaptações regulamentares, que essas sejam concretizadas com economia de recursos e efetividade na perspetiva dos consumidores.

Foi colocado, nesta pré-consulta, um conjunto de principais aspetos regulamentares associados ao cumprimento do dever de informação do comercializador de energia ao consumidor, através da fatura detalhada, bem como a identificação das questões mais críticas para ponderação pelos interessados. Naturalmente, não deixarão de ser enquadradas pela ERSE, nos necessários desenvolvimentos

regulamentares desta legislação, as preocupações de racionalidade económica na sua implementação, de modo a que os agentes de mercado diretamente envolvidos na implementação da Lei n.º 5/2019 não se vejam confrontados com custos desproporcionados que possam, inclusive, ser adversos para a afirmação de um são clima de concorrência.

Importa contextualizar que, na generalidade, as obrigações constantes da Lei n.º 5/2019 já hoje se encontram consagradas no quadro regulamentar do setor elétrico e do setor do gás. Sem prejuízo de pontuais alterações que se afigurem urgentes, a ERSE está a ultimar a análise dos contributos oferecidos no âmbito desse processo de consulta, prevendo acomodar as alterações necessárias num quadro de revisão regulamentar mais ampla de fusão dos Regulamentos de Relações Comerciais da Eletricidade e de Gás Natural, indo de encontro a uma reivindicação antiga dos agentes do setor e dos Conselhos e que se afigura essencial para a simplificação da regulamentação e sua melhor perceção pelos consumidores e agentes do mercado, em especial os novos entrantes.

Na definição da base de custos para o próximo período regulatório, a ERSE teve em conta as particularidades da atividade de comercialização de último recurso, em especial a capacidade perspetivada pelos comercializadores de último recurso em adaptarem as suas estruturas de custos à diminuição do nível de atividade decorrente do processo de liberalização.

No âmbito da consulta prévia realizada pela ERSE, foram recebidos diversos comentários sobre a forma de implementação da Lei n.º 5/2019, no que respeita à desagregação da tarifa de acesso às redes. Maioritariamente os participantes na consulta consideram que a apresentação da tarifa de acesso às redes desagregada por atividade resultará num excesso de informação, não contribuindo para a legibilidade e compreensão da fatura por parte dos consumidores.

Atentos os comentários recebidos, a ERSE considera que a tarifa de acesso às redes deve ser apresentada de forma desagregada pelos preços que a compõem, conforme foi a sua proposta inicial, ou seja, identificando o preço de capacidade, de energia e do termo fixo.

A ERSE considera que esta solução permite cumprir a discriminação da informação requerida pela lei, separando os preços sujeitos a decisão regulatória, dos preços sujeitos a decisão dos agentes de mercado. Simultaneamente, possibilita a apresentação de informação útil à compreensão dos valores faturados e aplicáveis no caso concreto ao consumidor, bem como a aplicação da taxa reduzida de IVA, na componente fixa das tarifas de acesso às redes, conforme o previsto no Decreto-Lei n.º 60/2019, de 13 de maio.

B.3 MIBGAS

A ERSE partilha da posição do CT sobre os potenciais benefícios para o mercado nacional de gás natural decorrentes da existência de um mercado organizado, em termos de promoção da sua competitividade, transparência e liquidez, razão pela qual é de extrema importância a implementação efetiva do MIBGAS de modo a explicitar o valor do GN no Ponto de Troca Virtual (VTP) do SNGN, elemento essencial na transparência das transações no interior do SNGN.

A ERSE desenvolveu esforços para que todas as suas peças regulamentares permitissem a implementação do MIBGAS. Nesse sentido a ERSE adaptou todos os Regulamentos relevantes para contemplar o funcionamento do mercado organizado. Neste quadro, a ERSE está ativamente empenhada para que se possam materializar os desenvolvimentos já identificados, que ultrapassam a esfera das competências e que envolvem várias entidades em Portugal e Espanha, e que são necessários à concretização do MIBGAS. Os agentes de mercado têm sido mantidos informados dos mais recentes desenvolvimentos através dos meios adequados.

C.2 NÍVEL TARIFÁRIO

C.2.1 AJUSTAMENTOS E IMPACTES

A ERSE toma boa nota dos comentários apresentados, salientando que os desvios de procura nas infraestruturas de alta pressão resultam maioritariamente de fatores externos e associados ao funcionamento do mercado de gás natural que dificultam as previsões de procura. No que se refere aos desvios de procura na atividade de comercialização de último recurso, estes refletem as previsões otimistas dos CUR, designadamente no número de clientes e no volume de gás natural.

Para o ano gás 2019-2020 a ERSE considerou, para os clientes em baixa pressão com consumo anual de gás natural inferior ou igual a 10 000 m^3 (BP<), uma quota de mercado regulado de 18% (energia) e de 17% (número de clientes). Os últimos valores reais, referentes ao ano gás 2017-2018, apresentam quotas próximas dos 20%, o que permite aceitar as previsões dos CUR como valores realistas.

C.2.2 USO GLOBAL DO SISTEMA

O CT destaca positivamente os esforços efetuados pela ERSE, no sentido de assegurar as condições tarifárias necessárias para evitar que clientes abastecidos em MP ou em BP> optem pela construção de ramais de ligação à rede de AP ou MP, respetivamente.

A ERSE regista com agrado os comentários favoráveis do parecer do CT sobre esta matéria, e irá continuar a desenvolver todos os esforços no sentido de assegurar as condições tarifárias que beneficiem o sistema nacional de gás natural de forma global.

D. TARIFAS

D.1 USO DA REDE DE TRANSPORTE

No que respeita à implementação do código de rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás, nos termos do Regulamento (UE) 2017/460, a ERSE sublinha que a decisão fundamentada da ERSE publicada com a Diretiva da ERSE n.º 3/2019, de 18 de março, introduziu algumas alterações face ao exposto na 66.ª consulta pública, de 17 de agosto de 2018, designadamente para acolher os comentários recebidos pelos vários participantes, incluindo a análise da Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia (ACER). No entanto, sublinha-se que, apesar das alterações introduzidas, o CT reconhece que os impactes tarifários são semelhantes à proposta levada a consulta pública, com exceção do parâmetro *entry-exit split*, que determina a repartição dos proveitos permitidos a recuperar nos pontos entrada e saída da rede de transporte. Com efeito, a alteração deste parâmetro foi no sentido de responder aos vários comentários recebidos à consulta pública.

O CT recomendou ainda que fossem clarificados aspetos relevantes sobre a operacionalização do desconto posterior (‘*ex-post*’) aplicável a produtos de capacidade interruptível, nomeadamente a definição da quantidade à qual se deve aplicar e aspetos associados à liquidação.

Sobre a definição da quantidade à qual se deve aplicar o desconto posterior, sublinha-se que a Diretiva da ERSE n.º 3/2019 remete para o documento "Implementação do Código de Rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás natural – Documento justificativo da decisão fundamentada"[152], no qual se clarifica que o desconto posterior se aplica à capacidade contratada de determinado produto de capacidade interruptível, de acordo com a seguinte fórmula:

$$\underbrace{\text{Desconto posterior}}_{€} = 3 \cdot \underbrace{\text{Preço de reserva (produto firme diário)}}_{€/(kWh/dia)} \cdot \underbrace{\text{Capacidade contratada}}_{kWh/dia}$$

Esta fórmula assenta no artigo 4.º, n.º 2, da Diretiva da ERSE n.º 3/2019:

[152] Disponível na página da ERSE.

"*O desconto posterior consiste numa compensação posterior paga por cada dia em que ocorreu uma interrupção, igual a três vezes o preço de reserva para os produtos de capacidade firme normalizados diários.*"

Relativamente aos aspetos associados à liquidação dos pagamentos do desconto posterior, a ERSE subscreve o enquadramento descrito na sua proposta de tarifas e preços:

"*De acordo com a proposta da REN, a aplicação deste desconto deve ser realizada na liquidação mensal do uso da rede nacional de transporte de gás natural de cada agente de mercado e, no que respeita aos horizontes diário e intradiário, incide e está confinada ao montante mensal agregado apurado de capacidade interruptível contratada pelo respetivo agente de mercado nestes horizontes. Deste modo é mitigada a possibilidade de virem a ocorrer desvios significativos nas receitas por contratação deste tipo de produto nos referidos horizontes de contratação.*"

Considera-se que a inclusão destes esclarecimentos na diretiva de tarifas e preços para o ano gás 2019-2020 dispensa a necessidade de publicar subregulamentação específica.

Por fim, em relação à preocupação manifestada pelo CT sobre a aplicação desfasada do código de rede de tarifas no espaço ibérico, a ERSE sublinha que desenvolveu todos os esforços para completar o seu processo de implementação nos prazos legais previstos no código de rede de tarifas, que exige a publicação da decisão fundamentada do regulador até ao dia 31 de maio de 2019. Neste processo a ERSE consultou de forma explícita o regulador do mercado espanhol, para além de ter recebido contributos por parte do operador da rede de transporte em Espanha (Enagás), que foram devidamente acautelados.

Em relação ao processo de consulta pública a realizar pelo regulador espanhol, só foram atribuídas à CNMC as competências para o estabelecimento das tarifas da rede de transporte em janeiro de 2019. A ERSE continua a aguardar pelo início do referido processo de consulta para se poder pronunciar.

D.3 TARIFAS DE ACESSO À REDE (TAR)

D.3.1 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

A ERSE regista com agrado os comentários do parecer do CT sobre esta matéria. A somar à recente revisão regulamentar, que através da regulação por incentivos, constitui um fator estrutural para a diminuição de tarifas de acesso às infraestruturas de GN, verificamos que os fatores conjunturais não são de somenos importância. Tal como enunciado pelo CT, os fatores conjunturais que conduziram para a redução das TAR foram; *i)* o elevado nível da procura de GN que contribuiu para a diminuição de custos fixos unitários das infraestruturas; *ii)* a melhor conjuntura financeira nacional que tem promovido a diminuição dos custos de investimento a recuperar pelas tarifas.

D.3.2 REPERCUSSÃO NAS FATURAS AOS CONSUMIDORES DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

O CT reitera no seu parecer a recomendação de anos anteriores para que a ERSE estipule um parâmetro nas tarifas de acesso às redes de cada nível de pressão para definir a repercussão do valor relativo à contratação de capacidade de entrada na rede nacional de transporte. De acordo com o referido parecer, esta necessidade vem reforçada num contexto em que as tarifas de uso da rede de transporte nos pontos de entrada são diferentes entre as interligações internacionais e o terminal de GNL, ao contrário de anos anteriores.

A ERSE considera que o pagamento da tarifa de uso da rede de transporte nos pontos de entrada constitui um custo de aprovisionamento incorrido pelo comercializador, tal como a utilização do terminal de GNL e do armazenamento subterrâneo. Como tal, cada comercializador pode ter uma estratégia de aprovisionamento distinta e deverá poder repercutir esses custos de entrada de acordo com a sua estratégia. A definição de um parâmetro para condicionar a repercussão da tarifa de uso da rede de transporte paga nos pontos de entrada é indesejável, pois constituiria uma limitação à atividade de comercialização de gás natural em regime de mercado. Neste contexto remete-se para a "Nota informativa

sobre a aplicação da tarifa de entrada da rede nacional de transporte de gás natural", publicada pela ERSE a 31 de janeiro de 2014.

D.3.3 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES OPCIONAIS EM MÉDIA PRESSÃO E EM BAIXA PRESSÃO > 10 000 M³/ANO

O CT reconhece a importância da tarifa de acesso às redes opcional em MP e que a redução do desconto, de cerca de 7,5%, mantém a contribuição positiva deste mecanismo no sentido de se atingirem os objetivos que levaram à criação desta opção tarifária.

Conforme recomendação do CT a ERSE incluiu no documento "Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2019-2020 e parâmetros para o período de regulação 2020-2023" a fórmula com os parâmetros que permitem o cálculo do desconto da tarifa opcional.

D.3.4 ANÁLISE DAS DESCONTINUIDADES TARIFÁRIAS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO E EM BAIXA PRESSÃO

O CT reconhece como positivo o estudo sobre a "Avaliação dos impactos económicos na faturação dos consumidores na fronteira dos escalões". Reconhece ainda que a introdução de escalões de consumo nas tarifas de acesso às redes permitiu introduzir alguma continuidade nos tarifários entre os vários níveis de pressão. No entanto, considera que ainda existem "consideráveis discrepâncias que importa evitar".

A ERSE reconhece a importância de reduzir as descontinuidades tarifárias e nesse sentido tem vindo a introduzir alterações tarifárias com o objetivo de aproximação das curvas tarifárias entre os níveis de pressão distintos, para consumos semelhantes, conforme tem vindo a ser solicitado pelo CT. Nas tarifas para o ano gás 2019-2020 continua a ser prosseguido este caminho de aproximação das curvas tarifárias.

No que se refere às diferenças nos preços de energia indicadas pelo CT, uma análise preço a preço não é apropriada para avaliar os impactes tarifários decorrentes da existência de descontinuidades tarifárias. Esta análise deve ser efetuada tendo em consideração todas as variáveis de faturação, reproduzindo a faturação global de cada consumidor, conforme quadros 10-4 e 10-5 do documento "Estrutura tarifária no ano gás 2019-2020". Nestes quadros é possível observar que nas tarifas agora aprovadas conseguem reduzir-se não só as descontinuidades tarifárias, mas também o número de consumidores afetados pelas descontinuidades tarifárias.

Adicionalmente, conforme figura 10-3 do referido documento, a redução do número de consumidores afetados pelas descontinuidades nas curvas tarifárias dos diferentes níveis de pressão e escalões de consumo é conseguida garantindo reduções tarifárias na componente de acesso às redes para todos os consumidores.

No que respeita à aplicação das tarifas de acesso às redes opcionais, importa salientar que nos termos do n.º 14 e do n.º 15 do artigo n.º 26.º do Regulamento Tarifário, qualquer consumidor com faturação em Média Pressão (MP), incluindo os consumidores com ligação em Baixa Pressão (BP) e faturação em MP, com consumos anuais superiores ou iguais a 10 000 000 m^3/ano, pode optar por tarifas de acesso às redes opcionais em MP. O valor do desconto é determinado nos termos da fórmula prevista na Diretiva anual de preços regulados, e depende do consumo anual do cliente num horizonte temporal dos últimos 3 anos e da distância da instalação consumidora à rede de AP.

Este mecanismo, aplicável desde 2016-2017, veio substituir a regra anterior onde qualquer consumidor com um consumo superior a 50 milhões m^3/ano e ligado em MP poderia usufruir da tarifa de acesso às redes de AP.

D.4 OPÇÕES TARIFÁRIAS

O CT realça que, na sequência da implementação do "Código de Rede de Tarifas", a eliminação da opção tarifária de curtas utilizações no contexto da tarifa de uso da rede de transporte constitui uma redução das opções tarifárias ao dispor dos consumidores. Também em pareceres anteriores o mesmo órgão consultivo

sublinhou a importância de disponibilizar novas opções tarifárias para potenciar uma maior utilização do sistema nacional de gás natural.

Em particular, são referidos o "empilhamento de tarifas" (opções tarifárias cumulativas) e o "empilhamento de contratos" (contratos de diferentes comercializadores no mesmo ponto de entrega) como soluções para viabilizar uma maior utilização do sistema nacional de gás natural. O CT sugere concretamente a implementação de um projeto-piloto que permita concluir sobre os méritos de adicionar soluções inovadoras à estrutura tarifária.

Neste contexto, a ERSE aproveita para sublinhar dois aspetos. Primeiro, a eliminação da opção tarifária para curtas utilizações na tarifa de uso da rede de transporte surge num contexto em que essa opção tarifária apresentava uma reduzida adesão[153], parcialmente explicada pela disponibilização das opções tarifárias flexíveis. Segundo, o empilhamento de tarifas já é permitido pela ERSE nos meses de maior procura, através da tarifa flexível anual.

Considerando as recomendações do CT, a ERSE propõe estudar os moldes para implementar o projeto-piloto sugerido pelo CT relativamente ao empilhamento de tarifas e de contratos. É importante ter em conta que um maior empilhamento sem o esperado aumento na utilização do sistema de gás implica uma perda de receita, que terá que ser paga pelos restantes consumidores.

D.5 TARIFA SOCIAL

No seu parecer o CT solicita à ERSE a verificação da possibilidade e a viabilidade de tornar o acesso à tarifa social de gás natural mais abrangente, designadamente, pela inclusão de mais escalões de abono de família e da pensão social de velhice, e a aplicação do critério de elegibilidade por via do rendimento familiar.

Do estudo divulgado pelo Observatório da Energia[154], em março de 2019, resulta que o critério de elegibilidade relativo ao rendimento global, o qual não é aplicável ao setor do gás natural, é o critério que abrange mais de 50% dos beneficiários da tarifa social no setor elétrico[155]. Para o setor de gás natural, apesar de não serem apresentados dados discriminados por critério de elegibilidade, é seguro afirmar que o critério relativo ao abono familiar é residual, face aos demais aplicáveis associados a prestações da segurança social.

O estudo apresenta uma estimativa do impacto associado à uniformização de critérios que se traduzir-se-ia num aumento de beneficiários da tarifa social de gás natural, com um custo de financiamento da medida na ordem dos 7, 7 milhões de euros, ao qual acresceria uma perda de receita fiscal de cerca de 1,8 milhões de euros.

A decisão de alargamento dos critérios de elegibilidade não cabe à ERSE, sendo uma matéria da competência do governo, nos termos definidos pela lei. Contudo, será de sublinhar a importância do estudo dos impactos financeiros dessa decisão, bem como a avaliação dos regimes de financiamento associados visando garantir a sua sustentabilidade e segurança jurídica.

Saliente-se que os critérios de elegibilidade da tarifa social na eletricidade e no gás natural eram iguais no momento da criação do atual regime, contudo, a evolução do regime legal conduziu ao afastamento destes critérios, por alargamento da base de clientes elegíveis no setor elétrico.

No que respeita à informação sobre a aplicação da tarifa social, atento o mecanismo automático de atribuição do benefício da tarifa social, a ERSE não recebe informação dos agentes de mercado, que permita

[153] Dados de faturação para os anos gás 2016-17 e 2017-18 indicam a ausência de procura na opção das curtas utilizações, perspetivando-se o mesmo cenário para os anos gás seguintes.

[154] Disponível em: https://www.observatoriodaenergia.pt/wp-content/uploads/2019/04/estudo_tarifa_social.pdf.

[155] Pág. viii do sumário executivo do referido estudo.

maior detalhe sobre os critérios de atribuição da tarifa social. Sem prejuízo do exposto, a ERSE promoverá esforços para, de forma articulada com os organismos responsáveis pela atribuição da tarifa social, incrementar o nível de informação sobre esta matéria.

D.6 TAXAS DE OCUPAÇÃO DO SUBSOLO (TOS)

O Manual de Procedimentos para a Repercussão das Taxas de Ocupação do Subsolo (MPTOS), aprovado pela Diretiva n.º 12/2014, permite apenas a monitorização da repercussão das taxas de ocupação do subsolo que sejam devidas.

A aplicação do MPTOS permite detetar possíveis incumprimentos na repercussão, ao nível dos valores de referência e de desvio permitidos, e impor a reposição da neutralidade financeira.

Não obstante não se tratar de matéria tarifária, a ERSE tem informação que os agentes, na sua generalidade, têm procedido à repercussão sobre os consumidores dos valores de TOS pagas referentes ao ano de 2017 e anteriores sem que até ao momento tenha sido revisto o regime geral das taxas das autarquias locais como previsto, designadamente no Decreto-Lei n.º 25/2017, de 3 de março.

Sublinhe-se que tem sucessivamente sido publicada legislação relativa ao tema. Não só o Decreto-Lei n.º 25/2017, de 3 de março, de execução daquele orçamento, dispôs sobre a matéria, como a Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro, previu que as faturas a apresentar pelos comercializadores devem conter os elementos necessários a uma completa e acessível compreensão dos valores totais e desagregados faturados, designadamente taxas discriminadas, incluindo a taxa de ocupação do subsolo repercutida nos clientes de gás natural, bem como o município a que se destina e o ano a que a mesma diz respeito (artigo 9.º, n.º 1, al. h). Ainda, a Lei do Orçamento de Estado para 2019 previu, como referido no parecer do CT, que o Governo proceda, até final do 1.º semestre de 2019, à revisão do quadro legal enquadrador da taxa de ocupação do subsolo em vigor, nomeadamente em matéria de repercussão das taxas na fatura dos consumidores.

Esta aguardada alteração visa, justamente, para além de clarificar o tema da repercussão, introduzir limites máximos aos valores de TOS que podem ser liquidados, permitindo diferenciações em função da tipologia de fornecimentos, que atenda aos princípios da objetividade, proporcionalidade e não discriminação.

A ERSE toma boa nota das recomendações do CT, considerando as mesmas adequadas à clarificação do quadro jurídico das TOS, que se impõe. Caso a ERSE tenha a possibilidade de se pronunciar no âmbito da legislação em preparação pelo governo, as recomendações do CT serão cuidadosamente ponderadas e tidas em conta na análise da solução proposta.

A ERSE partilha da opinião do CT que identifica uma dificuldade de acesso e consulta de informação relativa à TOS. A informação publicada pelos operadores da rede de distribuição de gás natural, imposta por via regulamentar, visa responder a esta necessidade. Não obstante, em função da decisão governamental sobre a TOS, a ERSE ponderará a disponibilização de ferramentas que permitam incrementar a informação disponível sobre a TOS, auxiliando a decisão de consumidores e demais interessados, conforme é solicitado pelo CT.

D.7 INVESTIMENTOS

Em termos de investimentos a Sonorgás encontra-se numa situação particular porque a quase totalidade dos investimentos que se propõe realizar nos próximos anos diz respeito aos investimentos necessários para abastecer os 18 novos polos de consumo, cujas licenças de distribuição de gás natural lhe foram atribuídas em 2015 pelo Estado enquanto concedente. Assim, esses investimentos suportam-se em planos de investimento específicos para os novos polos.

Relativamente à monitorização do investimento, a ERSE continuará a monitorizar todos os investimentos realizados pelos operadores de infraestruturas, no entanto, tal como já evidenciou no seu recente parecer

aos PDIRD-GN 2018, a aprovação dos mesmos pelo Estado concedente é de extrema importância no processo de avaliação dos investimentos para efeitos tarifários.

D.8 PREÇOS REGULADOS

A ERSE toma boa nota os comentários apresentados.

D.9 TRANSPORTE RODOVIÁRIO DE GNL PARA AS UAGS

Apesar do novo contrato coletivo de trabalho em vigor desde 1 de outubro de 2018, o setor do transporte de mercadorias perigosas encontra-se em evolução. Na sequência da greve dos motoristas de transporte de substâncias perigosas em abril passado, deu-se início a um período negocial entre representantes das duas partes, sendo expectável que venham a ser acordadas alterações com impacte nos custos do transporte de GNL por rodovia. Todavia, à data, não são ainda conhecidas as alterações e a sua data de entrada em vigor, sendo por isso difícil estimar os custos a ocorrer no ano gás que se inicia.

É assim difícil, à data, encontrar o necessário equilíbrio entre o controlo de custos do transporte de GNL por via rodoviária (eficiência) e a opção de perequação de custos que está na base do atual modelo.

A ERSE admite como possível que os custos não recuperados por este mecanismo sejam refletidos nos custos de aprovisionamento, pelo que importa que o estudo a desenvolver analise as diferentes componentes de custo de modo a assegurar para cada uma delas uma razoável uniformidade tarifária. O estudo deve, entre outros, abordar os seguintes temas:

- Análise da experiência de aplicação do mecanismo vigente;
- Comparação entre os custos de transporte rodoviário de GNL e por gasoduto;
- Análise dos custos de mercado para transporte rodoviário de GNL;
- Análise de alternativas ao mecanismo de perequação de custos;
- Análise do pressuposto vigente de que os clientes abastecidos por UAG suportam os custos da rede de transporte e do uso global do sistema;
- Envolvimento dos vários comercializadores e da ERSE.

Tendo em conta o exposto, em especial a incerteza existente, a ERSE considera prudente manter a proposta submetida ao CT, sem prejuízo das alterações que se revelem necessárias na sequência do estudo proposto pela ERSE sobre este tema, eventualmente em revisão extraordinária deste mecanismo ou dos seus parâmetros. Este estudo deve iniciar-se o mais rapidamente possível.

D.10 PROVEITOS PERMITIDOS

D.10.1 PROVEITOS UNITÁRIOS MÉDIOS

A ERSE toma boa nota da análise efetuada pelo CT e reconhece a sua importância, por forma a aferir se o custo médio por infraestrutura registado em Portugal é competitivo, quando comparado com um mercado mais maduro, como é o mercado espanhol. Esta evolução é o resultado da aplicação da metodologia de regulação por incentivos, que tem permitido promover uma gestão eficiente das infraestruturas, sem pôr em causa o equilíbrio económico financeiro das empresas reguladas.

D.10.2 PROVEITOS E PROCURA

A monitorização da procura é um exercício fundamental, tendo em conta que nas atividades de transporte e distribuição, os desvios tarifários estão fortemente associados a desvios de faturação, devidos à volatilidade da procura.

Nesse sentido, a ERSE tem desenvolvido esforços para implementar medidas que visam mitigar variações tarifárias devidas a flutuações da procura, pelo que se congratula pelo reconhecimento por parte do CT dos resultados obtidos com a aplicação dessas medidas.

D.10.3 NÍVEL DE PROVEITOS

A monitorização do equilíbrio económico financeiro das empresas é efetuada de forma continuada pela ERSE, analisando para este efeito, não apenas a informação enviada pelas empresas para cálculo dos proveitos permitidos, como também a informação financeira que consta das suas contas estatutárias.

Os resultados desta monitorização são tidos em conta na definição por parte da ERSE dos proveitos permitidos das empresas reguladas e, em particular, dos parâmetros em vigor durante os períodos regulatórios. Assim, a definição dos parâmetros regulatórios é efetuada tendo em conta os contextos financeiro, económico e legal em que as atividades são exercidas, bem como a evolução perspetivada para esses contextos.

Esta preocupação foi reforçada com a aplicação do princípio da partilha, entre consumidores e empresas, dos resultados alcançados por estas últimas, que é definido no Regulamento Tarifário em vigor. Este princípio foi tido em conta, por exemplo, na redefinição para o próximo período regulatório das bases de proveitos das atividades sujeitas à regulação por incentivos.

Assim, a ERSE tem tido em consideração as especificidades das atividades reguladas, o que justifica que no setor do gás natural, ao contrário do setor elétrico, continua a ser aplicado nos proveitos que recuperam os custos com os investimentos em todas as atividades uma metodologia do tipo *rate of return*, que procura garantir a remuneração, a uma taxa previamente definida, dos ativos entrados em exploração[156].

No que diz respeito à contribuição extraordinária sobre o setor energético (CESE), que visa financiar mecanismos que promovam a sustentabilidade sistémica do setor energético, a sua não consideração no cálculo da taxa de remuneração decorre, simplesmente, da aplicação do seu quadro legal.

Assim, a lei que enquadra a CESE é explicita relativamente à sua repercussão tarifária. O regime da CESE aprovado pelo artigo 228.º da Lei n.º 83-C/2013, de 31 de dezembro, na sua redação atual, refere no n.º 1 do artigo 5.º o seguinte: "As importâncias suportadas pelos sujeitos passivos a título de contribuição extraordinária sobre o setor energético não são repercutíveis, direta ou indiretamente, nas tarifas de uso das redes de transporte, de distribuição ou de outros ativos regulados de energia elétrica e de gás natural, previstas nos regulamentos tarifários dos respetivos setores, não devendo a contribuição ser considerada, designadamente, para efeitos de determinação do respetivo custo de capital".

Desta forma, a ERSE tem-se limitado a agir em consonância com o quadro legal em vigor, não fazendo repercutir nas tarifas, os valores da CESE.

Refira-se ainda, que seja conhecimento da ERSE, alguns dos grupos económicos regulados do setor do gás natural, não têm procedido ao pagamento da CESE devida no cumprimento da legislação em vigor.

D.11 INJEÇÃO DE BIOMETANO NA REDE DE GÁS NATURAL_TG

A ERSE reconhece a necessidade de considerar este tema na regulamentação. Assim, na próxima revisão do Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico e do gás natural prevê-se introduzir as regras para a injeção de biometano na rede de gás natural, designadamente os requisitos de qualidade, odor e pressão do gás.

[156] Como nos proveitos que procuram recuperar os gastos com operação e manutenção é aplicado uma regulação do tipo *price cap*, a capacidade das empresas em conseguir obter essa taxa de remuneração dependerá, na prática, do seu desempenho em alcançar as metas definidas pelo regulador para esses gastos.

E. PÂRAMETROS REGULATÓRIOS 2016-2019

E.1 TAXA DE REMUNERAÇÃO DE ATIVOS

E.1.1 METODOLOGIA DE CÁLCULO DO CUSTO DE CAPITAL MÉDIO PONDERADO (CCMP)

E.1.1.1 REMUNERAÇÃO DO CAPITAL DAS ENTIDADES REGULADAS NO PERÍODO REGULATÓRIO 2020-2023

A ERSE toma boa nota os comentários apresentados.

E.1.1.1.1 DETERMINAÇÃO DO PRÉMIO DE RISCO DE MERCADO

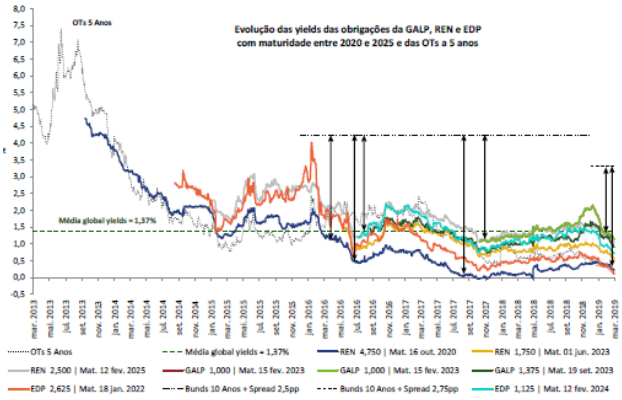
A consideração da manutenção do prémio de risco de Portugal foi decidida tendo em conta a incerteza ainda presente na economia portuguesa, a capacidade de diversificação deste risco e a continuidade da metodologia aplicada. A diferença de resultado do prémio de risco país agora definido (2,16%), face ao definido para o anterior período regulatório (1,68%) tem origem, por um lado, na metodologia de cálculo que dá continuidade à metodologia considerada para o setor elétrico e, por outro lado, na redução da média das *yields* dos países com *rating* AAA

No anterior período regulatório, teve-se em consideração um período mais alargado de dados e de países, por força da maior incerteza existente na altura de definição dos parâmetros. A média das *yields* dos países com *rating* AAA era, à altura, de 3,48%, sendo o valor correspondente para o atual período de 0,57%. Desta forma, o incremento do prémio de risco de Portugal teve por base, em grande medida, a redução do valor base da média das *yields* dos países com *rating* AAA, que passou de 4 para 2 países, que não teve uma evolução da mesma ordem nas *yields* das OT nacionais.

E.1.1.1.2 PRÉMIO DE RISCO DA DÍVIDA

Em 2016 as *yields* de diferentes obrigações das empresas encontravam-se em valores inferiores às *yields* das OT a 5 anos. Durante 2018 e no início de 2019, apesar da redução da maturidade dessas mesmas obrigações das empresas, a redução das *yields* das OT a 5 anos (e também das Bund a 10 anos), que, sendo *per* si um *benchmark,* mantêm uma maturidade constante, não se refletiu numa redução tão acentuada das obrigações das empresas, que poderia ser, inclusivamente, mais acentuada, fruto da redução implícita da maturidade das mesmas. Desta forma, observa-se um alargamento dos *spreads* entre os custos de financiamento implícitos nas *yields* das obrigações das empresas que detêm este tipo de instrumentos de dívida, que teriam, inclusivamente vantagem sobre as outras empresas que não têm acesso a estes instrumentos de dívida mais favoráveis. Assim, tendo em consideração a repercussão muito mais lenta e, inclusivamente, menos acentuada, nos custos de financiamento das empresas reguladas, o *spread* foi alargado para ter em consideração esse desfasamento e essa não repercussão direta da redução das *Bund* a 10 anos nos custos de financiamento das empresas.

Figura 1 - Evolução das *yields* das obrigações da GALP, da REN e da EDP com maturidade entre 2020 e 2025 e das OT a 5 anos

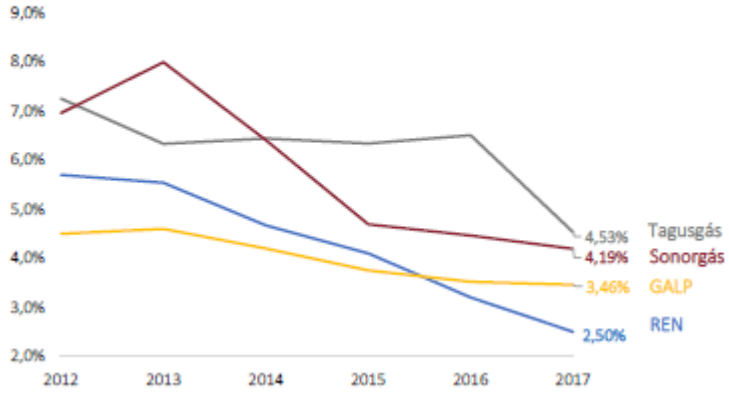


Fonte: ERSE, Reuters

De facto, mesmo com o incremento do *spread* em 0,25pp, observa-se uma redução do custo do capital alheio (o valor das Bund a 10 anos acrescido do *spread* - ver figura 1) de 4,23%, no anterior período regulatório, para 3,32% no atual período regulatório, para efeitos de cálculo da taxa de remuneração dos ativos. Estes valores são definidos tendo em consideração uma multiplicidade de fatores e de dinâmicas entre os mesmos, nomeadamente a evolução dos mercados financeiros, a evolução dos mercados de dívida de obrigações dos grupos económicos em que se inserem as empresas reguladas, a evolução dos custos de financiamento dos diferentes grupos económicos, incluído os grupos económicos de menor dimensão, sem acesso a condições de emissão de dívida mais favoráveis e as perfectivas futuras para cada um desses múltiplos fatores e dinâmicas.

Na […] são apresentados os custos médios da dívida que apresentam as diferentes evoluções e que mostram as diversas dinâmicas de evolução e os diferentes níveis de custo da dívida que são tidos, igualmente, em consideração na definição do *spread* a definir para cada período regulatório.

Figura 2 - Custo médio da dívida da GALP, REN, Sonorgás e Tagusgás



Fonte: ERSE, GALP, REN, Sonorgás, Tagusgás

Assim, tendo em conta todas as estas evoluções e todos os diferentes fatores que influenciam o custo médio da dívida, a ERSE entendeu que se justificava o incremento do prémio de risco da dívida em 0,25pp, por forma a garantir uma maior adequação entre o custo de capital alheio implícito na taxa de remuneração dos ativos e as condições de financiamento que atualmente beneficiam as empresas reguladas.

E.1.2 OPEX

O CT refere, na sua consideração geral sobre a taxa de remuneração de ativos, que esta *"… tem vindo a baixar progressivamente atingindo hoje, em média, cerca de 55% do valor inicial."* e que *"… tendo em conta esta trajetória e a sua preocupação com a perenidade do sistema no longo prazo, solicita ao regulador, dada a complexidade e impacto desta variável, que abra espaço de discussão sobre a sustentabilidade e o equilíbrio económico-financeiro do setor"*. Espelhando o comentário do CT uma preocupação relativamente à diminuição desta mesma taxa de remuneração dos ativos, que não se reflete nos dois pontos anteriores.

As diferenças evidenciadas pelo CT entre a evolução das parcelas que compõem a taxa de remuneração dos ativos e a própria taxa, exemplificam a complexidade das relações inerentes ao seu cálculo. A taxa de remuneração dos ativos resulta de uma multiplicidade de variáveis e dinâmicas que são avaliadas, tendo em conta uma metodologia que se pretende coerente e que tem por base, entre outros princípios, o princípio da estabilidade regulatória.

A conjugação do princípio da estabilidade regulatória com a garantia do equilíbrio económico e financeiro por parte das atividades dos setores regulados exercidos em regime de serviço público, quando geridas de

forma adequada e eficiente, definidas nos estatutos da ERSE, resultam, naturalmente, na adaptação dos parâmetros regulatórios, tais como as taxas de remuneração, ao contexto económico e regulamentar vigente e não controlável pelas empresas.

No que diz respeito à taxa de remuneração, o contexto financeiro é de maior importância, sendo que o mesmo caraterizou-se nos últimos anos por taxas de juro historicamente baixas. Registe-se, por exemplo, que as *yields* das Obrigações do Tesouro a 10 anos representam atualmente apenas 1/3 do valor médio verificado em 2008.

Assim, apesar da multiplicidade de fatores que justificam a evolução do custo de capital das atividades reguladas, e, consequentemente, que essa evolução não se poder resumir à evolução das *yields* das Obrigações do Tesouro, o facto desta variável ser utlizada como indexante, parcial, da taxa da remuneração, justifica que a mesma possa ser considerada uma referência válida da evolução do contexto financeiro.

Neste prisma, a diminuição da taxa de remuneração destacada pelo CT da ERSE é totalmente compreensível.

Relativamente à solicitação do CT, para que regulador abra espaço de discussão sobre a sustentabilidade e o equilíbrio económico-financeiro do Setor, a ERSE sempre esteve, e sempre estará, disponível para esse mesmo debate e avaliação. A indexação, parcial, das taxas de remuneração dos ativos, à evolução das *yields* das obrigações do Estado, metodologia única a nível europeu, é disso exemplo.

E.2.1 OPEX DA RNTIAT_PF

Na fixação dos parâmetros regulatórios para o período regulatório 2020-2023, a ERSE, à semelhança de exercícios anteriores, procedeu à análise da evolução dos custos de exploração (OPEX) das diversas atividades reguladas, tendo em conta as suas especificidades.

No caso da atividade de Transporte de gás natural, a análise da evolução dos custos de OPEX permitiu constatar que a empresa concessionária da rede de transporte, conseguiu, desde 2010 (primeiro ano de aplicação de metas de eficiência à atividade de Transporte), reduzir significativamente os seus custos reais com OPEX, mas que, apesar das metas de eficiência aplicadas pelo regulador, continua a obter um nível de OPEX aceite em ajustamentos, bastante superior aos seus custos reais. Dito de outra forma, os seus proveitos permitidos apesar de decrescerem, continuam superiores aos seus custos reais, que têm diminuído a um ritmo superior, sendo esta dinâmica exemplificativa das virtudes desta forma de regulação.

Esta tendência tem vindo a acentuar-se desde 2012, sendo que, em 2017, o nível de OPEX aceite foi claramente superior ao OPEX real.

Mesmo após a revisão em baixa do valor da base de proveitos permitidos para o novo período regulatório, que reflete o principio de partilha de ganhos de eficiência entre empresa e consumidores, continua a existir um diferencial relevante entre o nível da base de custos aceites e o nível de custos previstos. Desta forma, foi fixada para o novo período regulatório, uma meta de eficiência de 3% (deduzida da inflação), igual à do período regulatório anterior, e superior à que seria aplicada caso a totalidade dos ganhos fossem transferidos para os consumidores, de modo a garantir ao longo do período regulatório uma maior partilha com os consumidores dos ganhos de eficiência alcançados pela empresa.

Os custos com a eletricidade na atividade de receção, armazenamento e regaseificação de GN, estão relacionados em grande parte com as quantidades de GNL regaseificado, devido aos processos de recirculação de GNL nas instalações e com o custo unitário da eletricidade.

Na atividade de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, optou-se por passar a recuperar todos os custos com a eletricidade, a partir do período regulatório 2020-2023, através da parcela variável que se encontra indexada ao consumo de energia ativa, reforçando essa componente de custos em relação aos anteriores períodos regulatórios e garantindo assim uma maior adequação entre os proveitos permitidos

e a natureza dos custos recuperados. Assim, procedeu-se à calibração da parcela, que evolui em função da variação média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros publicado pelo OMIP e um fator de eficiência.

O custo com a energia consumida varia com a evolução verificada do seu preço no mercado grossista, deduzida de um fator de eficiência de 2%. Este fator pretende incentivar a empresa a proceder à contratação eficiente do fornecimento de eletricidade, escolhendo as melhores ofertas disponíveis no mercado, que se adequem à natureza do seu consumo.

E.2.2 OPEX DA DISTRIBUIÇÃO

E.2.2.1 BASE DE CUSTOS E INDUTORES

A proposta da estrutura de custos dos ORD definida pela ERSE para o próximo período regulatório considera um menor peso dos custos fixos nas empresas licenciadas. Neste contexto, o CT refere não ser evidente que estas empresas, por serem de menor dimensão, possam acomodar mais facilmente esta tipologia de custos comparativamente às empresas de maior dimensão sugerindo uma melhor justificação desta proposta ou a manutenção do parâmetro. A definição da proposta da estrutura de custos, tal como plasmado do documento de parâmetros, foi suportada nos resultados da análise econométrica efetuada que justificou uma distinção da estrutura de custos das empresas licenciadas comparativamente às empresas concessionadas, mais especificamente, a existência de um menor peso dos custos fixos para as empresas licenciadas. Refira-se que esta caraterística apontada às empresas de menor dimensão é também suportada na literatura económica. Nesta é referido que as empresas de menor dimensão apresentam uma maior flexibilidade, isto é, uma maior capacidade de adaptação às alterações do meio envolvente (ver, por exemplo, Villalba,2006; Minovic *et al*, 2016 e Bartz e Winkler, 2016).

Adicionalmente, temos que considerar a própria especificidade das empresas em causa. À exceção da Sonorgás, que se encontra numa fase de acentuado crescimento conforme o exposto no documento de parâmetros, as restantes quatro empresas licenciadas são empresas do grupo GALP. Desta forma, estas empresas estão inseridas num grupo económico do setor energético de dimensão muito relevante que lhes permite incorporar uma estrutura de custos mais flexível comparativamente a outras empresas de menor dimensão que não usufruem deste tipo de afiliação económica.

E.2.2.2 EFICIÊNCIA

O CT solicita uma pronúncia da ERSE relativamente à alteração da metodologia de suporte à definição das metas de eficiência dos ORD. Tal como referido no documento de parâmetros para 2020 a 2023, foi mantido os procedimentos metodológicos utilizados para a análise da eficiência para o período regulatório de 2016 a 2019, incluindo a utilização de três modelos associados à variável dependente custos de exploração líquidos e relacionados com os principais indutores de custos desta atividade e validados pelas análises efetuadas na definição dos parâmetros dos anteriores períodos regulatórios.

Contudo, durante a avaliação dos resultados obtidos para o presente período regulatório constatou-se que a utilização de apenas dois modelos permitia uma definição mais robusta dos dois grupos de empresas menor eficiência.

Importa reforçar que, de um modo geral, os resultados obtidos na análise efetuada no anterior período regulatório, não se afastam muito dos atuais.

Finalmente, importa ainda realçar que a maior capacidade das empresas em atingirem as metas definidas no anterior período regulatório permitiu à ERSE, por um lado, aproximar pela primeira vez a base de proveitos permitidos dos custos reais das empresas e, por outro lado, rever em baixo os fatores de eficiência.

Adicionalmente, a ERSE esclarece que a metodologia econométrica do índice de Malmquist que suportou a análise da eficiência associada ao progresso tecnológico foi aplicada ao período de 2013 a 2017,

garantindo assim uma maior estabilidade no cálculo deste fator. Deste modo, o valor de 2% resulta da média dos valores anuais obtidos para o *frontier shift índex effect*.

E.2.3 COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA

O CT recomenda que a ERSE preste uma maior atenção às condições de equilibro financeiro dos Comercializadores de Último Recurso (CUR) e uma monitorização das opções metodológicas, por considerar que a indexação dos seus custos operacionais aceites ao número de clientes poderá representar um potencial de criação de constrangimentos operacionais. A ERSE partilha estas preocupações, acompanhando atentamente a evolução da atividade de comercialização de último recurso retalhista.

Neste particular, a ERSE, na preparação do próximo período de regulação, teve em conta as atuais circunstâncias do mercado e toda a informação relevante, sem descurar as condições em que aquela atividade é desempenhada. A título exemplificativo, recorda-se o exposto no ponto 4.2, do documento "Parâmetros de regulação para o período de 2020 a 2023", sobre a evolução da atividade dos CUR. É patente que, apesar da extinção de tarifas reguladas estar prevista para o final de 2020, o ritmo de saída dos clientes para o mercado reduziu-se significativamente nos últimos dois anos, invertendo a tendência de quebra acentuada no número de clientes que se observou entre 2012 e 2015. O abrandamento da diminuição da atividade dos CIR justifica a manutenção da indexação dos custos aceites ao número de clientes, bem como a revisão em alta do peso dos custos fixos na estrutura de custo. Sublinhe-se que essa revisão decorreu das análises efetuadas com recurso a métodos paramétricos e a questionários enviados a empresas, cujos resultados constam do documento de parâmetros acima referido.

E.2.4 ADITIVIDADE TARIFÁRIA

O princípio da aditividade tarifária necessita de ser devidamente articulado com a aplicação de outros princípios, designadamente a proteção dos clientes face à evolução das tarifas. Este último princípio é assegurado através dos mecanismos de limitação de acréscimos por termo tarifário. A aprovação das tarifas a vigorarem em cada ano é orientada pela aplicação holística destes dois princípios gerais.

O CT nota que na atual proposta de tarifas o diferencial entre a tarifa transitória de venda a clientes finais e a tarifa aditiva foi agravado face às tarifas estabelecidas para o ano gás 2018-2019, em todos os escalões de consumo, notando-se um comportamento especialmente divergente no escalão 1 da BP<, que surge como favorecido.

Devido ao início de um novo período de regulação os custos incrementais da atividade da rede de distribuição foram alterados, o que conduziu à alteração da estrutura das tarifas de uso da rede de distribuição e consequentemente à alteração da estrutura das tarifas de venda a clientes finais aditivas para as quais as tarifas de venda a clientes finais transitórias devem convergir.

Num processo de descida generalizada de tarifas a opção tomada pela ERSE foi a de garantir que nenhum consumidor observasse acréscimos tarifários em termos reais, ou seja, não permitir acréscimos de preços superiores à taxa de inflação (1,5%). Esta opção conduziu à situação identificada pelo CT.

◆ Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2018-2019 ◆

Os estatutos da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho, dispõem sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário "(...) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços"[157].

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setores elétrico e gás natural: "(...) emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços", parecer este que é aprovado por maioria, não tem carácter vinculativo e deve ser emitido no prazo máximo de 30 dias após a receção da proposta.

O Conselho de Administração da ERSE entregou ao CT uma "Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2018-2019", solicitando parecer sobre a mesma.

No decurso do período para emissão de parecer, o CT solicitou à ERSE esclarecimentos, tendo esta respondido em 24.04.2018.

Assim, a Secção do Setor do Gás Natural do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I - GENERALIDADE

1. ENQUADRAMENTO

a. O presente parecer visa apreciar a proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2018-2019 (AG 2018-2019), apresentada pela ERSE no exercício dos poderes que lhe são conferidos por lei.

b. O documento em apreço tem por base os parâmetros definidos para o período regulatório 2016-2019 e integra já as alterações do Regulamento Tarifário (RT) e do Regulamento de Relações Comerciais (RRC) ocorridas no início de 2018, decorrentes da necessidade de adaptar a regulamentação do setor do gás natural ao Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, que aprovou o regime jurídico aplicável à atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC), às alterações relativas ao mecanismo de financiamento da Tarifa Social (TS) preconizadas pela Lei n.º 114/2017, de 29 de dezembro, que aprovou o Orçamento do Estado para 2018, e ao Código Europeu de Rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás natural, aprovado pelo Regulamento (CE) 2017/460 da Comissão, de 16 de março.

c. A determinação anual das tarifas e preços de gás natural inclui as tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais (TTVCF), a TS e as tarifas de Acesso às Redes (TAR) de transporte e de distribuição e das infraestruturas de alta pressão, assim como os preços dos serviços regulados.

d. No que respeita às TTVCF, a variação para consumidores finais com consumo anual inferior ou igual a 10.000 m^3, a vigorarem a partir de 1 de julho de 2018, relativamente a julho de 2017, corresponde a decréscimos de 0,2%, de 4,2% para consumidores finais com consumo anual superior a 10.000 m 3 e de 5,2% para clientes em média pressão:

[157] Cf. Artigo 48.º do Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho.

Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais	Variação tarifária 2018-2019/2017-2018
Baixa pressão com consumo ≤ 10 000 m³/ano	-0,2%
Baixa pressão com consumo > 10 000 m³/ano	-4,2%
Média pressão	-5,2%

Fonte: ERSE, Comunicado de Imprensa "Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2018-2019" pág. 1

e. Esta redução das TTVCF resulta em especial da variação nas TAR para o período que decorre entre 1 de julho de 2018 e 30 de junho de 2019, relativamente ao período homólogo de 2017-2018, que consta do quadro seguinte:

Quadro 0-2 - Variação anual das tarifas de acesso às redes

Tarifas de Acesso às Redes	Variação tarifária 2018-2019/2017-2018
Clientes em AP (> 50 milhões de m³) *	-49,7%
Clientes em MP e BP> (> 10 000 m³)	-12,6%
Clientes em BP < (< 10 000 m³)	-0,1%

(*) Os limites de consumo indicados são indicativos

Fonte: ERSE, "Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2018-2019" pág.3

A relevância deste efeito, nomeadamente a divisão nas suas diferentes parcelas, bem como o impacto diferenciado nos diferentes segmentos de consumidores é discutido neste parecer, na especialidade.

f. Quanto à TS, os consumidores que reúnam os requisitos de acesso a esta tarifa beneficiarão de um desconto de 31,2% sobre as TAR, conforme determinado no Despacho n.º 3121/2018, de 27 de março, do membro do Governo responsável pela área da energia.

g. O CT como positivo o facto de, durante o período regulatório que se iniciou no ano gás de 2016-2017 e que se encerra com esta proposta, se ter verificado uma redução da média anual das TTVCF pagas pelos consumidores domésticos de 7%, e de 9,5% para os consumidores industriais.

h. De igual modo, o CT regista favoravelmente que, durante este período regulatório, as TAR fixadas pela ERSE tiveram uma redução média anual de 6,9% para os consumidores domésticos e de 17,5% para os consumidores industriais.

2. COMUNICAÇÃO DOS IMPACTOS TARIFÁRIOS

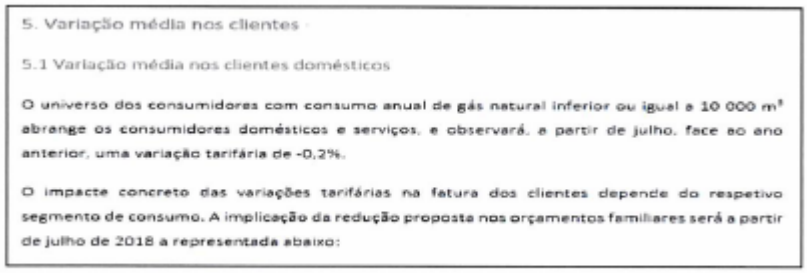
a. A comunicação das propostas de tarifas e preços de gás natural tem merecido a atenção do CT nos seus últimos pareceres, uma vez que este Conselho considerou que a ERSE deveria desenvolver esforços por melhorar a comunicação no que respeita às TTVCF, que são apenas aplicáveis a um universo reduzido de consumidores.

b. Entendeu o CT no seu anterior parecer relativo à proposta de tarifas e preços de GN 2017-2018, que os exemplos dos impactos das variações tarifárias nos orçamentos familiares não distinguiam com exatidão que a redução verificada nas faturas dos consumidores domésticos apenas no mercado regulado, dado que a variação da TAR no anterior período de fixação de tarifas para os consumidores domésticas foi de 0%. O CT considerou que poderia criar-se junto da generalidade dos consumidores uma falsa expetativa de redução das tarifas.

c. No entanto, no que respeita à atual proposta de tarifas e preços de gás natural, o CT entende que a redação do comunicado sofreu importantes melhorias, reforçando que as TTVCF apenas se aplicam aos consumidores que ainda permaneçam no mercado regulado.

d. Já no que respeita ao documento "Dossier de imprensa", que apresenta com maior detalhe a proposta de tarifas e preços, o CT entende que se mantém alguma falta de exatidão na redação formulada pela ERSE.

e. Denote-se por exemplo no ponto: 5.1 Variação média nos clientes, que não refere nem no seu título, nem nos primeiros parágrafos que esta variação apenas se aplica a uma pequena parcela de consumidores. Até pelo contrário começa-se por dizer que: "o universo dos consumidores …observará….variação tarifária de -0,2%", sublinhe-se que a utilização da expressão "universo dos consumidores" induz o leitor a assumir que a variação de 0,2% se aplica a todos os consumidores com consumos inferiores ou iguais a 10.000m^3/ano:



5. Variação média nos clientes

5.1 Variação média nos clientes domésticos

O universo dos consumidores com consumo anual de gás natural inferior ou igual a 10 000 m³ abrange os consumidores domésticos e serviços, e observará, a partir de julho, face ao ano anterior, uma variação tarifária de -0,2%.

O impacte concreto das variações tarifárias na fatura dos clientes depende do respetivo segmento de consumo. A implicação da redução proposta nos orçamentos familiares será a partir de julho de 2018 a representada abaixo:

Fonte: comunicado de imprensa

f. Por outro lado, denota-se alguma falta de exatidão quando é referido pela ERSE que os consumidores com consumo anual de GN inferior ou igual a 10.000m^3 são essencialmente os consumidores domésticos, incluindo pontualmente referência aos serviços, quando na realidade o universo destes consumidores é muito vasto e inclui até consumidores industriais, embora com um consumo de gás natural equiparado a um cliente doméstico.

g. No que respeita ao exemplo tradicionalmente apresentado na comunicação relativo ao impacto no orçamento das famílias, poderá questionar-se se este deverá continuar a ser formulado, quando a sua eventual aplicação ao caso real vai sendo cada vez mais diminuta, dada a progressiva redução do número de clientes nos CURR. Por outro lado, deverá equacionar-se a possibilidade de se comunicar o previsível impacto das variações das TAR, que neste caso já engloba todos os consumidores, ressalvando-se que este previsível impacto dependerá das condições tarifárias contratadas.

h. Por último, conhecendo-se a problemática de alguma iliteracia energética, o CT sugere que a ERSE aproveite também o momento da comunicação da proposta de tarifas para apresentar algum conteúdo que, de forma simples e clara, explique a estrutura tarifária.

i. Assim, o CT mantém a sua preocupação no que respeita a esta questão e entende que a ERSE, nos próximos exercícios de comunicação de propostas de tarifas e preços, deverá envidar todos os esforços para que explique com clareza que as variações tarifárias das TTVCF não se aplicam a todos os consumidores.

3. COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA (CURRS)

a. No seu parecer emitido a propósito da proposta de tarifas da ERSE para o ano gás (AG) 2017-2018, este Conselho considerava essencial que fosse repensado o modelo organizativo da atividade de comercialização de último recurso retalhista de modo a assegurar uma melhor adequação à realidade da sua dimensão e mercado, decrescentes por natureza. Adicionalmente, deverá ser tido em conta o período de tempo mais alargado estabelecido na Portaria n.º 144/2017, de 24 de abril, que prolongou a aplicação das tarifas transitórias de gás natural até ao final do ano 2020.

b. Considerando que a atividade CUR terá de existir sempre, a análise do modelo organizativo deverá ser coordenada pela ERSE, em conjunto com o Governo e envolvendo os *stakeholders* do setor, de modo a permitir uma maior previsibilidade do enquadramento de atuação a estas empresas.

c. Mantêm-se, neste contexto, também válidas e pertinentes as recomendaç5es apresentadas por este Conselho no que respeita à necessidade de a ERSE garantir as condiç5es necessárias para que os CURRs possam desempenhar a sua atividade de forma eficaz e eficiente, com a garantia de que o seu equilíbrio económico-financeiro seja assegurado. Recomenda-se ainda que a ERSE promova um exercício de monitorização dos parâmetros estabelecidos para os CURR no inicio do período regulatório 2016-2019, de forma a aferir a sua adequação ao funcionamento destas empresas no próximo período regulatório do setor.

4. FLUXOS FINANCEIROS NO SNGN

a. O CT reitera considerar essencial para defesa da transparência e visibilidade do nível de custos e sua alocação que a ERSE procure a simplificação do regime de fluxos financeiros entre empresas, atualmente em vigor.

b. Com efeito, verifica-se uma situação decrescente complexidade e consequente opacidade, particularmente evidenciada na figura "2-1 Fluxos Económicos e Financeiros do SNGN" do Documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para o AG 2018-2019 das empresas reguladas do Setor do Gás Natural".

c. Em particular, o CT recomenda que os fluxos financeiros sejam assegurados de forma direta entre as entidades envolvidas evitando a Intermediação do processo por terceiras partes, sem prejuízo de garantir o princípio base de que as transferências entre empresas devem ser realizadas quando os montantes a transferir estejam disponíveis, por terem sido previamente cobrados, evitando-se assim financiamentos Intermédios e custos adicionais.

5. REVISÃO RT

O CT reconhece que a presente proposta de tarifário foi preparada considerando os resultados da revisão regulamentar extraordinária, subsequente à 63.ª Consulta Pública lançada pela ERSE.

Nesta revisão regulamentar foram alteradas algumas disposições relevantes do RT sobre pontos que impactam esta proposta de tarifário, considerando o CT de destacar:

5.1. Calendário de aplicação das tarifas de acesso

a. Sendo certo que, pela entrada em vigor do Código Europeu de Tarifas, a tarifa a aplicar às entregas no VIP[158] Portugal-Espanha será válida até setembro de 2019, garantindo a ligação para o novo ano de reserva de capacidade[159], verifica-se que a ERSE optou por não realizar de imediato a harmonização do calendário de aplicação das demais tarifas de acesso (i.e., terminal de GNL, armazenamento subterrâneo e distribuição), reservando tal possibilidade para a próxima revisão regulamentar, previsivelmente a realizar antes do início do período regulatório seguinte (1 de julho de 2019).

b. O CT relembra que, no seu parecer à 63.ª Consulta Pública para revisão dos regulamentos, de 2 de março de 2018, expressou o seu claro entendimento quanto à vantagem resultante da harmonização dos calendários tarifários recomendando a implementação da mesma: "*Neste quadro, reconhecendo que a alteração agora proposta resulta de uma necessidade imediata de harmonização ao nível europeu, o CT recomenda que na próxima revisão regulamentar ordinária a realizar em 2019, se*

[158] Ponto de Interconexão Virtual, agregando as entradas e saídas do SNGN por Campo Maior e Valença do Minho.

[159] A decorrer de outubro de um ano a setembro do ano seguinte, nos termos do Código Europeu.

preveja que todas as tarifas — VIP, Transporte, Terminal GNL, Armazenamento Subterrâneo e Distribuição - sejam aprovadas nas datas agora estabelecidas (1 junho), mas que sejam aplicadas no ano de contratação, ou seja a partir de 1 de outubro seguinte."

c. Observando-se que uma evidente maioria das respostas à Consulta Pública, recomendou igualmente esta harmonização, em alguns casos aliás com sugestão de aplicação imediata nesta proposta de tarifário, o CT considera que a ERSE poderia tê-la realizado desde já, pois estaria claramente suportada por esse apoio evidente por parte dos *stakeholders*, independentemente de esta possibilidade não ter sido explicitada nesta proposta de revisão para o texto do RT.

d. Deste modo, reconhecendo a opção mais cautelosa da ERSE em manter, por ora, o calendário de aplicação das demais tarifas, o CT reitera a sua opinião quanto às evidentes vantagens em termos de estabilidade e previsibilidade regulatórias decorrentes desta harmonização, bem expressas pelos *stakeholders* nos comentários apresentados na consulta pública.

e. Assim, o CT fica na expectativa que a ERSE inclua na próxima revisão do RT as disposições necessárias para a completa harmonização dos calendários de aprovação e aplicação das tarifas reguladas, com sobreposição integral do "AG tarifário" com o "AG capacidade" (outubro de um ano a setembro do ano seguinte).

5.2. Regime de financiamento da Tarifa Social (TS)

a. O CT regista o cuidado expresso pela ERSE na proposta de tarifário quanto ao mecanismo de financiamento da TS.

b. Com efeito, como aliás o próprio CT expressara nos seus comentários à consulta pública, a redação empregue na legislação relevante[160] para estabelecer o novo regime de financiamento, ao afetar parte dos custos às "*vendas dos transportadores*", bem como a referência à "*alocação por volumes comercializados*", permitia sérias dúvidas de interpretação.

c. Deste modo, o CT entende as reservas mantidas pela ERSE na proposta de tarifário, e manifesta a sua concordância com a solicitação de clarificação dirigida ao Presidente da Assembleia da República, enquanto representante da entidade que, mais apropriadamente, poderá clarificar a aplicação dos princípios identificados na alínea b).

d. Sem prejuízo das reservas expostas pela ERSE, que o CT entende serem atendíveis, em sede de Especialidade neste parecer são apresentados comentários mais dirigidos à construção tarifária resultante dos descontos previstos na aplicação da TS.

5.3. Regulação das atividades do Operador de Mudança de Comercializador (OLMC)

a. O CT regista positivamente que a ERSE acolheu o seu parecer da necessidade de se manter uma monitorização específica deste operador, de modo a garantir que a recuperação de proveitos resultantes da sua atividade que serão alocados às tarifas do SNGN resulte de uma utilização adequada de recursos com custos sujeitos a critérios de eficiência.

b. Por outro lado, sem prejuízo dos comentários apresentados na Especialidade, o CT avalia como menos positiva a decisão da ERSE de manter uma estrutura tarifária complexa no relacionamento entre operadores de infraestruturas e o OLMC, nomeadamente pelo estabelecimento de uma variável tarifária ("capacidade") cuja aplicabilidade à atividade do OLMC não se afigura evidente.

c. O CT relembra que, no âmbito da 63.ª Consulta Pública, no seu parecer sugeriu que este procedimento poderia ter sido simplificado para um mecanismo de compensações, a exemplo do que ocorre noutros

[160] Em particular a Lei n.º 114/2007, de 29 de dezembro, que aprovou o Orçamento de Estado para 2018.

procedimentos de recuperação de proveitos permitidos no SNGN até em casos de transferência de verbas bem mais complexas (ex. com os ORD e CURR).

d. O CT recomenda assim que a ERSE avalie a possibilidade do OLMC recuperar os seus proveitos com base numa transferência fixa mensal a realizar pela REN, com correção (se necessária) em sede de ajustamentos no ano (11+2), nos termos estabelecidos no RT para estas situações.

6. RECOMENDAÇÕES PARA O PRÓXIMO PERÍODO REGULATÓRIO

O CT reconhece que esta proposta de Tarifário se dirige ao último ano do período regulatório em curso, pelo que esta proposta não inclui alterações significativas em relação às propostas dos anos anteriores.

Neste sentido, antecipa-se que a ERSE, como tem sido a sua prática, venha a lançar uma consulta pública para a revisão dos regulamentos do SNGN, em preparação do período regulatório a iniciar-se em 1 de julho de 2019.

Como ponto relevante na documentação dessa consulta pública, o CT relembra a necessidade de a ERSE apresentar um balanço da atividade do SNGN, nomeadamente pela avaliação crítica da eficácia das principais disposições regulamentares, pelo menos nos 2 últimos períodos regulatórios.

Retomando o expresso em pareceres anteriores, o CT destaca alguns dos pontos que crê deverão ser objeto de análise, de modo a melhorar a efetividade da regulamentação e a sustentabilidade e operacionalidade do SNGN, nomeadamente:

a. Duração do período regulatório, que poderá ser incrementado melhorando a estabilidade e previsibilidade regulatórias;

b. Harmonização do calendário de aplicação das tarifas de acesso, como discutido neste parecer;

c. Revisão fundamentada dos parâmetros de eficiência das atividades reguladas, considerando os ganhos já conseguidos nos sucessivos períodos regulatórios;

d. Modelo de financiamento das ligações às redes, em especial para consumidores não. domésticos, induzindo o desenvolvimento sustentável das redes de distribuição;

e. Modelo organizativo e operacional da atividade de comercialização de último recurso, também analisado neste parecer;

f. Seguindo o exemplo de Espanha, criação de opções tarifárias cumulativas ("empilhamento") que conferem maior flexibilidade à contratação de capacidade, induzindo maiores consumos;

g. Estrutura tarifária para clientes industriais mais aderente ao consumo;

h. Conclusão da harmonização regulatória com Espanha, permitindo a completa implementação do MIBGAS, com vista ao aumento da liquidez e concorrência no mercado grossista.

Adicionalmente, o CT insta que a ERSE, após a conclusão desta revisão, prossiga para a necessária adaptação da subregulamentação associada, de modo a garantir um corpo regulatório coerente, o que será especialmente relevante se se optar pelo aumento da duração do período regulatório.

II - ESPECIALIDADE

1. MERCADO LIVRE (ML)

1.1. Evolução do mercado

a. Com a Diretiva 2003/55/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho, posteriormente transposta para o direito nacional, pelo Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, ficaram estabelecidas as regras comuns para o mercado Interno do gás natural.

b. De forma ativa com esta Diretiva foi promovida a abertura do mercado do gás natural, proporcionando a. todos os clientes o direito de livre escolha de fornecedor e foram definidos prazos, organização e funcionamento do setor, condições de acesso ao mercado, bem como as atribuiç5es e o papel das entidades reguladoras independentes.

c. O Conselho de Ministros de 22 de junho de 2006 aprovou assim um calendário para a abertura do mercado livre, que permitiu que desde 1 de janeiro de 2010 todos os consumidores passassem a escolher livremente o seu comercializador de gás natural.

d. Foi, no entanto, definido que a liberalização seria introduzida gradualmente e, para tal, construído um regime transitório, onde entre outros aspetos, se destaca a figura do CUR .com o papel do fornecimento de gás natural aos consumidores que não optassem pela mudança de comercializador e com a função de atuar enquanto o mercado liberalizado não estivesse a funcionar com plena eficácia e eficiência) e a "tarifa transitória" aprovada pela ERSE.

e. Esta TTVCF aplicada ao gás fornecido pelos CURR teria um carácter restrito e provisório e apenas no período em que o mercado não assegurasse em termos competitivos e socialmente razoáveis o fornecimento de gás natural. Seria ainda acrescida de um fator de agravamento, para Induzir a adesão gradual dos clientes às formas de contratação disponíveis no mercado, repercutindo-se a sua receita a favor dos consumidores de gás natural através da tarifa de uso global do sistema, em termos a regular pela ERSE.[161]

f. O desenvolvimento verificado no mercado do gás natural veio, nos termos do Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho, justificar a extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás natural com consumos anuais superiores a m^3.

g. Relativamente aos clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10.000 m^3 têm-se verificado sucessivos adiamentos da extinção das tarifas transitórias para fornecimento de gás natural a clientes finais, tendo sido fixada a nova data de 31 de dezembro de 2020. nos termos da Portaria n.º 144/2017, de 24 de abril.

h. Ainda assim, o processo de liberalização do mercado de GN tem ocorrido de forma satisfatória, na medida em que o mercado disponibiliza já um número significativo de propostas comerciais para todos os segmentos de consumo como demonstra o grau de maturidade já atingido, em linha com outros processos de liberalização, nomeadamente o espanhol.

1.2. Informação sobre o mercado liberalizado

a. O CT tem reiteradamente alertado para a necessidade de divulgação pela ERSE dos resumos informativos de acompanhamento do mercado liberalizado de forma atempada e atualizada.

b. Em janeiro de 2018 foi finalmente publicado pela ERSE um Boletim sobre o mercado liberalizado de gás natural, reportando os dados a novembro de 2017[162], ato que naturalmente o CT saúda, mas sobre

[161] Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro.

[162] O último Boletim divulgado correspondia a dados do 1.º semestre 2015.

o qual desconhece atualizações mais recentes, devendo a ERSE estabelecer um período máximo de publicação que o CT recomenda não ser superior a trimestral.

c. Em qualquer caso, o CT relembra que a ERSE nos comentários ao parecer do CT sobre a proposta de tarifário para o AG 2017-18, a não publicação de relatórios de monitorização fora justificada "*por estar a decorrer uma auditoria*". O CT não tem conhecimento dos resultados desta auditoria.

1.3. Mercado: Evolução e informação

a. Comparando os documentos de "Caracterização da procura" para os anos gás 2017-2018 e 2018-2019, verifica-se que a ERSE estima que o balanço total de clientes no SNGN para este período aumente em, aproximadamente, 25 mil clientes, passando de 1.456 para 1.482 milhares de clientes.

b. Contudo tendo por base o suprarreferido Boletim, verifica-se que o saldo líquido mensal de entradas no ML tem sido ligeiramente superior a 5.000 clientes/mês, ainda que com tendência decrescente, o que pressuporá um aumento anual de, aproximadamente, 50.000 clientes.

c. Da leitura e comparação dos mesmos documentos resulta ainda notória a correção em alta da previsão do número de clientes ainda em Mercado Regulado (MR), que passa de 251 para 285 mil clientes, significando que, ao ritmo atual, menos de 10% dos atuais clientes em MR virão a transitar para o ML durante o AG de 2018-2019.

d. Pelos motivos elencados, reafirmando o já expressado em diversos pareceres, o CT considera que a ERSE deve utilizar os instrumentos de que disp5e para, em conjunto com todos os agentes do SNGN e os consumidores, continuar o processo de criação de condições para a migração plena dos clientes para o mercado livre.

e. Para tal, o CT sugere que, da mesma forma como têm vindo a ser produzidos relatórios cada vez mais completos acerca dos preços praticados e qualidade do serviço prestada pelas empresas a operar no setor, a ERSE passe também a disponibilizar ao mercado informação mais detalhada, sem prejuízo da proteção de dados pessoais.

2. COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO (CURR)

2.1. Ajustamentos de AG anteriores

a. A propósito das propostas de tarifas para os AG anteriores, e especificamente no que respeitou à proposta de parâmetros para o período regulatório em curso, o CT alertou para a necessidade premente de a ERSE tomar as medidas necessárias para garantir o desempenho desta atividade em condições sustentáveis do ponto de vista económico e operacional para as empresas.

b. Esta recomendação, que se mantém atuai, decorria da demonstração de que, apesar dos esforços realizados pelos CURR de adaptação à dimensão progressivamente menor do seu mercado, nem sempre lhes seria possível corresponder à repartição proposta pelo regulador para a estrutura de custos destas empresas entre fixos e variáveis e, simultaneamente, cumprir com os parâmetros de eficiência impostos.

c. Antecipando-se para breve a revisão regulamentar que antecede o início de um novo período regulatório, o CT considera essencial que a ERSE promova a revisão do modelo organizativo desta atividade, interiorizando os resultados das análises anteriormente identificadas e a realizar previamente.

d. O CT regista que a ERSE, à semelhança do que se verificou nas tarifas para 2017-2018, incorporou, nos ajustamentos dos proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural dos vários CURR, acertos relativos a anos anteriores.

e. Em 2017-2018 a ERSE indicava que o motivo que levou a estas correções estava ainda a ser apurado,

f. A ERSE na sua proposta para 2018-2019 mantém estas correções, aparentemente considerando-as como definitivas, sem esclarecer os valores aplicados a cada CURR[163].

g. O CT nota ainda, que na proposta tarifária 2018-2019 é criado um novo acerto adicional identificado como "quantidades» relativamente ao qual não foram também apresentados esclarecimentos.

h. O CT considera fundamental, de modo a assegurar a transparência das decisões tomadas peto regulador que quer o racional, quer a metodologia aplicada no cálculo destes ajustamentos, sejam publicados de forma a poderem ser analisados e verificados pelos CURR, bem como apreciados adequadamente pelo CT.

2.2. Tarifas transitórias de vendas a clientes finais

A diminuição generalizada das TTVCF resulta da combinação da redução relevante das TAR, discutida no ponto 5.1 deste parecer, conjugada com as variações propostas pela ERSE para as outras componentes desta tarifa — Energia e Comercialização —que devem refletir, respetivamente, por um lado a evolução dos custos de aprovisionamento de gás natural e, por outro, a estrutura e nível de custos próprios dos CURRs.

Observa-se uma variação simétrica destas componentes da TTVCF que não impede, contudo, uma diminuição em todos os níveis tarifários, como referido na Generalidade:

a. A variação da tarifa de energia para consumidores finais com consumo anual inferior ou igual a 10.000 m^3, a vigorar a partir de julho de 2018, corresponde a um decréscimo de 3,9%, por comparação com julho de 2017, conforme quadro 0.4:

Quadro 0-4 - Variação anual da tarifa de Energia para clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m^3/ano

Tarifas por atividade	Variação tarifária 2018-2019/2017-2018
Tarifa de Energia ≤ 10 000 m^3/ano	-3,9%

Fonte: ERSE, "Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o AG 2018-2019" pág.4

b. A variação da tarifa de comercialização para consumidores com consumo anual inferior ou igual a 10.000 m^3, relativamente ao período homólogo de 2017-2018:

Quadro 0-5 - Variação anual da tarifa de comercialização para clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m^3/ano

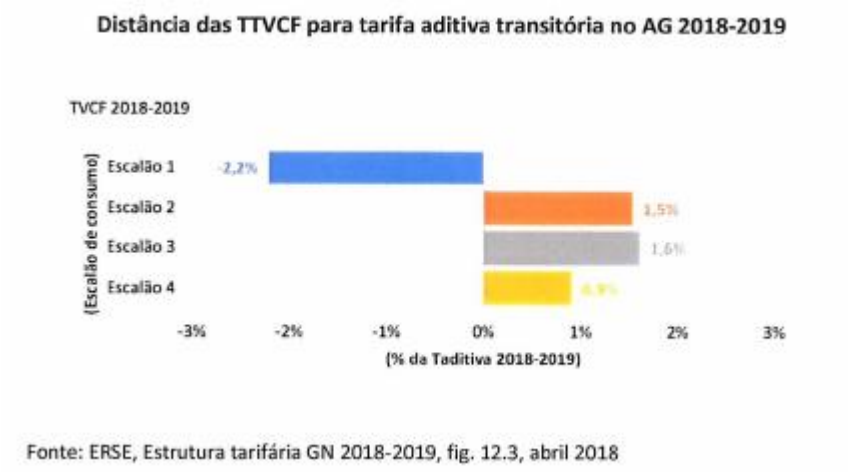
Tarifas por atividade	Variação tarifária 2018-2019/2017-2018
Tarifa de Comercialização ≤ 10 000 m^3/ano	11,2%

Fonte: ERSE, "Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o AG 2018-2019" pág. 4

c. O CT regista que a proposta de tarifas 2018-2019 Incorpora uma redução generalizada da distância das TTVCF para a tarifa aditiva transitória. O CT recomenda que a ERSE conclua o processo de transição

[163] Na aprovação do tarifário para o AG2017-2018 era referida a existência de "desajuste sistemático na função de compra e venda de gás natural. cujo motivo estava a apurar-se". Contudo, ainda que a ERSE mantenha esta correção identificada como "acertos de anos anteriores", não se vislumbra alguma elaboração sobre esse apuramento nos documentos agora submetidos a parecer do CT.

para uma estrutura tarifária totalmente aditiva, durante o próximo período regulatório, uma vez que se continua a observar uma assimetria relevante entre os vários escalões de consumo:



Fonte: ERSE, Estrutura tarifária GN 2018-2019, fig. 12.3, abril 2018

3. OLMC

a. Nos termos do Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março que alocou as responsabilidades da gestão do processo de mudança de comercializador à ADENE, quer para o SEN, quer para o SNGN, foi necessária a revisão do RT, por forma a enquadrar-se este novo agente do mercado.

b. Aquando da revisão do RT, o CT apresentou no seu parecer à 63.ª Consulta Pública, importantes preocupações no que respeita ao OLMC, em particular na identificação dos custos a transmitir para as tarifas, e que mais uma vez cumpre reiterar:

   i. Deverá existir um cuidado especial na separação das atividades exercidas pelo OLMC e na identificação dos seus custos para que não sejam considerados em duplicado ou, noutras situações, por omissão.

   ii. O valor a recuperar através da tarifa OLMC não deverá ser superior ao que se verificou em média nos últimos anos, para esta atividade.

   iii. O CT manifesta a sua preocupação pela incorporação de outros eventuais custos que poderão advir do alargamento das funções concedidas ao OLMC e que atualmente não são desenvolvidas pelo ORDE ainda que estes custos possam não ser refletidos sob a forma de tarifa.

   iv. O diploma legal que aprovou o regime jurídico aplicável ao OLMC, prevê que a tarifa seja uma das formas de financiamento desta atividade. Neste contexto, é uma preocupação do CT saber qual é a afetação entre as diferentes fontes de financiamento e os custos que se pretende recuperar.

c. O CT não pode deixar de sublinhar que, face aos montantes em apreço e em prol da simplicidade de aplicação, em vez de uma tarifa, teria sido mais indicada a recuperação de custos desta atividade de OLMC considerando um adicional de proveitos a recuperar por operador em função do número de clientes fornecidos pela sua rede e a transferência do valor assim considerado para o OLMC.

d. A este propósito relembra-se a recomendação do CT, no seu parecer relativo à revisão do RT: "considerando que o valor dos proveitos permitidos do OLMC é proporcionalmente reduzido face aos proveitos globais recuperados pelo ORT, o CT deixa à consideração a possibilidade de se realizarem transferências mensais fixas do ORT para o OLMC (duodécimos dos proveitos permitidos estimados para este), de modo a garantir uma constância de recuperação dos proveitos por esta entidade,

evitando-se a necessidade de ajustamentos interanuais relevantes, nomeadamente em situações de variabilidade do consumo".

e. Da revisão do RT resultou a criação das seguintes tarifas que permitem através da sua aplicação os fluxos financeiros necessários à recuperação de proveitos do OLMC:

i. A tarifa OLMC aplicada ao ORT para recuperação dos proveitos do OLMC. Esta tarifa é composta por um preço de capacidade utilizada, diferenciado para as entregas em AP e para entregas nas redes de distribuição.

OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR	PREÇOS
Operador da Rede de Transporte	
Capacidade utilizada Redes Distribuição (EUR/(MWh/dia)/mês)	0,320754
Capacidade utilizada Clientes AP (EUR/(MWh/dia)/mês)	0,000003

Fonte: ERSE, Proposta de Tarifas GN 2018-2019

ii. A tarifa OLMC aplicada pelo ORT às entregas em AP. às entregas a instalações abastecidas por UAG propriedade de clientes e às entregas nas redes de distribuição a partir de GNL Esta tarifa é composta por um preço de capacidade utilizada, diferenciado para as entregas em AP e para as entregas nas redes de distribuição.

OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR	PREÇOS
Redes de Distribuição	
Capacidade utilizada (EUR/(MWh/dia)/mês)	0,320754
Clientes em AP	
Capacidade utilizada (EUR/(MWh/dia)/mês)	0,000003

Fonte: ERSE, Proposta de Tarifas GN 2018-2019

iii. A tarifa OLMC aplicável pelos ORD às restantes entregas (MP e BP). Esta tarifa é composta por um preço do termo fixo, que não apresenta diferenciação por nível de pressão.

OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR	PREÇOS
Termo Fixo (EUR/mês)	0,0231

Fonte: ERSE, Proposta de Tarifas GN 2018-2019

iv. A tarifa OLMC aplicável pelo ORT às entregas às instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes)

Instalações abastecidas por UAGs (propriedade do cliente)	PREÇOS
Tarifa de Acesso às Redes	0,00144082
Componente de Uso da Rede de Transporte (EUR/kWh)	0,00142795
Componente de Uso Global do Sistema (EUR/kWh)	-0,00001279
OLMC (EUR/kWh)	0,00002566

Fonte: ERSE, Proposta de Tarifas GN 2018-2019

f. Uma vez que a estrutura de custos do OLMC é essencialmente fixa, considerou-se uma opção por termos tarifários fixos o que implicou, no caso da faturação do OLMC e da rede AP, a criação de um termo de "capacidade utilizada» e para as redes MP e BP, a consideração de um valor fixo aplicável ao número de clientes dessa rede.

g. Por último, consagra-se que os custos totais da atividade do OLMC a recuperar, são repartidos pelos níveis de pressão, em função do número de clientes, de acordo com a seguinte tabela da ERSE:

Quadro 7-1 - Alocação dos custos de Operação Logística de Mudança de Comercializador por nível de pressão

	Clientes	Proveitos a recuperar
	u	€
AP	19	5
MP	413	115
BP>	4 650	1 291
BP<	1 477 660	410 140
Total	1 482 642	411 550

Fonte: ERSE, Estrutura Tarifária no AG 2018-2019

4. NÍVEL TARIFÁRIO

4.1 Preço médio unitário do serviço

a. O conceito de nível tarifário reflete o preço médio de um serviço para os seus utilizadores, sendo que este custo depende da utilização bem como do nível de proveitos associados à prestação desse serviço.

b. A análise do preço médio do serviço permite acompanhar a sua evolução no tempo, fornecendo assim uma informação global e objetiva sobre o custo para o conjunto de utilizadores. É de ressalvar, que cada utilização por ter um perfil específico e estar exposta a uma estrutura tarifária com tarifas e preços particulares, pode estar desviado deste valor médio.

c. Do conjunto de decisões regulatórias em vigor, o quadro abaixo reflete a variação do preço médio das tarifas por atividade nas infraestruturas de alta pressão.

Decomposição da variação do preço médio das tarifas por atividade das infraestruturas em alta pressão[164]

Fonte: ERSE Proposta de tarifas GN 2018-2019, fig. 6-2.

[164] O preço médio da tarifa de uso do terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL considera as quantidades de energia à saída do terminal, o preço médio da tarifa de uso de armazenamento subterrâneo utiliza como variável a energia armazenada diariamente.

d. O CT não pode deixar de sublinhar a significava redução dos preços médios nas atividades de alta pressão para o AG 2018-2019. Existem duas causas principais: a procura e os ajustamentos de anos anteriores.

e. Quanto ao comportamento da procura, releva-se aqui a evolução das previsões de procura consideradas para tarifas no AG 2018-2019 que, face ao AG 2017-2018 aumentam 40% no caso do terminal de GNL e 15% no caso da rede de transporte. Estas variaç5es decorrem do comportamento do mercado de GN em 2017 que, além de ter recorrido mais ao GNL, viu aumentar de forma significativa a procura global de GN (24,8% de aumento de consumo face a 2016), pela utilização mais intensa das centrais de ciclo combinado com um consumo de 27,6 TWh, 4096 do total, com um crescimento de 79% face ao ano anterior.

f. Quanto à evolução dos preços está em vigor um de instrumentos regulatórios de estabilização tarifária que atuam sobre os proveitos a recuperar pelas tarifas por atividade que foram reduzidas significativamente: no caso do terminal de GNL os proveitos a recuperar pelas tarifas desta atividade reduzem 36%; no armazenamento subterrâneo a redução é de 34%; no transporte a redução é de 7%; e na gestão de sistema a redução é de 95%.

g. Importa referir que as variações elevadas verificadas são resultantes do comportamento dos ajustamentos com origem na procura de anos anteriores, e das alterações de procura vertidas nas previsões que servem de base às tarifas de 2018-2019.

h. O CT ressalva que, embora com preocupação de estabilização tarifária, é fundamental neste ambiente de volatilidade da procura que os preços possam mesmo assim ajustar com a rapidez necessária, como agora se verifica no AG 2018-2019. Esta correção deverá ocorrer com a mesma celeridade, qualquer que seja o sentido de variação, de modo a minimizar o valor dos montantes em ajustamento que afetem tarifas futuras e os sinais preço com reflexo nas decisões de consumo de GN.

i. Fazendo uma análise idêntica para a distribuição, verifica-se que a volatilidade não é significativa. Evidencia-se mesmo assim, uma redução dos proveitos a recuperar por esta atividade de 6% e um aumento de consumo de 1% nas previsões para tarifas de 2018-2019.

Decomposição da variação do preço médio da tarifa de uso da rede de distribuição

Tarifa	Preço médio 2017-2018	Preço médio 2018-2019	Variação do preço médio	=	Variação tarifária	+	Efeito consumo
Uso da Rede de Distribuição	9,18 €/MWh Receitas: 227 763 k€ Quantidades: 24 810 GWh	8,54 €/MWh Receitas: 213 711 k€ Quantidades: 25 039 GWh	-7,0%	=	-6,9%	+	-0,1%

Fonte: ERSE Proposta de tarifas GN 2018-2019, fig. 6-4.

4.2 Proveitos unitários médios das infraestruturas e redes (sem ajustamentos)

a. O efeito dos ajustamentos induzidos pela volatilidade da procura tem na procura, em particular na AP, um peso muito significativo no valor de proveitos a recuperar em cada atividade para efeitos tarifários.

b. O proveito unitário médio em cada infraestrutura, líquido de ajustamentos, resulta da consideração dos proveitos decorrentes da remuneração dos ativos associados e dos custos operacionais regulados, divididos pelo consumo global previsto.

c. O proveito unitário médio das infraestruturas assim obtido, traduz um indicador do nível tarifário das infraestruturas e redes que o CT tem vindo a acompanhar nos últimos anos, em particular por estar isento dos efeitos da volatilidade da procura de cada uma delas, que afeta substantivamente o nível dos ajustamentos e a interpretação da ação da regulação económica.

d. Tendo por base este indicador, podem comparar-se os proveitos unitários das infraestruturas entre diversos anos, líquido dos ajustamentos, e o proveito médio de Portugal com o de Espanha, mercado onde muitos consumidores industriais também operam e com o qual se comparam muitas vezes.

TERMINAL
(energia regaseificada)

PORTUGAL	2017-18	2018-19
	2,2	1,6
ESPANHA	**2017**	**2018**
	2,9	2,4
Pt/Es	**77%**	**65%**

Tabela: Proveitos unitário do terminal de GNL (€/MWh)

Fonte: Proposta de tarifas GN 2018-2019, *Orden* ETU/1283/2017 e Relatório da CNMC

e. O terminal GNL de Sines teve uma redução do proveito médio de 30 % face ao AG anterior, refletindo a sua maior utilização, acentuando a diferença face a Espanha, mesmo tratando-se de uma unidade substancialmente mais recente que a média dos terminais espanhóis.

Tabela: Proveitos unitário das redes de GN (€/MWh)

TRANSPORTE (energia à saída da rede)			DISTRIBUIÇÃO (energia à saída da rede)	
PORTUGAL	**2017-18**	**2018-19**	**2017-18**	**2018-19**
	1,7	1,3	9,1	8,7
ESPANHA	**2017**	**2018**	**2017**	**2018**
	2,5	2,3	9,6	8,8
Pt/Es	**66%**	**58%**	**95%**	**98%**

Fonte: Proposta de tarifas GN 2018-2019, *Orden* ETU/1283/2017 e Relatório CNMC

f. A rede de transporte tem um proveito unitário também substancialmente abaixo (19%) do verificado no AG anterior, notando-se que estes custos são referentes apenas ao transporte, não incluindo o efeito da tarifa de UGS.

g. No caso da distribuição, apesar da redução verificada em Espanha, o proveito unitário das redes de distribuição nacionais está abaixo dos valores médios de Espanha, e reduziu 5%.

5. TARIFAS

5.1. Variação das tarifas de acesso à rede

a. O CT regista com agrado a tendência de anos anteriores de descida das TAR para todos os níveis de consumo, especialmente significativa para os níveis de pressão AP e MP e BP>:

Variação anual das tarifas de acesso às redes

Tarifas de Acesso às Redes	Variação tarifária 2018-2019/2017-2018
Baixa pressão com consumo ≤ 10 000 m³/ano	-0,1%
Baixa pressão com consumo > 10 000 m³/ano	-7,2%
Média pressão	-17,5%
Alta pressão	-49,7%

Fonte: ERSE, "COMUNICADO - Proposta de tarifas de gás natural de julho de 2018 a junho de 2019"

b. Desagregando por nível de pressão e escalão de consumo, o CT verifica uma redução para os clientes com maior consumo, tal como observado nas tarifas do AG 2017-2018. Constata o CT que esta diferenciação conduz a um tarifário mais sensível ao consumo e menos centrado no nível de pressão a que estão ligados os consumidores.

c. O CT considera que a proposta apresentada pela ERSE de redução das TAR é positiva para a generalidade dos consumidores, contribuindo para a melhoria da competitividade das empresas portuguesas e do poder de compra das famílias.

d. O CT considera importante que, na lógica da defesa da economia portuguesa e do emprego, se prossiga a construção e desenvolvimento do mercado do gás natural, promovendo a competitividade das empresas e a defesa do emprego, nomeadamente através do aumento das exportações e da substituição das importações por produção nacional.

e. Para a redução das TAR contribuiu fortemente a diminuição do custo associado ao uso global do sistema em 96% face ao AG anterior. A variação anual das tarifas por atividade traduz-se na seguinte tabela:

Quadro 0-3 - Variação anual das tarifas por atividade

Tarifas por atividade	Variação tarifária 2018-2019/2017-2018
Infra-estruturas de Alta Pressão	
Tarifa de Uso do Terminal de GNL	-47%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	-33%
Acesso às Redes e Gestão Global do Sistema	
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	-18%
Tarifa de Uso Global do Sistema	-96%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	-7%

Fonte: ERSE, "Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o AG2018-2017"

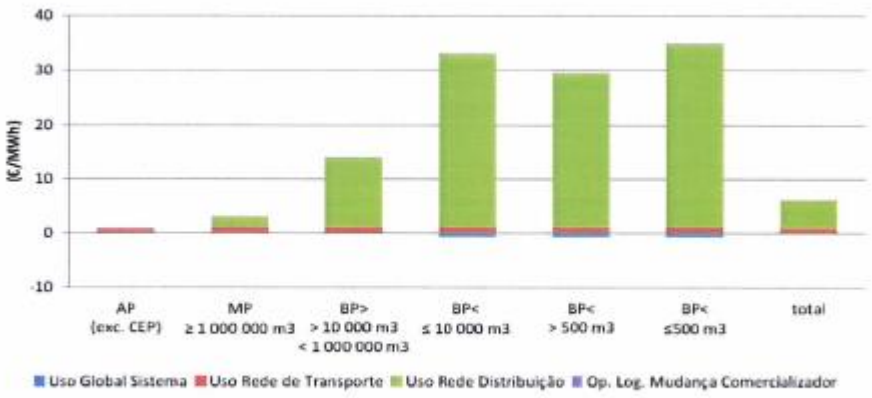
f. No entanto, continua-se a verificar que as variações das tarifas por atividade não são repercutidas na mesma proporção pelos diversos escalões de consumo, embora se reconheça uma menor discrepância que o ocorrido no AG anterior.

	Uso global do sistema	Uso da rede de transporte	Uso rede de distribuição MP	Uso da rede de distribuição BP
Alta pressão - Centros electroprodutores	-85.0%	-13.9%	-	-
Alta pressão	-102.1%	-20.2%	-	-
Média Pressão	-85.5%	-3.4%	-3.4%	-
Baixa pressão com consumos superiores a 10.000m3	-85.5%	-3.4%	-3.5%	-3.8%
Baixa pressão com consumos inferiores a 10.000m3	-82.9%	-3.4%	-3.7%	-9.0%

Fonte: ERSE, "Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o AG 2018-2019", ponto 6.2 - Impacte no preço médio das Tarifas de Acesso às Redes

g. Uma análise ao preço médio das tarifas de acesso às redes por nível de pressão apresentado na figura abaixo, mostra que o preço médio das tarifas de acesso a clientes BP< com diferentes níveis de consumo não é equivalente nem proporcional ao consumo.

Figura 6-12 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes



Fonte: ERSE, "Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o AG 2018-2019", ponto 6.2 - Impacte no preço médio das Tarifas de Acesso às Redes

h. Entende assim o CT que, por uma questão de transparência, a ERSE deveria clarificar a metodologia e explicitar os critérios de divisão dos custos globais por nível de pressão e de escalão de consumo, que originaram estas diferentes variações das tarifas por atividade para cada escalão de consumo. A construção das TAR deve ser caracterizada pelo princípio da aditividade tarifária, pelo que a não proporcionalidade na variação das tarifas deve ser clara.

i. Tal como referido em pareceres anteriores, permanece ainda alguma falta de informação relativa à repartição dos custos das UGS-I (operação do sistema) e UGS- II (desvios de aquisição de energia) bem como o seu reflexo em cada nível de pressão e de escalão de consumo.

5.2. Tarifa de uso da rede de transporte, por ponto de entrada

a. O Ponto 6.1 da proposta de tarifas e preços de gás natural refere que "*A forma de cobrança dos custos de entrada da tarifa de URT pelos comercializadores aos seus clientes é livre, podendo ser explicitada num preço próprio ou incorporada no preço da energia*" e, "*Todavia, atendendo à natureza dos custos de entrada da tarifa de URT, considera-se boa prática tratar estes custos da mesma forma que os relativos ao uso do terminal de GNL e do armazenamento subterrâneo*".

b. No entanto, verifica-se que a proposta não apresenta estas tarifas do mesmo modo: enquanto a "Tarifa de uso do terminal de receção, armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito" (ponto 3.1.1) e a "Tarifa de uso do armazenamento subterrâneo (ponto 3.1.2) são referidos em ponto próprio, a "Tarifa de uso da rede de transporte, por ponto de entrada" (ponto 3.1.4.3.1), está incluída no ponto 3.1.4.3 "Tarifa de uso da rede de transporte", ponto este que se refere a custos parcialmente incluídos nas TAR.

c. O CT recomenda que as componentes da tarifa de uso da rede de transporte (entrada e saída) passem a ser apresentadas em pontos separados para evidenciar a sua diferente aplicabilidade.

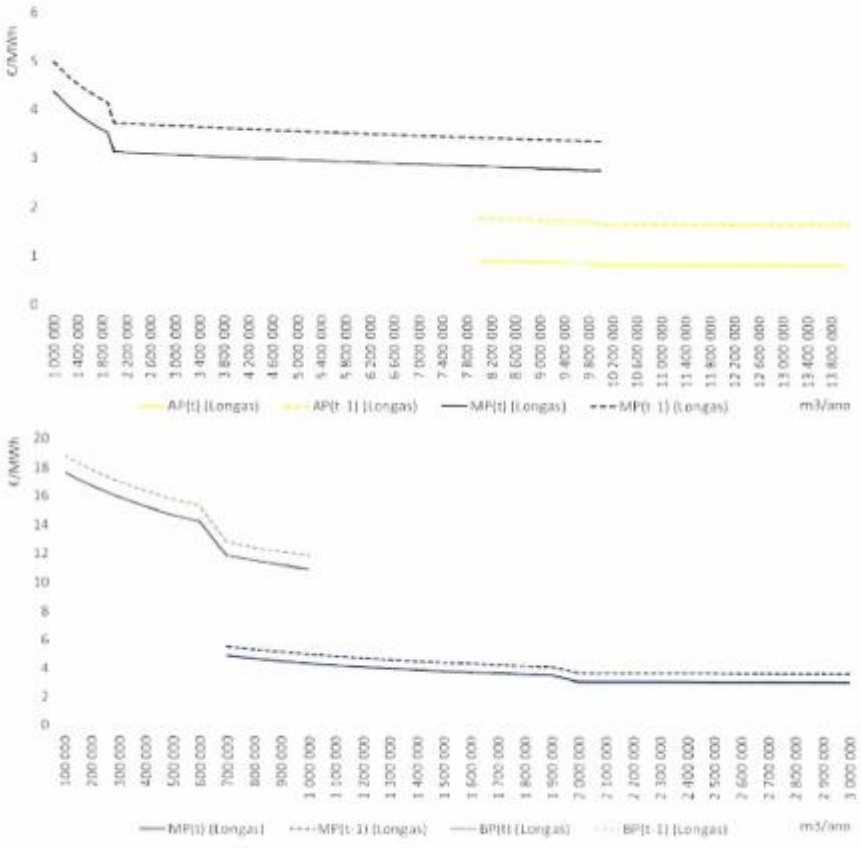
5.3. Estrutura Tarifária

a. O CT reconhece o esforço realizado pela ERSE em aproximar as TAR para consumidores com as mesmas características de consumo, independentemente dos níveis de pressão a que estão ligados, quer através da introdução de novos escalões, quer através do mecanismo de tarifa opcional MP.

b. Entende o CT que a atual estrutura tarifária baseada em níveis de pressão e escalões de consumo não tem permitido evitar a existência de descontinuidades tarifárias, nos pontos de transição de escalões de consumo.

c. No entanto, e tendo por base o ponto 10 do documento Estrutura Tarifária no AG 20182019, apresentado na figura abaixo, o CT regista o aumento dos diferenciais de preços nas zonas de fronteira das TAR de níveis de pressão distintos.

Figura 10-1 - Evolução do Preço médio das tarifas de acesso às redes em AP, MP e BP> em (t) e (t-1)



Fonte: ERSE, "Estrutura tarifária no AG 2018-2019"

d. O CT não pode deixar de vincar o objetivo de redução dos diferenciais de preços nas zonas de fronteira das tarifas de acesso às redes de níveis de pressão distintos. Por isso, reforça o mencionado em anteriores pareceres sobre o interesse de uma estrutura tarifária mais aderente aos consumos (p.ex., pela aplicação de tarifas de enchimento).

e. Finalmente, tal como referido no anterior parecer, o CT considera importante que seja realizada uma avaliação aos custos de acesso para consumos na fronteira entre os diversos níveis tarifários, por forma a mitigar o impacto das oscilações entre tarifários e o impacto da mudança de tarifário nas opções de eficiência energética das empresas, percebendo de que forma estas descontinuidades poderão estar a beneficiar economicamente, através do tarifário aplicável, consumidores menos eficientes.

5.4. Tarifa opcional MP

a. A proposta em apreciação evidencia reduções nas TAR em alta pressão de 497% enquanto para os clientes ligados em MP>2 milhões m^3 essa descida é de cerca de 19%. Como já referido anteriormente, este novo tarifário vem aumentar o diferencial entre as tarifas de MP, BP e de AP para os mesmos níveis de consumo.

b. Este aumento do diferencial poderia originar uma situação de multiplicação de pedidos de ligação à rede de AP, motivo pelo qual foi implementada a tarifa opcional MP. Esta tarifa evita, através da atribuição de um desconto, a opção de clientes de contruírem ramais de ligação à rede em AP para aceder à correspondente tarifa, com a consequente diminuição de gás veiculado nas redes de distribuição e aumenta da tarifa de distribuição.

c. O CT regista com agrado que esta situação foi tomada em consideração este ano, tendo sido atualizada a compensação em vigor, mantendo a sua atratividade e desincentivando os grandes consumidores de GN a realizarem investimentos na rede de transporte em AP, que sendo economicamente desnecessários, podem contribuir para o aumento global das TAR.

5.5. Fatores multiplicativos da tarifa flexível diária em AP

a. Na introdução desta opção tarifária de acesso às redes no AG 2016-17, a ERSE defendeu um agravamento prudencial dos preços aplicáveis nesse primeiro ano por um fator de 1,25, por considerar que os estudos realizados previamente, divulgados na Consulta Pública da Revisão Regulamentar de 2015, incidiam sobre anos conhecidos.

b. Esta decisão pretendia precaver a incerteza de atuação dos agentes face a uma nova opção tarifária, de modo a garantir a inexistência de subsidiação cruzada nas condições simuladas, ou seja, sem perda de receita para o SNGN a suportar nos anos seguintes por todos os consumidores.

c. Este agravamento veio tornar menos atrativa esta opção tarifária que poderia ser uma importante ferramenta de flexibilidade, indutora de maior consumo no SNGN, particularmente por parte dos centros electroprodutores sujeitos a forte sazonalidade.

d. Como foi possível constatar durante os AG 2016-17 e 2017-18, a introdução desta opção tarifária não conduziu a comportamentos inesperados ou oportunistas por parte dos agentes, não resultando em prejuízo para o SNGN e/ou para os demais consumidores.

e. A proposta da ERSE para 2018-19 incorpora um agravamento de +13% dos multiplicadores aplicáveis a esta opção tarifária:

	Mês	Tarifas 2017-2018	Proposta 2018-2019
Inverno	Jan	8,87	10
	Fev	8,87	10
	Mar	8,87	10
Verão	Abr	5,32	6
	Mai	5,32	6
	Jun	5,32	6
	Jul	5,32	6
	Ago	5,32	6
	Set	5,32	6
Inverno	Out	8,87	10
	Nov	8,87	10
	Dez	8,87	10

Fonte: Proposta 2018-2019

f. Neste sentido o CT questiona o agravamento agora proposto que deverá ser reanalisado, considerando que desde a sua implementação esta opção tarifária nunca foi utilizada.

5.6. Tarifas interruptíveis na interligação

a. O Regulamento (UE) 2017/459, de 16 de março, estabelece que os ORTs devem oferecer produtos de capacidade interruptível normalizada, pelo menos nos horizontes diário e intradiário, sendo acessível este regime quando esteja esgotada a capacidade firme.

b. O Regulamento (UE) 2017/460, de 16 março (código de rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás), estabelece no artigo 16.º que o preço da capacidade interruptível é calculado com base num desconto em relação ao preço da capacidade firme.

c. Este desconto dependerá da probabilidade de interrupção, se for fixado *ex-ante*. O referido Regulamento refere igualmente que poderá ser fixado ex-post (após a ocorrência da interrupção), na ausência de uma interrupção de capacidade no ano anterior ao de atribuição de capacidade por ausência de congestionamento físico.

d. Fica então fixada a oferta de produtos de capacidade interruptível, com preços de capacidade iguais aos preços dos produtos de capacidade firme.

e. O CT entende ser fundamental o cumprimento da regulamentação europeia e regista a justificação e medidas preconizadas, no sentido de permitir o esgotamento da capacidade existente.

5.7. Preço da capacidade atribuída por mecanismo implícito

a. O Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNGN (MPGTG), aprovado pela Diretiva n.º 18/2016, de 26 de outubro, reconheceu a sociedade MIBGAS, S.A. como a entidade responsável pela plataforma de negociação em Portugal e Espanha.

b. Atualmente está em vigor um regime transitório, cabendo à ERSE determinar a data a partir da qual se considera completamente implementado o mercado organizado em Portugal. O CT reforça a sua posição sobre a urgência e importância da implementação efetiva deste mercado de modo a explicitar o valor do GN no Ponto de Troca Virtual (VTP) do SNGN, elemento essencial na transparência das transações no interior do SNGN.

c. Até lá, durante o período transitório aprovado pela Diretiva n.º 20/2016, de 20 de dezembro, o preço de desequilíbrio será calculado tomando como preço de referência o verificado em Espanha, acrescido da tarifa de interligação diária de Espanha e da tarifa de interligação trimestral em Portugal.

d. O CT considera que a valorização da capacidade a atribuir por mecanismo implícito de acordo com o proposto é adequada para a presente fase de desenvolvimento do MIBGÁS.

5.8. Nova opção tarifária de uso do terminal

a. O terminal de GNI- tem sido objeto de grande volatilidade de procura sendo também considerado uma potencial barreira à diversificação do mercado por exigir uma dimensão mínima do agente, para que possa ter o efeito de escala desejado no sentido de aceder a um preço competitivo de uso da infraestrutura.

b. Para considerar esta questão têm vindo a ser desenvolvidas diversas iniciativas, sendo a mais recente a aprovada na Diretiva n.º 13/2017, de 21 de setembro, que aprovou o Manual de Procedimentos de Acesso às Infraestruturas (MPAI), que "estabelece um novo mecanismo de atribuição de capacidade no terminal de GNL, prevendo um novo modelo visando asseguraras necessidades dos agentes de mercado de menor expressão no SNGN, no acesso ao terminal de GNL", denominado "Mecanismo de continuidade".

c. A presente proposta de tarifas avança com a publicação de um preço integrado para os serviços agregados associados, a este novo processo de acesso.

d. O CT regista esta iniciativa da ERSE em prol da dinamização da concorrência; contudo dado tratar-se de um mecanismo que na essência tem fortes implicações operacionais, o CT recomenda que a implementação deste mecanismo seja concretizada apenas quando existirem condições efetivas de mercado, para suprir as necessidades específicas que o mesmo pode desencadear.

e. Efetivamente, a implementação do mecanismo de continuidade como um mecanismo complementar de acesso ao terminal de GNL de Sines, requer a definição de um conjunto de regras de detalhe antes da sua efetiva implementação que tomem flexíveis e robustos os processos previstos na atual regulamentação e discutidos em sede de consulta pública.

f. Estas regras visam, definir a parametrização operacional do mecanismo, nomeadamente: contratação de capacidade; os limites operacionais de utilização dos tanques; prazos associados ao mecanismo; condições de utilização do mesmo pelos utilizadores aderentes, designadamente a constituição de garantias, particularmente relevantes em situações de potenciais incumprimentos.

g. Por outro lado, estando os agentes de mercado sujeitos ao balanceamento das suas posições na rede a partir do mecanismo de compensação de rede, a gestão de desvios dos agentes que se vierem a verificar no terminal no âmbito da utilização do mecanismo da continuidade é transferida para a rede de transporte através de trocas no VTP, tendo efeitos na aplicação das regras previstas no MPGTG.

h. Ora, não havendo à data um mercado organizado em funcionamento em Portugal o operador da rede de transporte não tem condições para transacionar gás naquele mercado de forma permanente. Assim, a implementação deste mecanismo não deixa de apresentar neste momento um risco de poder gerar custos acrescidos na gestão dos desvios comerciais, onerando indesejavelmente o SNGN.

i. Além disso, a utilização do terminal de GNL de Sines nos últimos dois anos foi intensiva, demonstrando a capacidade de coordenação existente entre os agentes de mercado, o operador do terminal e o GTG, que contribuíram para a eficiência e a eficácia dessa utilização. Em contrapartida, a implementação deste mecanismo exige os cuidados já mencionados, dada a inevitável maior rigidez criada por uma gestão do nível de existências médias que o mecanismo implica.

j. Assim, em face da necessidade de criação efetiva das condições anteriormente enumeradas, fundamentais para o funcionamento seguro e eficiente do mecanismo, e tendo presente a elevada utilização que o terminal tem vindo a apresentar, entende-se como benéfico para o SNGN que a implementação do mecanismo de continuidade como forma complementar de acesso ao terminal de Sines seja efetivada na sequência da criação de um pólo do MIBGAS em Portugal.

5.9. Tarifa social

a. O Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro veio estabelecer que os clientes que sejam beneficiários à luz dos critérios estabelecidos podem usufruir de uma tarifa social de gás natural.

b. O artigo 121.º da Lei n.º 74/2016, de 30 de março, que aprovou o Orçamento do Estado para 2016 introduziu uma alteração ao Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, redesenhando os descontos sociais existentes para o acesso ao serviço essencial de fornecimento de energia, com vista a um modelo único e automático e ao alargamento do atual número de beneficiários efetivos, sem diminuição do valor do desconto a praticar face aos descontos sociais em vigor até à presente data.

c. Nos termos do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, o financiamento dos custos com a aplicação da tarifa social era suportado por todos os consumidores de gás natural, na proporção da energia consumida, a repercutir nas tarifas de acesso às redes.

d. Com a publicação da Lei n.º 114/2017, de 29 de dezembro, que aprovou o Orçamento do Estado para 2018, foi introduzida uma alteração quanto ao financiamento dos custos com a tarifa social do setor do gás natural. Assim, de acordo com o artigo 209.º deste diploma, os custos decorrentes da aplicação da tarifa social aos clientes de gás natural "*são suportados pelas empresas transportadoras e comercializadoras de gás natural na proporção do volume comercializado de gás no ano anterior*".

e. O CT, no seu parecer à proposta de revisão do Regulamento Tarifário do gás natural (63.ª Consulta Pública da ERSE) tomou conhecimento de um conjunto de dúvidas de interpretação da Lei por parte da própria ERSE que levaram esta entidade a solicitar à Assembleia da República a clarificação do artigo 209.º da Lei do Orçamento de Estado, relativo à forma de aplicação do modelo de financiamento da tarifa social de gás natural.

f. Não obstante este pedido de esclarecimentos, e apesar das recomendações deste Conselho irem no sentido de aguardar a completa clarificação junto do legislador, a ERSE aprovou as alterações à regulamentação do setor, entendendo que ao conceito de "empresas transportadoras", era subsumível o Operador da Rede de Transporte (ORT), por ser responsável pela atividade de transporte de gás natural e que "comercializadoras de gás natura" eram as comercializadoras em mercado livre e as comercializadoras de último recurso (CUR), que tenham clientes finais de gás natural.

g. Sem prejuízo de eventuais alteraç5es regulamentares que possam resultar da clarificação do artigo 209.º da Lei do Orçamento de Estado, o CT recomenda que a ERSE, no âmbito das suas competências:

   i. Monitorize a repercussão dos custos relativos ao financiamento da tarifa social do gás natural, assegurando o princípio da equidade entre todos os consumidores;

   ii. Avalie o impacto das alterações de financiamento da tarifa social, tendo presente o princípio da garantia do equilíbrio económico-financeiro das empresas (ORT e CURRs) e da sustentabilidade do setor;

   iii. Reforce as diligências Junto do Legislador no sentido de esclarecer o quadro legal inerente à aplicação da TS.

6. TAXAS DE OCUPAÇÃO DO SUBSOLO (TOS)

a. A Lei n.º 53-E/2006, de 29 de dezembro, define o regime geral das taxas das autarquias locais e estabelece que compete às Assembleias Municipais a definição das taxas municipais. Por sua vez, os contratos de concessão assinados entre o Estado e as empresas distribuidoras de gás natural, reconhecem o direito de estas poderem repercutir nos consumidores o valor integral das taxas de ocupação do subsolo cobrado pelas autarquias locais, legitimado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º98/2008, de 8 de abril, que aprovou as minutas dos respetivos contratos.

b. Com a aprovação da Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, que consagra o Orçamento de Estado para 2017, estabeleceu-se no seu art.º 85º/3 que a TOS "*é paga pelas empresas operadoras das infraestruturas, não podendo ser refletida na fatura dos consumidores*".

c. Por outro lado, o art.º 70.º do Decreto-Lei n.º 25/2017, de 3 de março, diploma de execução orçamental, veio consagrar os procedimentos que deverão ser efetuados para a efetivação da medida prevista na Lei do OE.

d. Sem prejuízo das alterações legislativas verificadas, considera o CT essencial reiterar as recomendações apresentadas em pareceres anteriores, respeitantes à necessidade de criação de limites máximos na fixação da TOS, por se manter a sua pertinência,

e. No âmbito das suas competências e conforme metodologia prevista no RT, a ERSE manteve a quantificação das tarifas de referência a serem aplicados pelos operadores de redes em cada município, com reflexo na faturação dos consumidores, conforme quadros I-1, I-2, l-3 e I-4 do

documento "Estrutura tarifária no AG 2018-2019" no seu anexo I "Estrutura das taxas de ocupação de subsolo e sua aplicação".

f. Importa reforçar que se trata dos valores em vigor em abril de 2018, podendo os mesmos ser alterados durante o AG2018-2019, designadamente em janeiro de 2019. Qualquer comparação entre estes valores e os valores verificados em abril de 2018 terá de ter em conta que, em cada ano, não é apenas repassado o valor das TOS cobrada no ano anterior peto município, como também são repassados pagamentos entretanto efetuados pelo ORD relativos a dívidas resultantes de decisões do tribunal, ou resultantes de acordo entre cada autarquia e o ORD com atividade no município.

g. O CT tem, recorrentemente nos seus pareceres, e com bastante enfoque no parecer de tarifas e preços GN 2015-2016, alertado e demonstrado, entre outros:

   i. A heterogeneidade de taxas entre municípios tem sido causa de acentuadas diferenças no preço final faturado aos consumidores de GN. A reforçar esta ideia constata-se a existência de municípios onde as TOS têm um peso de mais de 50% quando comparados com as TAR e um peso na fatura final dos consumidores superior a 10%;

   ii. Alterações sistemáticas destas taxas impedem a previsibilidade e a estabilização dos custos, que são vetores determinantes para qualquer atividade económica;

   iii. Considerando que a informação sobre as TOS é de difícil consulta por se encontrar nas páginas da Internet dos Operadores das Redes de Distribuição (ORD), é entendimento do CT que a ERSE promova a disponibilização no seu portal de um simulador nacional desta componente, auxiliando a decisão de investidores na instalação de atividades económicas num determinado município com o conhecimento prévio do impacte das TOS na sua fatura, e melhorando a informação aos consumidores.

h. Volvidos 10 anos sobre a entrada em vigor da referida legislação, o CT reitera ainda as preocupaç5es insistentemente expressas no sentido de serem definidos mecanismos por forma a atenuar as desigualdades causadas por estas taxas, instando a ERSE que continue a desenvolver Junto do legislador, dos municípios e sua associação representativa, diligências no sentido de sensibilizar os mesmos quanto aos efeitos negativos que a fixação de TOS elevadas e diferenciadas têm nos consumidores, em especial nos consumidores Industriais e na sustentabilidade do SNGN.

i. O CT reitera novamente a recomendação sobre a alteração da legislação em vigor que venha a estabelecer tetos máximos de taxas a aplicar (como se verifica, p.ex., no IMI e TMDP das telecomunicações) e mecanismos que promovam a homogeneização da sua aplicação.

j. O CT acrescenta ainda que deve a ERSE reforçar as diligências já efetuadas para o esclarecimento sobre a aplicação e impactos do art.º 85.º/3 do Decreto-Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro — Orçamento de Estado - e art.º 70.º do Decreto-Lei n.º 25/2017, de 3 de março - Diploma de execução orçamental.

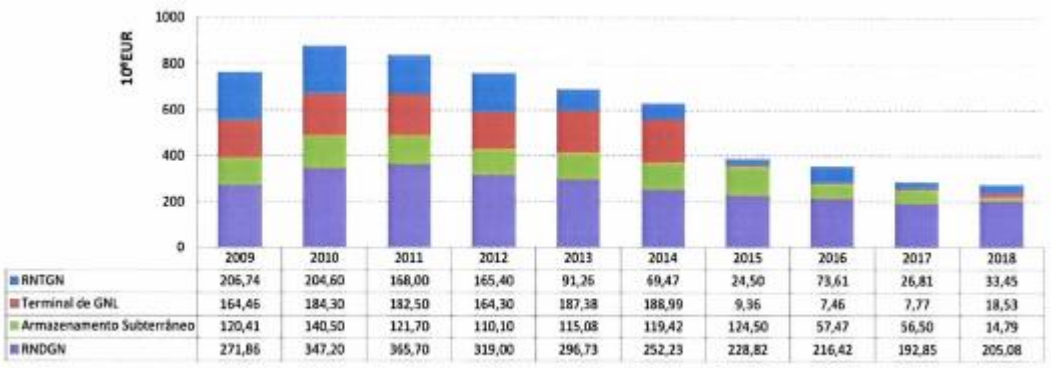
k. Por fim o CT considera que qualquer solução que venha a ser encontrada, no âmbito da aplicação no ponto anterior, deve assegurar o respeito pelo equilíbrio económico-financeiro previsto na legislação e regulamentação em vigor ao abrigo do qual operam os operadores de rede.

7. INVESTIMENTOS

a. O CT tem recomendado a análise criteriosa dos investimentos propostos pelas empresas tendo em conta a viabilidade econ6míco-financeira destes projetos.

b. O CT reconhece a importância do documento de análise dos investimentos do Setor do Gás Natural que analisa os investimentos apresentados pelas empresas reguladas sugerindo uma maior homogeneidade na informação disponibilizada e no nível de detalhe entre infraestruturas.

c. Da análise da figura (em cada ano estão agregados 4 anos de investimento) verifica-se uma tendência decrescente das previsões as necessidades de Investimento nas infraestruturas, com uma redução mais acentuada ao nível das infraestruturas de alta pressão (transporte, terminal e armazenamento subterrâneo).



	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
RNTGN	206,74	204,60	168,00	165,40	91,26	69,47	24,50	73,61	26,81	33,45
Terminal de GNL	164,46	184,30	182,50	164,30	187,38	188,99	9,36	7,46	7,77	18,53
Armazenamento Subterrâneo	120,41	140,50	121,70	110,10	115,08	119,42	124,50	57,47	56,50	14,79
RNDGN	271,86	347,20	365,70	319,00	296,73	252,23	228,82	216,42	192,85	205,08

Fonte: Grupo REN, Grupo Galp, REN Portgás Distribuição, Tagusgás e Sonorgás

Fonte: Figura 1.1 do documento "Análise dos investimentos do Setor do Gás Natural, abril 2018".

d. Relativamente às infraestruturas em AP. esteve recentemente em consulta pública o Plano decenal Indicativo do Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT para o período 20182027 (PDIRGN 2017) tendo merecido o seguinte parecer por parte do regulador:

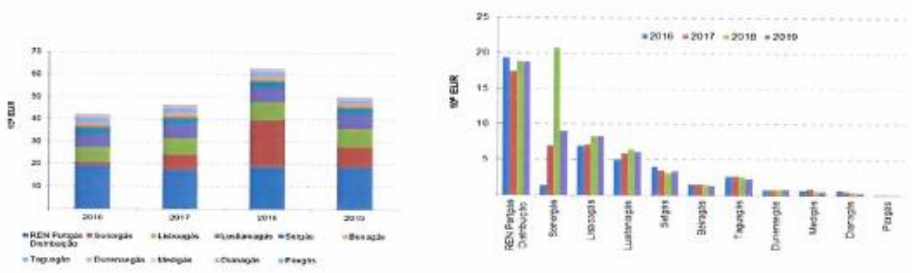
   i. "O operador da RNTGN obtenha uma decisão final de investimento positiva por parte do concedente, para os projetos de investimento previstos para o primeiro quinquénio do plano, considerados projetos base.

   ii. A decisão final de investimento em relação a qualquer um dos restantes projetos complementares (designadamente a terceira interligação Portugal-Espanha e a Estação de Compressão do Carregado) fique adiada para uma edição futura de PDIRGN. "

e. Quer a ERSE quer o CT no parecer que deram a este plano, reconheceram a melhoria significativa da informação disponibilizada, o qual incorporou um conjunto de alterações e melhorias que resultaram não só das recomendações aos PDIRGN anteriores, mas também, do próprio processo evolutivo tendo por objetivo melhorar a perceção e clareza da proposta.

f. O CT reitera a importância, já manifestada no seu parecer ao PDIRGN, que uma decisão sobre os PDIR é fundamental para a conclusão do processo, de acordo com as etapas estabelecidas na legislação.

g. Relativamente à rede nacional de distribuição de GN (RNDGN) para o período em análise 2016-2019, o investimento discriminado por operador e ano é o seguinte:



Fonte: ERSE Figura 1.8 do documento "Análise dos Investimentos do Setor do Gás Natural, abril 2018".

h. Da análise da figura verifica-se para o período em análise um crescimento durante os anos de 2017 e 2019, com um pico em 2018. Este crescimento resulta sobretudo da atribuição, em 2015, à Sonorgás, de 18 das 26 licenças de distribuição local de gás natural colocadas em concurso para os novos polos de consumo, dos 27 concelhos a norte do Douro que ainda não são servidos por redes de gás natural.

i. O CT reitera a opinião expressa em anteriores pareceres, quanto à necessidade de monitorização e responsabilização sobre o número de clientes, volumes e custos incrementais, apresentados em fase de proposta, associados a estes investimentos.

j. O CT, tendo em conta que este ano serão apresentados novos PDIRD, adverte para a necessidade de efetivação do processo de decisão formal dos mesmos, esperando que os ORD mantenham a tendência de qualidade crescente apresentada nos Planos anteriores.

8. PREÇOS REGULADOS

8.1. Operadores de Rede de Distribuição (ORD)

a. Preços Regulados

i. De acordo com a regulamentação em vigor, nomeadamente no RRC, a ERSE deve aprovar os preços dos serviços regulados a prestar pelos ORD, a serem aplicados independentemente do comercializador que os solicite. Estes preços são aplicáveis aos serviços de interrupção e de restabelecimento do fornecimento e à leitura extraordinária.

ii. Ainda como estabelecido no RRC, de modo a habilitar mais adequadamente a ERSE a uma decisão, os ORD devem apresentar propostas conjuntas justificando-as com o historial de aplicação dos preços e a sua adequação à respetiva estrutura de custos a eles associados.

iii. O CT releva que o nível atual destes preços permite a recuperação dos custos incorridos pelo ORD, garantido uma adequada recuperação dos mesmos e, assim, prevenindo a subsidiação entre consumidores, nomeadamente por parte dos cumpridores. Deste modo, a revisão dos valores em aplicação deverá ter em conta mais especificamente o seu nível de eficiência, face a parâmetros exógenos aos ORD, nomeadamente a inflação.

iv. Considerando a posição expressa pelos ORD de que o nível de preços em aplicação permite continuar a assegurar a cobertura dos custos associados, não tendo originado conflitualidade relevante, a ERSE propõe a manutenção dos preços em vigor no AG 201718 para o AG 2018-19.

v. No enquadramento anterior, o CT acolhe favoravelmente a proposta da ERSE e recomenda a sua adoção, notando igualmente que a manutenção dos preços regulados representa para os consumidores uma economia, resultante da não incorporação da Inflação verificada.

b. Encargos com o desenvolvimento do negócio e ligações às redes de distribuição

i. De modo a defender a racionalidade económica do desenvolvimento das redes de distribuição, a ERSE deve aprovar uma série de parâmetros associados à determinação dos respetivos custos, bem como à repartição dos mesmos entre o ORD e o solicitante da ligação ou o promotor de polos de consumo.

ii. Sob estas atividades, são nomeadamente considerados os "encargos com a rede a construir", os "*valores de referência para integração de polos de consumo existentes*" e os "*fatores de cálculo do sobrecusto de veiculação de gás natural para as instalações consumidores acima de m^3/ano*".

iii. As propostas apresentadas pelos ORD preveem a manutenção dos atuais valores em aplicação, considerando que o início do novo período regulatório será um momento mais adequado para uma revisão mais alargada dos conceitos e nível quantitativo destes parâmetros, tendo anunciado a apresentação da necessária fundamentação previamente.

iv. O CT considera assim adequada a opção de manutenção dos valores em aplicação, recomendando a realização de avaliação detalhada da eficácia que os mesmos têm tido, em termos de incentivo de ligação, nomeadamente de clientes com consumos relevantes que aportam um efeito positivo às tarifas de acesso.

v. Naturalmente, o CT recomenda que esta avaliação ocorra previamente à apresentação da proposta de revisão regulamentar para o próximo período regulatório, de modo a permitir justificadamente a sua consideração nessa revisão.

8.2. Comercializadores de último recurso retalhista- quantia mínima em caso de mora

a. O discutido sob o ponto 811. "Preços Regulados" anterior, aplica-se *mutatis mutandis* neste caso, em que o nível da quantia mínima a aplicar pelos CURRs em caso de mora deve permitir sinalizar aos clientes incumpridores os prejuízos causados ao SNGN por essa atuação.

b. Novamente aqui, a ERSE reconhece a adequação do preço vigente, cuja manutenção foi proposta pelos CURR, quer em termos do seu nível quantitativo, quer pela ausência de conflitualidade relevante resultante da sua aplicação.

c. Deste modo; também aqui o CT acolhe favoravelmente a proposta da ERSE e recomenda a sua adoção.

9. TRANSPORTE RODOVIÁRIO DE GNL PARA AS UAGS

9.1. Custos de transporte rodoviário

a. O CT observa que a ERSE mantém um controlo sobre o nível de custos aceites, em linha com as recomendações que expressou anteriormente:

Quadro 5-1 - Evolução dos custos de transporte de GNL por camião cisterna (sem UAG de Socorridos)

	N.º de UAG abastecidas	N.º de camiões-cisterna	Total de energia transportada (MWh)	Custo total (€)	Custo aceite (€)
2009-2010	30	2037	625 676	1 919 960	1 919 960
2010-2011	34	2331	705 502	2 180 523	2 180 523
2011-2012	36	2526	761 215	2 334 632	2 334 632
2012-2013	43	2648	808 713	2 537 760	2 537 760
2013	50	3237	987 285	2 901 132	2 861 106
2014	56	3361	1 021 545	3 123 536	2 870 964
2015	64	3271	966 873	2 756 575	2 670 428
2016	64	3497	1 039 386	3 205 071	3 016 395
2017	68	3806	1 140 376	3 316 655	3 220 621

Fonte: Documento da ERSE "*Propostas de Tarifas e Preços de GN para o AG 2018-2019*"

b. No entanto, a ERSE refere que entre 2016 e 2017, para aumentos de 6% do número de UAG e de 10% da energia transportada, foi possível, em termos equivalentes, reduzir em 3% os custos suportados pela tarifa de transporte. Contudo, observa-se do quadro anterior que enquanto o custo total apresentou um crescimento de 3,5%, os custos aceites aumentaram 6,8%, o que pode parecer contraditório sem uma explicação adicional.

c. O CT recomenda assim que a ERSE complemente com mais informação os cálculos e considerações apresentados, bem como que aprofunde a monitorização desta atividade, de modo a assegurar que os custos sejam mantidos num nível eficiente.

d. Sem prejuízo do referido, de modo a permitir uma análise sobre um período mais alargado, o CT não coloca em causa a proposta a ERSE de manutenção dos atuais parâmetros de cálculo, recomendando uma revisão para o início do próximo período regulatório.

9.2. GL-UAG

a. O CT observa uma diminuição de 3% ao nível dos proveitos permitidos estimados para o GL-UAG, função assegurada pelo CURG (Transgás).

b. Observando-se, contudo, que se mantém um ritmo significativo de crescimento deste segmento de negócio, conforme expresso na Tabela anterior, importa que esta redução não crie constrangimentos desnecessários à atividade do GL-UAG.

10. RELATÓRIO DE QUALIDADE DE SERVIÇO

a. A qualidade de serviço constitui, no âmbito do mercado do gás natural cada vez mais liberalizado, um elemento determinante para a avaliação do desempenho das empresas e do nível de satisfação dos consumidores.

b. Nessa medida, o CT entende bem a importância que o regulador atribui à qualidade de serviço no setor do gás natural. A qualidade de serviço na sua dupla vertente, técnica e comercial, constitui um fator determinante do modelo de regulação e deve, por isso, ser tido em conta no quadro do processo anual de fixação de tarifas e preços para o gás natural.

c. Essa é, também, a posição adotada pelo CT ao longo dos últimos anos, assumindo explícita e reiteradamente nos seus pareceres a necessidade das propostas de fixação de tarifas e preços e de planos de desenvolvimento e de investimento das infraestruturas de gás natural conterem disposições relativas ao cumprimento dos padrões de qualidade inscritos no Regulamento da Qualidade do SNGN (RQS).

d. Nesse contexto, o CT nota com agrado a publicação pela ERSE do Relatório da Qualidade de Serviço Técnica do SNGN, referente ao ano de 2016, que abrange as temáticas relacionadas com a continuidade de sentido, da pressão e das características do gás natural, prestado pelos operadores de infraestruturas do SNGN.

e. De igual modo, O CT regista positivamente o bom desempenho alcançado em 2016, pela generalidade das empresas do setor do SNGN, no cumprimento dos indicadores de qualidade técnica estabelecidos no RQS.

f. Os dados disponibilizados neste relatório consolidam a trajetória de bom desempenho das empresas verificada ao longo dos últimos anos, com ganhos de eficiência relevantes e um elevado grau de satisfação por parte dos clientes aspetos que o CT valoriza e destaca.

g. O CT nota, contudo, que a ausência de Relatório da Qualidade de Serviço Comercial, referente ao ano de 2016, que abarca aspetos muito importantes relacionados com informação, leitura de contadores, faturação e prestação de serviços, cuja publicação ocorrerá em momento distinto, impede uma avaliação mais aprofundada, global e integrada da qualidade de serviço nas suas diferentes vertentes.

h. Seria muito útil e ajustado que no momento da apreciação da proposta de tarifas e preços de gás natural fosse disponibilizado pela ERSE um relatório único de qualidade de serviço nas suas diversas vertentes - técnica e comercial-, permitindo ao CT uma emissão de parecer mais completa em torno da proposta de tarifas e preços.

III- CONCLUSÃO

O Conselho Tarifário considera que a proposta de "Tarifas e preços de gás natural para o AG 20172018" que lhe foi apresentada pela ERSE deverá ser reformulada de acordo com os comentários e recomendações constantes do presente parecer.

Aprovado em 30 de abril de 2018.

[Parecer integral digitalizado]: ver pg. 171 e ss.

◆ Resposta da ERSE ◆

I – GENERALIDADE

ENQUADRAMENTO

Para efeitos de aprovação das tarifas e preços de gás natural a vigorarem de julho de 2018 a junho de 2019, o Conselho de Administração (CA) da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) submeteu, no dia 2 de abril de 2018, a parecer do Conselho Tarifário (CT) da ERSE e a consulta das entidades reguladas nos termos dos seus Estatutos, a "Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2018-2019".

O CT emitiu o seu parecer sobre a proposta a 30 de abril de 2018. Após a análise do referido parecer, tomando em consideração os comentários e sugestões nele apresentados, assim como os comentários das demais entidades consultadas, o CA da ERSE aprova até 1 de junho de 2018 as tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2018-2019.

1. COMUNICAÇÃO DOS IMPACTOS TARIFÁRIOS

O exercício de comunicação de variações tarifárias requer algum esforço de simplificação, pela quantidade significativa de variações que podem ser comunicadas e pela confusão que tal pode gerar. Deste modo, considera-se relevante fornecer informação quer das variações das tarifas transitórias de venda a clientes finais, aplicáveis aos clientes do comercializador de último recurso, quer das tarifas de acesso às redes pagas por todos os consumidores, independentemente do seu comercializador.

Dada a crescente relevância do mercado liberalizado, a ERSE tem efetuado um esforço no sentido de melhorar a comunicação das variações tarifárias procurando enfatizar que as tarifas transitórias de venda a clientes finais apenas se aplicam aos consumidores que ainda permaneçam no mercado regulado, conforme reconhecido pelo CT.

Aproveita-se também este momento de comunicação das variações tarifárias para caracterizar a estrutura tarifária e explicar de forma simples e clara a decomposição dos custos que integram as faturas dos vários clientes.

No sentido de um esforço contínuo de melhoria da sua comunicação, a ERSE agradece as sugestões efetuadas pelo CT à redação do "Dossier de imprensa" que são tidas em consideração na comunicação final dos impactes tarifários.

2. COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA (CURRS)

No âmbito da sua função de monitorização de mercados e manutenção do equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas, a ERSE mantém-se atenta à evolução da atividade de comercialização de último recurso retalhista. Neste sentido, todos os aspetos relevantes nessa evolução, nomeadamente, o alargamento do prazo para extinção das tarifas transitórias de gás natural, são acomodados na regulação aplicada àquela atividade.

Neste particular, a ERSE, na preparação do próximo período de regulação que se aproxima, terá em conta as atuais circunstâncias do mercado e toda a informação relevante, sem nunca descurar as condições em que aquela atividade é desempenhada.

No entanto, não é por demais relembrar que, na esfera de atuação da ERSE, são desenvolvidas metodologias que permitem incorporar nos proveitos permitidos dos comercializadores de último recurso custos eficientes que têm em conta, por um lado, o nível de atividade das empresas e, por outro, as particularidades da atividade em termos de gestão dos fluxos financeiros de curto prazo.

3. FLUXOS FINANCEIROS NO SNGN

A ERSE toma boa nota dos comentários do CT. Embora seja objetivo da ERSE simplificar, tanto quanto possível, os fluxos financeiros do SNGN, as metodologias e regras regulatórias em vigor, aplicadas a um elevado número de agentes que operam no SNGN, leva a que estes fluxos sejam sempre revestidos de alguma complexidade.

Essas regras refletem as particularidades intrínsecas ao setor do gás natural que a ERSE considerou nas suas metodologias regulatórias e que se agrupam nos seguintes vetores: i) número elevado de operadores, designadamente ao nível da distribuição e da comercialização de último recurso de gás natural, com caraterísticas e níveis de custo substancialmente diferentes, ii) uniformidade tarifária no território nacional, iv) volatilidade do consumo, principalmente ao nível da alta pressão, v) fim das tarifas transitórias de venda a clientes finais e vi) sustentabilidade económica do setor do gás natural.

A ERSE, consciente das dificuldades que esses fluxos podem gerar quer para as empresas que os têm de registar nas suas contas, quer a nível de sua compreensão para os restantes *stakeholders*, tem tentado minimizar os fluxos, sempre que possível, através da centralização dessas transferências em dois agentes, por um lado, a montante, na REN Gasodutos na qualidade de operador onde é gerada a tarifa de UGS, e por outro a jusante, num único agente que no seio do grupo GALP faz a sua redistribuição pelas restantes empresas desse grupo. Adicionalmente, com o objetivo de minimizar financiamentos intermédios e custos adicionais para terceiras partes envolvidas nestes fluxos, as regras regulatórias em vigor determinam que, na maior parte dos casos, os montantes transferidos sejam proporcionais à faturação.

4. REVISÃO RT

4.1 CALENDÁRIO DE APLICAÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO

A harmonização dos calendários e a coerência dos preços e das tarifas é, sem dúvida, um aspeto importante que deverá ser acautelado. Todavia, a harmonização dos calendários da vigência das tarifas também apresenta desafios, designadamente, na forma como essa alteração é percecionada pelos consumidores e em que medida poderá afetar a dinâmica contratual. Estes são, entre outros exemplos, alguns dos elementos a ponderar na proposta de alteração regulamentar a realizar em 2019.

Acresce que no que respeita à harmonização do calendário de vigência das tarifas reguladas, a ERSE considerou não estarem ainda reunidas as condições para proceder a esta alteração. Uma decisão desta magnitude carece de uma discussão mais alargada, profunda e uma alteração regulamentar mais densa do que a apresentada a consulta pública na última alteração regulamentar que teve objetivos muito concretos. Não deixará, contudo, de ser um tema incontornável na próxima revisão regulamentar.

4.2 REGIME DE FINANCIAMENTO DA TARIFA SOCIAL (TS)

A ERSE solicitou inicialmente a Sua Excelência, o Senhor Presidente da Assembleia da República, que, através dos mecanismos parlamentares entendidos por adequados, pudesse ser clarificada a norma do artigo 209.º da Lei n.º 114/2017, de 29 de dezembro, que aprovou o Orçamento do Estado para 2018, e que introduziu uma alteração relevante quanto ao financiamento dos custos com a tarifa social do setor do gás natural.

Na sequência da consulta pública efetuada no âmbito do procedimento regulamentar e atendendo às recomendações recebidas dos Conselhos Consultivo e Tarifário e da Autoridade da Concorrência no sentido de a ERSE procurar promover o esclarecimento desta questão junto do legislador, a ERSE dirigiu uma nova comunicação a Sua Excelência, o Senhor Presidente da Assembleia da República.

Em paralelo, ao abrigo de protocolo que recentemente celebrou com o Instituto de Ciências Jurídico-Políticas (ICJP) da Faculdade de Direito de Lisboa (FDL), a ERSE também solicitou ao ICJP um parecer jurídico para clarificação da interpretação da norma.

Finalmente, o Conselho Consultivo da Procuradoria-Geral da República, em parecer votado na sessão de 18 de maio de 2018, homologado por Sua Excelência o Senhor Secretário de Estado da Energia e recebido na ERSE a 24 de maio, considerou que o artigo 209.º da Lei do Orçamento do Estado para 2018 revogou tacitamente o n.º 1 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, que fazia repercutir nos consumidores os custos da tarifa social, e procurou clarificar o novo modo de financiamento da tarifa social.

4.3 Regulação das atividades do Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC)

O CT considera complexa a estrutura tarifária adotada no relacionamento comercial entre operadores das infraestruturas e o OLMC, tendo sugerido um mecanismo de compensações entre estes agentes à semelhança do mecanismo de compensações entre operadores da rede de distribuição e entre comercializadores de último recurso.

Importa referir que o mecanismo de compensação tarifária dos operadores da rede de distribuição, definido no Regulamento Tarifário, se processa entre operadores da rede distribuição, e que o mecanismo de compensação tarifária dos comercializadores de último recurso se processa entre comercializadores de último recurso. Portanto, cada um destes mecanismos se processa entre agentes da mesma atividade regulada.

Um dos princípios aplicáveis ao cálculo e à fixação das tarifas estabelecido no Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação do Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro, é o princípio da inexistência de subsidiações cruzadas entre atividades e entre clientes. Este princípio tem sido seguido no modelo regulatório estabelecido pela ERSE para o setor do gás natural através da aplicação da aditividade tarifária, definindo-se que a cada atividade regulada corresponde uma tarifa regulada e calculando as tarifas de acesso às redes, aplicáveis a todos os consumidores, e as tarifas transitórias de venda a clientes finais pagas pelos clientes dos CUR, por adição das várias tarifas por atividade efetivamente utilizada por cada consumidor.

Neste sentido, considera-se que a criação da tarifa de OLMC promove a aplicação da aditividade tarifária, permitindo conferir maior transparência ao processo de fixação de tarifas.

5. RECOMENDAÇÕES PARA O PRÓXIMO PERÍODO REGULATÓRIO

O ano gás 2019-2020 marca o início de um novo período regulatório do setor do Gás Natural. Neste sentido, no âmbito dos trabalhos de preparação do novo período regulatório a ERSE procederá, como é habitual, a uma avaliação das metodologias regulatórias aplicadas no período regulatório anterior e dos impactes das mesmas nas diversas atividades reguladas.

A ERSE monitoriza anualmente o impacte nas contas das empresas reguladas das decisões que toma, no âmbito da sua esfera de atuação, nomeadamente ao nível dos parâmetros regulatórios que lhes são aplicados, que se consubstancia na análise de desempenho que é elaborado anualmente aquando da definição das tarifas para cada ano gás.

Após a avaliação das metodologias regulatórias aplicadas no período regulatório compreendido entre os anos gás 2016-2017 e 2018-2019, e análise do seu impacto nas contas das empresas reguladas, a ERSE poderá ponderar introduzir alterações ao nível da sua regulamentação, sempre no sentido de melhorar a regulação do setor e adequá-la ao contexto económico nacional e internacional, vivido em cada momento, bem como à legislação existente.

Adicionalmente, são identificadas pelo CT outras matérias que merecerão uma análise atenta da ERSE com vista a uma eventual consideração na consulta pública de revisão dos regulamentos do SNGN, em preparação do período regulatório a iniciar-se em 1 de julho de 2019.

Este processo será feito com a maior transparência, como é apanágio da atuação da ERSE, sendo que todas as propostas de alteração regulamentar serão objeto de consulta pública devidamente suportadas em documentos justificativos das mesmas.

II – ESPECIALIDADE

1. MERCADO LIVRE (ML)

1.1 EVOLUÇÃO DO MERCADO

A ERSE continuará a monitorizar o processo de liberalização do mercado de GN de forma a garantir que o mesmo continua a ocorrer de forma adequada.

1.2 INFORMAÇÃO SOBRE O MERCADO LIBERALIZADO

A ERSE divulga, como vem sendo hábito, a melhor informação disponível, de forma transparente, imparcial e fidedigna. Neste sentido, e como referido nos "Comentários ao parecer do Conselho Tarifário sobre a proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2017-2018", foi solicitada pela ERSE a realização de uma auditoria independente à empresa de distribuição de gás natural que apresentava inconsistências na informação reportada à REN Gasodutos (na sua atividade de gestão do processo de mudança de comercializador no setor do gás natural).

Os trabalhos de auditoria pela entidade auditora decorreram entre abril e agosto de 2017, tendo o relatório final de auditoria apenas sido entregue no dia 20 de abril do corrente ano. A análise do relatório encontra-se em processo de conclusão, sendo as respetivas consequências comunicadas oportunamente.

A ERSE partilha da preocupação do CT relativa à divulgação ao mercado de forma atempada e atualizada, encontrando-se já publicados os Boletins sobre o mercado liberalizado de gás natural relativos aos meses de dezembro de 2017 até março de 2018 e procurará que a sua publicação seja regular e mensal, sempre que a informação for completa e fidedigna.

1.3 MERCADO: EVOLUÇÃO E INFORMAÇÃO

O parecer do CT questiona as previsões da ERSE no que se refere ao número de clientes considerado no mercado livre no ano gás 2018-2019, sendo este valor inferior ao considerado no ano gás anterior, de 2017-2018.

As diferenças apontadas pelo CT resultam do facto dos pressupostos utilizados pela ERSE para a previsão das quantidades de gás natural (número de clientes e consumo GN) no mercado regulado, e consequentemente no mercado livre, não serem os mesmos no ano gás 2017-2018 e no ano gás 2018-2019.

- No ano gás 2017-2018 consideraram-se para os níveis de Alta Pressão (AP), Média Pressão (MP) e Baixa Pressão (BP)> as previsões de quantidades e número de clientes apresentadas à ERSE pelos Comercializadores de Último Recurso (CUR). Para o nível de pressão BP< a ERSE optou por considerar valores de consumo e número de clientes calculados no pressuposto de se observar uma redução gradual das tarifas transitórias até à sua extinção no final de 2020, fazendo-se um paralelismo com o novo calendário de extinção das tarifas transitórias de venda a clientes finais do setor elétrico.
- Em contrapartida, no ano gás 2018-2019 optou-se pela utilização das previsões dos CUR para a totalidade dos níveis de pressão, que na opinião da ERSE apresentaram no passado recente uma maior aderência à evolução do mercado.

2. COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA (CURR)

2.1 AJUSTAMENTOS DE AG ANTERIORES

Os ajustamentos de anos anteriores resultaram de um processo de revisão do cálculo dos ajustamentos da função de compra e venda de gás natural de forma a corrigir situações que não refletiam os verdadeiros custos das empresas. Estas situações foram devidamente identificadas perante as empresas e sempre que possível escrutinadas pelas mesmas e podem subdividir-se em duas categorias:

a) Acerto "quantidades", cujo início da repercussão em proveitos permitidos se iniciou em tarifas 2017-2018. Este acerto traduz o excedente apurado entre os proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural que eram superiores aos custos aceites para efeitos de regulação.

   Excluindo o efeito contabilístico, de curto prazo, da especialização do exercício, não há qualquer justificação, regulamentar ou económica, que legitime que as quantidades faturadas pelos CUR retalhistas aos consumidores e as quantidades adquiridas por estas empresas ao CURg sejam diferentes.

   Contudo, as quantidades faturadas, e que eram utilizadas pela ERSE na anterior metodologia de cálculo do custo da mercadoria vendida, eram também, sistematicamente, superiores às quantidades compradas ao CURg, o que, no médio ou longo prazo, não se pode justificar por qualquer critério contabilístico de especialização do exercício.

   Estas circunstâncias apenas se tornaram evidentes após uma análise comparativa às séries de longo prazo de aquisição e de venda de gás natural.

   Acresce que a atividade de compra e venda de gás natural é uma função que não pode gerar, pela sua natureza *pass through*, qualquer ganho ou perda nem por via da diferença de preço, nem, muito menos, por via de diferença de quantidades.

   Deste modo, estão a ser abatidos aos proveitos permitidos os montantes, com juros, que foram indevidamente incorporados nesses proveitos.

   A avaliação dos motivos que justificam, mas que não legitimam, a existência de diferenças desta natureza está neste momento em curso.

b) Acerto "valores semestrais" incluído nos proveitos permitidos, pela primeira vez, nas tarifas 2018-2019. Este ajustamento é única e exclusivamente efetuado para suportar a ótica dos fluxos semestrais, quando ocorreu a transição dos montantes reportados em ano gás para ano civil na função de compra e venda de gás.

   Este acerto resultou de um processo de revisão do cálculo dos ajustamentos da função de CVGN de forma a corrigir situações que não refletiam os verdadeiros custos das empresas. Estas situações foram devidamente identificadas perante as empresas, tendo-lhes sido comunicada os pressupostos e as metodologias seguidas no recalculo destes ajustamentos.

A ERSE considera que estes processos seguiram procedimentos claros e transparentes e que evitaram a manutenção de situações penalizadoras para o sistema numa atividade em extinção.

2.2 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDAS A CLIENTES FINAIS

O CT recomenda que a ERSE conclua o processo de transição para uma estrutura tarifária totalmente aditiva durante o próximo período de regulação. A ERSE toma boa nota do comentário do CT e continuará a desenvolver todos os esforços para alcançar a aditividade tarifária plena, no âmbito do mecanismo de convergência previsto no Regulamento Tarifário, que salvaguarda impactes tarifários significativos nos clientes.

O referido mecanismo de convergência persegue dois objetivos, a aditividade tarifária e a uniformidade tarifária no território nacional. No escalão 2 de consumo, onde estão cerca de 30% dos consumidores dos comercializadores de último recurso, já existe uniformidade tarifária nacional, pelo que todos os consumidores deste escalão de consumo observam os mesmos preços independentemente do CUR que os forneça. A uniformidade tarifária nacional também já foi alcançada nos termos fixos dos escalões de consumo 3 e 4.

3. OLMC

A ADENE passou a ter as responsabilidades de OLMC para os setores elétrico e do gás natural, de acordo com o estabelecido no Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março.

Neste sentido, foi necessário adaptar a regulamentação da ERSE a esta nova realidade. Em 2017 a regulamentação do setor elétrico já havia sido alterada para acomodar a figura de OLMC e em 2018 procedeu-se à alteração dos regulamentos Tarifário e de Relações Comerciais, do setor do Gás Natural.

No caso do Setor do Gás Natural, a atividade de OLMC foi desempenhada até 2017 pela REN Gasodutos na sua vertente de gestor técnico global do sistema. Para o exercício da função de gestor logístico de mudança de comercializador, a REN desenvolveu uma plataforma informática sobre qual a função era operada. Para o efeito a REN detinha os ativos e a operação do sistema era efetuada pelo OMIP em regime de contratação.

Desta forma, os custos relacionados com a atividade de OLMC foram identificados de uma forma relativamente simples, uma vez que quer os ativos, quer os custos com a contratação externa do serviço e licenças, estava identificado e era reportado anualmente pela REN nos seus Relatórios e Contas.

Em coerência com o procedimento recentemente seguido para os proveitos permitidos da ADENE a recuperar pelas tarifas do setor elétrico, para a definição dos proveitos permitidos da ADENE na sua função de OLMC do setor do gás natural, a ERSE considerou os custos reportados pela REN nos últimos anos, para a mesma função. É esse o valor que constitui o proveito permitido à ADENE, com a atividade de OLMC para o setor do Gás Natural. Assim, a ERSE garantiu que os custos para o ano gás 2018-2019 com a atividade de OLMC não são superiores aos que ocorreram no passado. De acordo com a legislação em vigor a ADENE pode recorrer a outras fontes de financiamento para o desempenho das suas atividades. Compete à ERSE a regulação das atividades desempenhadas pela ADENE no âmbito da sua atividade de OLMC dos dois setores, elétrico e do gás natural. Outras fontes de financiamento que digam respeito, por exemplo, aos ativos utilizados pela ADENE, nomeadamente o recebimento de subsídios para investimento na atividade de OLMC, serão abatidos ao valor do ativo a remunerar, de acordo com o Regulamento Tarifário em vigor em cada um dos setores.

A recuperação dos custos do OLMC ocorre através da aplicação das tarifas definidas pela ERSE, conforme definido no Regulamento Tarifário, sendo que os ajustamentos aos proveitos, são efetuados *a posteriori* através dos mecanismos de ajustamento previstos no referido regulamento.

O CT considera que, face aos montantes em apreço e em prole da simplicidade de aplicação, em vez de uma tarifa, teria sido mais indicada a recuperação de custos desta atividade de OLMC considerando um adicional de proveitos a recuperar por operador em função do número de clientes fornecido pela sua rede e a transferência do valor assim considerado para o OLMC.

Um dos princípios aplicáveis ao cálculo e à fixação das tarifas estabelecido no Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação do Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro, é o princípio da inexistência de subsidiações cruzadas entre atividades e entre clientes. Este princípio tem sido seguido no modelo regulatório estabelecido pela ERSE para o setor do gás natural através da aplicação da aditividade tarifária, definindo-se que a cada atividade regulada corresponde uma tarifa regulada e calculando as tarifas de acesso às redes, aplicáveis a todos os consumidores, e as tarifas transitórias de venda a clientes finais pagas pelos clientes dos CUR, por adição das várias tarifas por atividade efetivamente utilizada por cada consumidor.

Neste sentido, considera-se que a criação da tarifa de OLMC promove a aplicação da aditividade tarifária, permitindo conferir maior transparência ao processo de fixação de tarifas.

Quanto à possibilidade de se realizarem transferências mensais fixas do Operador da Rede de Transporte (ORT) para o OLMC, em duodécimos dos proveitos permitidos estimados para este último, isso implicaria o ORT assumir os desvios desta atividade enquanto não se realizassem os ajustamentos interanuais.

Concorda-se que não se perspetivam desvios relevantes, mas a ERSE considerou mais adequado implementar um modelo que permite garantir que o ORT não suporta os desvios da atividade do OLMC, ou seja, o OLMC aplicar ao ORT uma tarifa igual à que o ORT aplica às suas entregas em alta pressão.

Esta metodologia será monitorizada e avaliada neste primeiro período de regulação, devendo ser revisitada para o próximo período de regulação.

4. NÍVEL TARIFÁRIO

4.1 PREÇO MÉDIO UNITÁRIO DO SERVIÇO

O CT ressalva que, embora com preocupação de estabilização tarifária, é fundamental neste ambiente de volatilidade da procura que os preços possam mesmo assim ajustar com a rapidez necessária, como agora se verifica no ano gás 2018-2019.

A ERSE reitera a sua concordância com o CT sobre todas as correções deverem ocorrer com a mesma celeridade, qualquer que seja o sentido de variação, de modo a minimizar o valor dos montantes em ajustamento que afetem tarifas futuras e os sinais preço com reflexo nas decisões de consumo de GN.

4.2 PROVEITOS UNITÁRIOS MÉDIOS DAS INFRAESTRUTURAS E REDES (SEM AJUSTAMENTOS)

A ERSE toma boa nota da análise efetuada pelo CT e reconhece a sua importância, por forma a aferir se o custo médio por infraestrutura é semelhante entre Portugal e Espanha.

5. TARIFAS

5.1 VARIAÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO À REDE

A metodologia de repartição dos custos de cada uma das atividades reguladas pelos utilizadores de cada uma das infraestruturas resulta da metodologia de cálculo de cada uma das tarifas reguladas prevista no capítulo V do Regulamento Tarifário. No início do período de regulação em que se insere o presente cálculo de tarifas, julho de 2016, foram elaborados estudos onde foi explicitada a metodologia de cálculo de cada uma das tarifas reguladas e que resultaram na alteração da estrutura das tarifas reguladas por atividade.

As variações das tarifas por atividade nem sempre têm o mesmo impacte nos diferentes níveis de pressão e escalões de consumo, uma vez que as tarifas aplicáveis são distintas, em linha com o previsto no Regulamento Tarifário. A tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) é um exemplo claro de variações distintas por nível de pressão e escalões de consumo, que se justifica pelo facto de: (i) aos consumidores em AP é aplicada a tarifa de UGS do ORT, sendo que os centros electroprodutores apenas pagam a parcela I da tarifa de UGS; (ii) aos consumidores em MP e BP é aplicada a tarifa de UGS dos operadores da rede de distribuição, distinta da tarifa de UGS do operador da rede de transporte, por incluir ajustamentos ao nível da rede de distribuição; (iii) aos consumidores de MP e de BP> é aplicada a parcela II> da tarifa de UGS, e (iv) aos consumidores de BP< é aplicada a parcela II< da tarifa de UGS.

Adicionalmente, importa enfatizar que quer a tarifa de UGS, quer a tarifa de URT do operador da rede de transporte (que são as tarifas aplicáveis aos clientes de AP e aos operadores da rede de distribuição) são diferentes da tarifa de UGS dos operadores da rede de distribuição (aplicáveis aos consumidores de MP e de BP), uma vez que esta última inclui os ajustamentos de faturação, de anos anteriores, entre o operador da rede de transporte e os operadores da rede de distribuição.

Em relação às diferentes variações da tarifa de uso da rede de transporte entre os clientes de AP (centros electroprodutores e restantes) esta resulta da alteração dos multiplicadores das tarifas flexíveis, que tornou estas opções tarifárias menos atrativas em relação à opção de longas utilizações. Esta alteração é justificada de modo a garantir-se uma maior harmonização no mercado Ibérico do nível de preços das tarifas de acesso às redes para contratação mensal e diária.

As opções tarifárias flexíveis foram introduzidas no sistema tarifário num contexto de reduzidos consumos no sistema de gás natural, com o objetivo de aumentar a flexibilidade para os consumidores com utilizações mais limitadas no tempo e, por conseguinte, contribuir para um aumento da utilização das infraestruturas do sistema nacional de gás natural.

Atualmente a necessidade de flexibilidade é menor devido ao nível elevado de consumos que se verifica e que se perspetiva no sistema de gás natural, pelo que importa incentivar a contratação de mais longo prazo, nomeadamente na opção de longas utilizações, aportando maior estabilidade ao sistema e protegendo o interesse dos consumidores, em particular, dos consumidores com consumos mais estáveis ao longo do ano (consumidores industriais, de serviços e domésticos).

Por último, importa acrescentar que as diferentes variações por escalão de consumo resultam também da redução das descontinuidades tarifárias nos pontos de transição dos escalões de consumo, em linha com o solicitado pelo CT.

5.2 Tarifa de Uso de Rede de Transporte, por ponto de Entrada

A ERSE considera que a forma de cobrança dos custos de entrada da tarifa de URT pelos comercializadores aos seus clientes deve ser estabelecida livremente entre as partes, podendo ser explicitada num preço próprio ou incorporada no preço de energia. Todavia, atendendo à natureza dos custos de entrada da tarifa de URT, considera-se boa prática tratar estes custos da mesma forma que os relativos ao uso do terminal de GNL e do armazenamento subterrâneo, que são na sua maioria repercutidos ou recuperados através de preços de energia.

Neste contexto, o CT recomenda que as componentes da tarifa de uso da rede de transporte (entrada e saída) passem a ser apresentadas em pontos separados para evidenciar a sua diferente aplicabilidade.

Procurando ir de encontro à solicitação do CT, o capítulo relativo à tarifa de transporte passa a ser subdividido em dois capítulos:

- Produtos de capacidade contratada nas entradas e saídas da rede de transporte, que inclui os preços aplicáveis aos comercializadores pela contratação de capacidade para entrar e sair da rede de transporte;
- Tarifa de uso da rede de transporte para clientes em AP e operadores das redes de distribuição, que inclui os preços que serão repercutidos nos clientes através das tarifas de acesso às redes estabelecidas pela ERSE.

5.3 Estrutura tarifária

O CT destaca o interesse de uma estrutura tarifária mais aderente aos custos, nomeadamente no que respeita aos diferenciais de preços nas zonas de fronteira das tarifas de acesso às redes de níveis de pressão distintos. O CT regista o aumento dos diferenciais de preços nas zonas de fronteira das TAR de níveis de pressão distintos. A ERSE destaca que a proposta de tarifas para o ano gás 2018-2019, no que respeita aos diferenciais de preços das TAR entre MP e BP>, incorpora uma diminuição da diferença entre as referidas TAR. No entanto e tomando em boa nota os comentários do CT relativamente a esta matéria, a ERSE procede a uma alteração na versão final de tarifas para o ano gás 2018-2019, no sentido de diminuir as diferenças nas TAR entre os clientes em diferentes níveis de pressão. Assim, nas tarifas para o ano gás 2018-2019 os clientes com consumos anuais perto dos 10 000 000 m^3 verificam uma redução na diferença entre as TAR em MP e AP de 0,08 €/MWh. No ano gás 2017-2018 a diferença era de 1,66 €/MWh e para o ano gás 2018-2019 a diferença será de 1,58 €/MWh. No que respeita à zona de fronteira (700 000 m^3/ano) a diferença entre BP> e MP era 6,84 €/MWh e no ano gás 2018-2019 é de 6,38 €/MWh, ou seja, uma redução de 0,45 €/MWh.

O CT reitera que a alteração de estrutura das atuais TAR para uma estrutura de "tarifas por enchimento" seria a solução para a redução dos diferenciais de preços nas zonas de fronteira das TAR de níveis de

pressão distintos. A ERSE considera que a prossecução desta alteração de estrutura obrigaria ao abandono das atuais variáveis de faturação, nomeadamente da variável de capacidade utilizada. Esta alteração seria especialmente impactante nos níveis de pressão superiores, onde as variáveis de faturação são o termo de capacidade e de energia, sendo o primeiro termo o mais relevante.

A estrutura tarifária atual tem diferenciação por nível de pressão pois decorre do modelo de estrutura tarifária com separação de atividades (transporte e distribuição) e da aditividade tarifária.

Acresce que sendo a estrutura adotada no nosso sistema tarifário semelhante à adotada em Espanha, contribuímos desta forma para uma harmonização das regras aplicáveis no Mercado Ibérico, situação desejável para o seu aprofundamento e promoção de concorrência, com benefícios para os consumidores finais.

Neste sentido, a ERSE considera que a proposta apresentada de desenvolvimento de tarifas por enchimento iria conduzir a uma estrutura tarifária distinta da existente em Espanha e noutros países europeus, comprometendo o objetivo estratégico de harmonização tarifária e prejudicando o aprofundamento do Mercado Ibérico. Este tipo de tarifas por enchimento utiliza como variável de faturação dominante conceitos de energia, abandonando os conceitos de capacidade, que são mais adequados à reflexão dos custos das redes e consequentemente os mais utilizados na generalidade dos sistemas tarifários de acesso às redes.

5.4 Tarifa opcional MP

A ERSE regista com agrado os comentários favoráveis do parecer do CT sobre esta matéria.

5.5 Fatores multiplicativos da tarifa flexível diária em AP

O CT questiona o agravamento proposto, considerando que a introdução desta opção tarifária não conduziu a comportamentos inesperados ou oportunistas por parte dos agentes, não resultando em prejuízo para o SNGN e/ou para os demais consumidores.

Por um lado, a ERSE considera que a evolução nos consumos verificados nos anos mais recentes, isto é, o aumento significativo do nível de consumos em AP (e respetivo aumento das modulações) contribuiu significativamente para a escolha de outras opções tarifárias de acesso às redes, com contratação de capacidade mais permanente, que não a tarifa diária.

Por outro lado, a ERSE relembra que uma das razões que justificou a introdução desta opção tarifária foi a harmonização tarifária entre Portugal e Espanha. Neste sentido, os valores dos multiplicadores desta opção tarifária foram revistos em alta, de modo a garantir-se uma harmonização do nível de preços das opções tarifárias flexíveis mensais e diárias no Mercado Ibérico. Como demonstrado no documento "Estrutura tarifária no ano gás 2018-2019", apesar do agravamento dos multiplicadores da tarifa diária em Portugal referido pelo CT, em termos de preço médio, a tarifa diária em Portugal continua a ser mais competitiva em Portugal do que em Espanha.

Importa acrescentar que esta opção contribui para assegurar uma maior estabilidade do sistema tarifário protegendo os interesses dos consumidores do mercado convencional (consumidores industriais, de serviços e domésticos).

5.6 Tarifas interruptíveis na interligação

A ERSE regista com agrado os comentários favoráveis do parecer do CT sobre esta matéria.

5.7 Preço da capacidade atribuída por mecanismo implícito

A ERSE partilha da posição do CT sobre a urgência e importância da implementação efetiva do MIBGAS de modo a explicitar o valor do GN no ponto de troca virtual (VTP) do SNGN, elemento essencial na transparência das transações no interior do SNGN.

A ERSE desenvolveu esforços para que todas as suas peças regulamentares permitissem a implementação do MIBGAS. Nesse sentido a ERSE adaptou todos os Regulamentos relevantes para contemplar o funcionamento do mercado organizado. Neste quadro, a concretização do MIBGAS carece de desenvolvimentos que ultrapassam a esfera das suas competências, pelo que a mobilização de todos os interessados é também um importante contributo para que tais ações se venham a concretizar.

Na vigência do período transitório, mantêm-se o disposto na Diretiva n.º 20/2016, de 20 de dezembro, a qual estipula que o preço de desequilíbrio será calculado tomando como preço de referência o preço verificado em Espanha, acrescido da tarifa de interligação diária de Espanha e da tarifa de interligação trimestral em Portugal, solução considerada adequada pelo CT.

5.8 NOVA OPÇÃO TARIFÁRIA DE USO TERMINAL

Conforme referido pelo CT, o terminal de GNL tem observado uma utilização com elevada volatilidade, o que associado às suas caracteristicas naturais de funcionamento, prejudica a sua utilização por agentes de mercado de menor dimensão e consequentemente pode representar uma barreira à entrada de novos agentes no mercado. Estas características de funcionamento são condicionadas, por um lado, pelo aprovisionamento ser efetuado de forma discreta e com grandes indivisiblidades devido à dimensão dos navios metaneiros e por outro lado, pela regaseificação e injeção de gás natural na rede de transporte para abastecimento do consumo das várias carteiras dos comercializadores ser efetuada de forma contínua, o que obriga à constituição de armazenamento sobre a forma de GNL no terminal. Esta necessidade de constituição de armazenamento sobre a forma de GNL no terminal, representa um custo de logistica praticamente constante ao longo do ano, independentemente da dimensão da carteira do comercializador, situação muito penalizadora, por um lado, para os comercializadores de pequena dimensão prejudicando a sua entrada no mercado e por outro lado, para o próprio terminal prejudicando uma maior utilizaçao desta infraestrutura.

A ERSE, reconhecendo este problema tem vindo a tomar diligências ao longo dos últimos anos no sentido de minimizar as barreiras à utilização do terminal de GNL por agentes de mercado de menor dimensão, nomeadamente:

- Aprovação do mecanismo de trocas reguladas de GNL que incentive o comercializador incumbente a trocar GNL com outros agentes de mercado de menor dimensão;
- Aprovação de regras para contratação e nomeação de gás natural da rede de transporte para o terminal de GNL em contra fluxo, com preços nulos, permitindo, por um lado, que agentes de pequena dimensão beneficiem da flexibilidade proporcionada pelo terminal e por outro lado, viabilizando o abastecimento de consumidores isolados da rede nacional de transporte e abastecidos por GNL no terminal;
- E por fim, a aprovação deste novo mecanismo de continuidade, reconhecendo-se que a sua implementação coloca diversos desafios.

Relativamente ao ponto c), referido anteriormente, o CT propõe que a introdução desta nova opção tarifária no terminal de GNL associada ao novo mecanismo de continuidade esteja condicionada à definição de regras de detalhe para a definição da parametrização operacional deste mecanismo, nomeadamente, contratação de capacidade, limites operacionais de utilização dos tanques, entre outros.

A ERSE concorda com esta proposta aprovando para o ano gás 2018-2019 os preços desta tarifa, ficando a sua aplicação condicionada à definição das referidas regras.

5.9 TARIFA SOCIAL

Na proposta de tarifas de gás natural para o ano gás 2018-2019, a ERSE, tendo em conta a alteração ao financiamento dos custos com a tarifa social do setor do gás natural estabelecida pela Lei do Orçamento do Estado para 2018, propôs que os custos decorrentes da aplicação da tarifa social aos clientes de gás

natural passassem a ser suportados pelo operador da rede de transporte e pelos comercializadores de gás natural. Contudo, desde logo ressalvou que "*Considerando as dúvidas interpretativas quanto ao texto da norma, que ficaram patentes nos comentários recebidos na consulta pública, a ERSE tem feito diligências no sentido de obter uma aclaração quanto ao alcance da mesma. Pelo que, nesta matéria, caso surjam, entretanto, os esclarecimentos pertinentes, a proposta tarifária ainda poderá ser revista até à decisão final da ERSE.*".

No seu parecer sobre a proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2018-2019, o CT, secundando a recomendação formulada no parecer emitido aquando da revisão regulamentar do gás natural, recomendou expressamente à ERSE que reforçasse as diligências junto do legislador no sentido de esclarecer o quadro legal inerente à aplicação da tarifa social.

Efetivamente, na referida consulta pública regulamentar, a ERSE entendeu que, nos termos da lei, os custos com a tarifa social do gás natural fossem suportados, seguramente, pelo operador da rede de transporte e pelos comercializadores, em partes iguais e questionou se outros os operadores não deveriam suportar o encargo, desde logo, obviamente, os Operadores das Redes de Distribuição, por serem subsumíveis à norma legal.

Como é conhecido, Sua Excelência o Secretário de Estado da Energia solicitou ao Conselho Consultivo da Procuradoria-Geral da República um parecer sobre a *tarifa social do gás natural*. Em concreto, destacam-se de entre as questões formuladas as seguintes:

"*3.ª O artigo 209.º, da Lei que aprovou o Orçamento do Estado para 2018, determina que os custos decorrentes da aplicação da tarifa social aos clientes de gás natural são suportados pelas empresas transportadoras e comercializadoras de gás natural na proporção do volume comercializado no ano anterior. Face aos intervenientes no setor do gás natural passíveis de integrar o conceito de empresa transportadora e de comercializador, quais os abrangidos pelo artigo 209.º, da Lei que aprovou o Orçamento do Estado para 2018?*"

"*4.ª Qual a proporção do volume comercializado de gás no ano anterior ou repartição entre transportadores e comercializadores deve ser aplicado face ao disposto na lei, em particular no artigo 209.º, da Lei que aprovou o Orçamento do estado para 2018?*"

"*5.ª São repercutíveis nas tarifas de acesso às redes ou, de qualquer outra forma, nos consumos de gás natural, os valores suportados pelas empresas transportadoras e comercializadoras de gás?*"

O Conselho Consultivo da Procuradoria-Geral da República, em parecer votado na sessão de 18 de maio de 2018, homologado por Sua Excelência o Senhor Secretário de Estado da Energia e recebido na ERSE no passado dia 24 de maio, considerou que o artigo 209.º da Lei do Orçamento do Estado para 2018 revogou tacitamente o n.º 1 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, que fazia repercutir nos consumidores os custos da tarifa social, e procurou clarificar o novo modo de financiamento da tarifa social.

Tal modo de financiamento consubstancia-se, nos termos do referido parecer, na imputação a todas as empresas que procedam ao transporte e comercialização do gás natural, em tais se incluindo os operadores das redes de distribuição. Com efeito, segundo o Conselho Consultivo da Procuradoria-Geral da República, "*Independentemente da densificação que o legislador entenda fazer do artigo 209.º do OE 2018, não será despiciendo precisar algo mais sobre o seu último segmento* - "na proporção do volume comercializado de gás no ano anterior*". Não pode por* volume comercializado de gás *considerar-se tão-somente as operações relativas à comercialização de gás na aceção já atrás reproduzida* [citando a legislação setorial, e em termos gerais: compra e venda de gás natural a clientes], *sob pena de deixar sem sentido a estatuição do financiamento pelas "empresas transportadoras". Tem, portanto, de entender-se volume comercializado num sentido amplo que permita abranger todos os operadores que constituem o universo da norma.*".

Assim, entendeu o Conselho Consultivo da Procuradoria-Geral da República que "deve aqui ser considerado como transporte de gás toda a veiculação de gás quer se faça através de uma rede interligada de alta

pressão quer se faça através da rede de distribuição". Acrescenta-se ainda que para efeitos de repartição dos custos decorrentes da aplicação da tarifa social, deve considerar-se o respetivo "volume de entregas/fornecimentos de gás no ano anterior".

Nestes termos, a ERSE, fazendo seus os argumentos invocados pelo Conselho Consultivo da Procuradoria-Geral da República, com quadro de excecionalidade, procedeu ulteriormente a uma alteração do Regulamento Tarifário do gás natural, que se encontra a produzir efeitos.

Em consequência, num quadro de excecionalidade, a ERSE alterou a proposta de tarifas apresentada relativamente aos valores que deverão ser suportados por cada entidade (operador da rede de transporte, operadores da rede de distribuição, comercializadores de último recurso e comercializadores que atuam no mercado) para efeitos de repartição dos custos decorrentes da aplicação da tarifa social[165].

Assim, nos termos e com os fundamentos enunciados, incluindo os que presidiram à alteração do Regulamento Tarifário, os encargos com a tarifa social do gás natural são assumidos pelo ORT, pelos ORD e pelos comercializadores (incluindo os de último recurso) nos termos acima expostos.

6. TAXAS DE OCUPAÇÃO DO SUBSOLO (TOS)

A ERSE tomou boa nota das observações do CT.

Nos termos dos seus estatutos, incumbe à ERSE promover a eficiência e a racionalidade do setor do gás natural, em termos objetivos, transparentes, não discriminatórios e concorrenciais, através de uma contínua supervisão e acompanhamento do SNGN.

Neste âmbito, cabe concretamente a esta Entidade Reguladora, nos termos estatutários, (*i*) proteger os direitos e interesses dos consumidores, promovendo a sua informação, esclarecimento e formação; (*ii*) assegurar a existência de condições que permitam a obtenção do equilíbrio económico e financeiro por parte das atividades dos setores regulados exercidos em regime de serviço público, quando geridas de forma adequada e eficiente; e (*iii*) promover a concorrência entre os agentes intervenientes nos mercados.

Em especial no que respeita às alterações legislativas concernentes à taxa de ocupação do subsolo, a ERSE apresentou já no ano em curso ao Governo, do mesmo dando conhecimento à Assembleia da República, um estudo que atualiza a avaliação das consequências no equilíbrio económico-financeiro dos operadores das redes de distribuição de gás natural que foram reportadas em estudo realizado, em 2017, nos termos do artigo 85.º da Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, que aprovou a Lei do Orçamento do Estado para 2017 e do artigo 70.º, n.º 4 do Decreto-Lei n.º 25/2017, de 3 de março.

Pelo que, no desenvolvimento das suas atribuições, a ERSE vem assim monitorizando em permanência os impactos da opção legislativa na sustentabilidade do setor, nos diversos agentes que nele intervém e no equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas.

Considerando a importância desta matéria e das questões a ela inerentes no âmbito do funcionamento eficiente e racional do SNGN a ERSE aguarda com expetativa a discussão e decisão ao nível legislativo.

7. INVESTIMENTOS

O relatório de análise dos investimentos do Setor do Gás Natural completa este ano a sua décima edição. Estes dez anos são marcados por um período inicial onde o investimento no SNGN foi bastante expressivo,

[165] Atendendo à manifesta urgência do procedimento em causa (designadamente, atendendo ao hiato temporal que medeia o conhecimento do Parecer e a publicação das tarifas para o ano 2018), tendo a ERSE apenas tomado conhecimento dos novos elementos a 24 de maio de 2018, e atendendo ainda ao facto de os operadores terem tido oportunidade de se pronunciarem sobre questões relacionadas com a possibilidade de repartição de custos da tarifa social por parte de outros operadores que não as empresas de transporte e de comercialização, nos termos das alíneas a) e e) do n.º 1 do artigo 124.º e das alíneas a) e d) do n.º 3 do artigo 100.º, ambos do Código do Procedimento Administrativo, foi dispensada a audiência prévia dos interessados.

sofrendo posteriormente uma redução gradual para níveis próprios de um setor com uma maior maturidade, ou seja, observa-se hoje, em particular para a RNTIAT, um paradigma de investimento muito diferenciado do que o constatado em 2009 quando saiu a primeira edição deste relatório.

Os desafios de hoje são muito diferentes e passam sobretudo por promover a discussão em torno dos PDIRGN e PDIRD, do setor do gás natural, sendo os relatórios de análise de investimento vocacionados para monitorizar o cumprimento dos planos de investimento da RNTIAT e da RNDGN. Nessa medida, a ERSE congratula-se por constatar uma coerência do seu entendimento face à posição manifestada pelo CT no "Parecer sobre a proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2018-2019", reiterando o seu propósito em continuar a realizar anualmente este exercício e agradecendo a atenção que o CT dedica a este tema.

8. PREÇOS REGULADOS

Na proposta de revisão regulamentar concretizada em 2016, a ERSE propôs a adoção de regras distintas das que até aí vigoraram para a integração de polos de consumo nas redes existentes, não deixando de se reconhecer que a motivação para esta integração acolhe fatores históricos de desenvolvimento do setor do gás natural, nomeadamente no que concerne ao desenvolvimento em profundidade das redes de distribuição de gás natural, sendo tais fatores inevitavelmente associados à promoção de maior eficiência económica na gestão do conjunto de ativos afeto à atividade de distribuição de gás natural, em particular na indução de menores custos unitários de veiculação de gás natural.

Esta revisão acolheu, assim, as preocupações veiculadas pela ERSE a este respeito e também a sucessiva menção efetuada nos pareceres do CT relativamente à definição de preços dos serviços regulados orientados por critérios de racionalidade e eficiência económica, com particular enfoque na integração de polos de consumo existentes e a concretização de ações de conversão e de reconversão.

Desde logo, na referida revisão do quadro regulamentar, apontou-se para a necessidade de privilegiar uma metodologia que promova a redução dos custos unitários de utilização das redes, em particular das redes de distribuição, de modo a ativamente contribuir para a redução dos custos globais suportados pelos consumidores com a veiculação de gás natural.

A concretização desta orientação regulamentar passou, no âmbito do estabelecimento dos respetivos preços regulados para o ano gás 2017-2018, pela adoção de parâmetros de eficiência, apurados para cada operador de rede de distribuição, a aplicar aos preços de referência a publicar.

Já as regras regulamentares para repartição de encargos de ligação à rede, quer as aplicáveis às instalações com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m^3 (n), quer as aplicáveis às restantes instalações, não foram objeto de alteração na anterior revisão regulamentar.

No contexto anterior, o parecer do CT inscreve a recomendação de, para efeitos do processo de revisão regulamentar que antecederá o próximo período regulatório, se analisar o modelo de financiamento das ligações às redes, em especial para consumidores não-domésticos, induzindo o desenvolvimento sustentável das redes de distribuição em linha, aliás, com o referido pelos operadores das redes de distribuição que, na proposta conjunta de preços regulados, anunciaram o envio à ERSE de proposta de revisão dos parâmetros respetivos, incluindo a metodologia para o seu estabelecimento, com caráter prévio à próxima revisão regulamentar.

A ERSE está, naturalmente, disponível para discutir e analisar o enquadramento regulamentar aplicável às ligações às redes de instalações individuais e polos de consumo, importando, em qualquer caso, assegurar que o modelo reflete, entre outros, aspetos como a aderência ao estado de maturidade do SNGN, e em particular das redes de distribuição, a redução dos custos unitários de utilização das redes de distribuição, o caráter não universal do acesso ao gás natural ou a garantia de atuação economicamente eficiente por parte dos diversos intervenientes.

9. TRANSPORTE RODOVIÁRIO DE GNL PARA AS UAGS

9.1 CUSTOS DE TRANSPORTE RODOVIÁRIO

O CT refere que a um aumento do custo total de transporte de 3,5% corresponde um aumento do custo total aceite de 6,8%. Esta diferença justifica-se porque no ano 2017 se verificou uma maior proximidade entre o custo total e o custo máximo aceite (97%) do que no ano anterior (94%).

9.2 GL-UAG

O valor considerado para o gestor logístico UAGs no ano gás de 2018-2019 foi a média dos valores reportados pela Transgás, S.A. na norma complementar de relato financeiro 7 previsional (N7_Curg final - Previsional), para os anos 2018 e 2019, no montante de 267 000 euros em cada ano.

10. RELATÓRIO DE QUALIDADE DE SERVIÇO

O relatório da qualidade de serviço comercial abrange a análise da informação do ORT, dos ORD e de todos os comercializadores. O número de entidades analisadas, a diversidade de temas e a necessidade de contactar as diversas entidades, confirmar e corrigir os dados não tem permitido disponibilizar o relatório da qualidade de serviço de âmbito comercial a tempo da apreciação da proposta de tarifas e preços de gás natural.

Contudo, é possível dar prioridade à disponibilização atempada de análises e conclusões sobre temas específicos ou entidades que o CT possa considerar mais relevantes para a apreciação referida.

◆ Tarifas e preços para o ano gás 2017-2018 ◆

Os estatutos da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, revistos pelo Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro, dispõem sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (doravante abreviado CT): "(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços"[166].

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: "(…) emitir parecer (…) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços ", parecer este que é aprovado por maioria, não tem carácter vinculativo e deve ser emitido no prazo máximo de 30 dias após a receção da proposta.

O Conselho de Administração da ERSE entregou ao CT uma "Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2017-2018", solicitando parecer sobre a mesma.

No decurso do período para emissão de parecer, o CT solicitou à ERSE esclarecimentos, tendo esta respondido em 27.04.2017.

Posto o que, nos termos do n.º 3 do artigo 147.º do Regulamento Tarifário (RT), conjugado com o n.º 1 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro, a Secção do Setor do Gás Natural do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I – GENERALIDADE

1 - ENQUADRAMENTO

a) O presente parecer visa apreciar a proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás(AG) 2017-2018, que tem por base os parâmetros definidos para o período regulatório 2016-2019.

b) No que respeita às tarifas transitórias de venda a clientes finais, aplicáveis a aproximadamente 300.000 clientes que se encontram ainda a ser abastecidos pelo comercializador de último recurso, a variação tarifária proposta face ao ano gás 2016-2017, é na baixa pressão (BP) de -1,1% para os consumidores com consumos inferiores ou iguais a 10.000 m^3 por ano, de -1,3% para os consumidores com consumos superiores a 10.000 m^3 por ano, e ainda de -2,4% na média pressão (MP).

c) Quanto às Tarifas de Acesso às Redes (TAR) são propostas as seguintes variações:

Tarifas de Acesso às Redes	Variação tarifária 2017-2018/2016-2017
Clientes em AP (> 50 milhões de m^3) *	-28,3%
Clientes em MP e BP> (> 10 000 m^3)	-8,4%
Clientes em BP < (< 10 000 m^3)	0,0%

(*) Os limites de consumo indicados são indicativos

Fonte: ERSE, "Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2017-2018"

[166] Cf. artigo 48.º do Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro.

d) Quanto à tarifa social o desconto para o ano gás 2017-2018 será de 31,2% face às tarifas transitórias, nos termos do Despacho n.º 3229/2017, de 11 de abril, similar ao desconto dos apoios sociais que vigoraram em 2016-2017.

e) São ainda propostas as seguintes variações[167]:

Variação anual das tarifas por atividade:

Tarifas por atividade	Variação tarifária 2017-2018/2016-2017
Infra-estruturas de Alta Pressão	
Tarifa de Uso do Terminal de GNL	5%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	4%
Acesso às Redes e Gestão Global do Sistema	
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	-5%
Tarifa de Uso Global do Sistema	-55%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	-2%

Variação anual da tarifa de Energia para clientes com consumos inferiores ou iguais a 10.000 m³/ano

Tarifas por atividade	Variação tarifária 2017-2018/2016-2017
Tarifa de Energia ≤ 10 000 m³/ano	-0,6%

Variação anual da tarifa de comercialização para clientes com consumos inferiores ou iguais a 10.000 m³/ano

Tarifas por atividade	Variação tarifária 2017-2018/2016-2017
Tarifa de Comercialização ≤ 10 000 m³/ano	-8,0%

f) O CT verifica também que se mantêm os processos judiciais respeitantes ao valor dos ativos de cada uma das redes da Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural (RNDGN) e à interpretação dos Contratos de Concessão da Distribuição, estimando a ERSE "*que caso haja procedência das pretensões das autoras, o impacto global nos proveitos permitidos pelos Operadores de Rede de Distribuição (ORD) poderá ser entre 136 milhões e 167 milhões de euros".*

g) O CT considera que o impacto de eventual decisão favorável às pretensões dos ORDs deveria ser melhor clarificado, designadamente sobre de que forma pretende a ERSE acautelar eventuais impactos nas tarifas. Mais reitera a recomendação já expressa em pareceres anteriores, que a ERSE se atenha à descrição factual das ações em curso, evitando-se a inclusão de informações que parecem insuficientemente fundamentadas.

[167] Fonte: ERSE, "Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2017-2018".

2 - COMUNICAÇÃO DOS IMPACTOS TARIFÁRIOS

a) Nos seus anteriores pareceres, o CT tem vindo a recomendar que a comunicação das propostas de tarifas e preços de energia tenha o seu enfoque nas variações tarifárias nas TAR e respetiva repercussão nas faturas dos consumidores do mercado liberalizado, uma vez que as tarifas transitórias são apenas aplicáveis a aproximadamente 300.000 clientes num universo de 1,4 milhões de consumidores.

b) Considera o CT, assim, que relativamente à variação da fatura média dos clientes domésticos, dever-se-ia reforçar que os exemplos apresentados na comunicação[168] (reproduzidos infra), e que refletem uma real e efetiva poupança na fatura do consumidor doméstico, apenas se aplicarão a um universo reduzido de consumidores, que ainda se encontram no mercado de ultimo recurso retalhista.

Variação das faturas características do segmento de consumo anual inferior a 10 000 m³

[€/mês]

Factura média mensal	
- Casal sem filhos (consumo tipo 150m³/ano)	12,87
- Casal com filhos (consumo tipo 320m³/ano)	24,30
Variação tarifária na factura mensal	
- Casal sem filhos (consumo tipo 150m³/ano)	-0,15
- Casal com filhos (consumo tipo 320m³/ano)	-0,28

Nota: Os valores apresentados incluem o IVA de 23%.

c) Esta questão assume ainda particular importância quando a variação tarifária para as TAR proposta para o ano gás 2017-2018 é de 0% para os consumidores em BP com consumo anual ≤10.000 m^3, i.e., não implicando qualquer poupança no que toca a esta componente da fatura, no âmbito do mercado livre.

d) Verificou-se, assim, que o atual modelo de comunicação da proposta de tarifas e preços do GN originou títulos na comunicação social, que anunciaram poupanças na fatura de gás natural para as famílias. No entanto, esta poupança apenas se verificará num universo reduzido de consumidores, criando-se assim expetativas junto da generalidade dos consumidores, quanto a uma futura poupança na sua fatura, que não se verificará na grande maioria.

e) Deste modo, e reforçando o exposto, o CT considera que a comunicação de um preço regulado de venda a clientes finais, pela sua reduzida expressão de aplicação, poderá condicionar o funcionamento do mercado livre. Na realidade, a manutenção desta tarifa regulada e a sua comunicação, com a ênfase que lhe é dada, assemelha-se hoje à fixação de um preço de referência, extravasando a mera comunicação do mesmo.

f) Por outro lado, este modelo de comunicação ao permitir a comparação entre tarifas reguladas com preços no mercado livre, pode conduzir, (dependendo do ciclo do mercado internacional e do preço do gás natural), os consumidores a uma predisposição de regresso aos CURR.

g) Reitera-se ainda, a recomendação anterior do CT relativamente à necessidade de a ERSE monitorizar e garantir, a adequada aplicação das TAR nos consumidores em regime de mercado liberalizado.

[168] Fonte: comunicado ERSE.

3 - COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA (CURRs)

a) Tendo em conta a recente publicação da Portaria n.º 144/2017, de 24 de abril, que prolonga a extensão das tarifas transitórias de gás natural até ao final do ano 2020, considera o CT, tal como já referido em anteriores pareceres, que esta decisão vem reforçar a necessidade de repensar o modelo organizativo da atividade de comercialização de último recurso retalhista, assegurando uma melhor adequação à realidade do seu mercado e ao período de tempo que agora se estabelece para o seu funcionamento. Esta análise deve ser desejavelmente coordenada pela ERSE em conjunto com o governo e envolver os *stakeholders* do setor.

b) Adicionalmente, torna-se fundamental que a ERSE garanta as condições necessárias para que os CURR possam desempenhar a sua atividade de forma racional e eficiente sendo simultaneamente garantido o seu equilíbrio económico-financeiro.

c) Neste contexto, e tendo em conta a decisão agora conhecida de prolongamento do período de duração das tarifas transitórias, que poderá conduzir ao exercício da atividade em níveis de proveitos permitidos muito reduzidos, o CT recomenda que a ERSE promova um exercício de monitorização dos parâmetros estabelecidos para os CURR no início do período regulatório 2016-2019, de forma a aferir a sua adequação ao funcionamento destas empresas no novo enquadramento regulatório do setor, considerando a evolução previsível do seu universo atual de clientes, atendendo ainda às novas regras associadas ao código europeu de balanço entretanto implementadas.

4 - TARIFA UGS-II E FLUXOS FINANCEIROS ASSOCIADOS

a) A tarifa UGS-II foi inicialmente criada para garantir a recuperação diferida dos desvios decorrentes da fixação de tarifas de energia reguladas de GN até 2010, que resultaram do diferencial entre esta tarifa regulada e o custo de GN regulado num período de grande volatilidade dos preços do GN nos mercados internacionais.

b) Este diferencial deu origem a montantes tão significativos que a sua recuperação acabou por ser diferida por múltiplos anos, considerando três grandes grupos de consumidores:

I. para os clientes com consumos <10.000 m^3/ano, tipicamente domésticos, o prazo foi fixado em 3 anos.

II. para os clientes >10.000 m^3/ano durante 6 anos, com utilização tipicamente industrial, o prazo de seis anos. Esta recuperação foi, no entanto, suspensa no ano gás 2013-2014.

III. o único grupo de consumidores fora deste ajustamento foi o dos produtores de energia em regime ordinário que, por serem fornecidos a de preços de mercado desde o início da regulação, não tiveram acesso a tarifas reguladas.

c) O objeto desta tarifa voltou a ser ampliado para acomodar a sustentabilidade dos CURR na sua atividade de compra e venda. De facto, a transferência de consumidores dos CURR para o mercado livre tem reduzido quer a sua base de fornecimentos, quer a de clientes, o que obrigou a tomar medidas para assegurar a recuperação dos custos e ajustamentos enquanto estas existirem. Deve referir-se que os montantes associados a esta componente devem tendencialmente reduzir-se, à medida que a generalidade dos consumos se transfira para o mercado livre.

d) Foram agora propostas novas alterações ao RT relativamente à parcela II da Tarifa de UGS, para nela incluir o valor das transferências de fundos específicos, resultado de decisões de política energética fora do perímetro de decisão do regulador, com o objetivo de reduzir os custos de consumo. Na opinião do CT, estas devem ser afetas a tarifas de energia, como é a UGS-II evitando distorcer os custos de rede.

e) O CT recomenda que a bem da não geração de défices tarifários, os montantes a transferir para tarifas sejam estabelecidos com base em recebimentos efetivos ex ante ao ano gás a que estas respeitam. Desta forma, evita-se que as tarifas assentem em supostos recebimentos de verbas que podem não ocorrer em tempo útil, obrigando ao financiamento do valor não recebido com o consequente aumento do endividamento e dos custos a suportar pelo setor.

f) Adicionalmente, o CT recomenda que as contribuições de política energética para ajustamentos de custos de consumo dirigidas a determinados grupos de consumidores, sejam transferidas diretamente da origem para o operador de rede a que estes clientes a que estejam ligados, eliminando-se financiamentos intermédios geradores de menor transparência e maior complexidade na sua avaliação.

g) Assim, o CT defende que as diversas tarifas UGS-II (UGSORT/UGSORD), devem refletir as contribuições individuais a receber por cada operador de rede e, consequentemente, ser diretamente aplicadas aos seus consumidores, sem a criação de novas transferências entre empresas operadoras que aumentam a complexidade dos fluxos financeiros no SNGN e não contribuem para a clareza das suas contas.

h) O CT considera essencial para garantir a transparência e visibilidade dos custos para os consumidores, que a ERSE procure a simplificação do regime de fluxos financeiros entre empresas, atualmente em vigor. Com efeito, verifica-se uma situação de crescente complexidade e opacidade, particularmente evidenciada na figura "2-1 Fluxos económicos e financeiros do SNGN" do Documento *"Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2017-2018 das empresas reguladas do setor do gás natural"*.

II - ESPECIALIDADE

A - TARIFAS E PREÇOS PARA 2017-2018

1. MERCADO LIVRE

a) Com a Diretiva 2003/55/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho, posteriormente transposta para o direito nacional, pelo Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, ficaram estabelecidas as regras comuns para o mercado interno do gás natural.

b) De forma ativa com esta diretiva foi promovida a abertura do mercado do gás natural, proporcionando a todos os clientes o direito de livre escolha de fornecedor e foram definidos prazos, organização e funcionamento do setor, condições de acesso ao mercado, bem como as atribuições e o papel das entidades reguladoras independentes.

c) O Conselho de Ministros de 22 de junho de 2006 viria a aprovar, o seguinte calendário para a implementação do mercado livre:

   a. Produtores de eletricidade em regime ordinário - janeiro de 2007;
   b. Clientes com consumo anual superior a 1 milhão de m^3 (n) - janeiro de 2008;
   c. Clientes com consumo anual superior a 10 000 m^3 (n) - janeiro de 2009;
   d. Para todos os clientes - janeiro de 2010.

d) Assim, desde 1 de janeiro de 2010 todos os consumidores passaram a escolher livremente o seu comercializador de gás natural.

e) Foi no entanto definido que a liberdade de escolha do comercializador seria introduzida gradualmente e, para tal, construído um regime transitório, onde entre outros aspetos se destaca a figura do comercializador de último recurso (com o papel do fornecimento de gás natural aos consumidores que não optassem pela mudança de comercializador e com a função de atuar enquanto o mercado

liberalizado não estivesse a funcionar com plena eficácia e eficiência) e a "tarifa transitória" aprovada pela ERSE.

f) Esta tarifa transitória ou tarifa de venda a todos os clientes finais do gás fornecidos pelos comercializadores de último recurso, teria um carácter restrito e provisório e apenas no período em que o mercado não assegurasse em termos competitivos e socialmente razoáveis o fornecimento de gás natural. Seria ainda acrescida de um fator de agravamento, para induzir a adesão gradual dos clientes às formas de contratação disponíveis no mercado, repercutindo-se a sua receita a favor dos consumidores de gás natural através da tarifa de uso global do sistema, em termos a regular pela ERSE[169]

g) O desenvolvimento verificado no mercado do gás natural veio, nos termos do Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho, justificar a extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás natural com consumos anuais superiores a 10.000 m^3.

h) Relativamente aos clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10.000 m^3, tem-se verificado o constante adiamento da extinção das tarifas transitórias.

i) Ainda assim, o processo de liberalização do mercado de GN tem ocorrido de forma satisfatória, nomeadamente, criando potenciais vantagens, na medida em que o mercado disponibiliza já um número significativo de propostas comerciais interessantes para todos os segmentos de consumo.

j) Com o processo de liberalização ainda em curso, tendo sido fixada nova data para a extinção das tarifas transitórias para fornecimento de gás natural a clientes finais (31 de dezembro de 2020) nos termos da Portaria n.º 144/2017, de 24 de abril, é hoje possível aferir que o seu desenvolvimento já apresenta um significativo grau de demonstrado maturidade e está em linha com outros processos de liberalização, nomeadamente o espanhol.

k) Neste sentido, é entendimento do CT que a ERSE deve utilizar os instrumentos de que dispõe, para em conjunto com todos os agentes do sistema nacional de GN e os consumidores, continuarem o processo de criação de condições para a migração dos consumidores para o mercado livre.

l) Para tal, o CT considera que urge colmatar o desinvestimento informativo a que o setor do GN tem sido votado, uma vez que só de forma ativa e informada será possível contribuir para a diversificação da matriz energética nacional, potenciar a liberdade de escolha dos consumidores e a competitividade da indústria nacional, principalmente a de maior intensidade energética, facilitar o desenvolvimento social e o bem-estar das populações e melhorar a segurança do abastecimento energético.

m) O CT reitera a necessidade de divulgação atempada e atual, pela ERSE, dos Resumos Informativos de acompanhamento do mercado liberalizado, propondo ainda que a publicação desta informação venha a ser mensal, como forma de permitir um acompanhamento transparente do processo de liberalização.

n) A este propósito o CT acompanha com preocupação a existência de algumas práticas comerciais mais agressivas que conjugadas com a iliteracia energética, a infoexclusão de muitos clientes e a dificuldade de perceção de algumas propostas comerciais, afetam o sucesso e a credibilidade do processo de liberalização em curso.

o) Neste sentido considera o CT ser fundamental que a ERSE atue, no âmbito das suas competências, preferencialmente de forma preventiva, em especial no que respeita ao segmento dos clientes domésticos.

[169] Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro.

p) O CT recupera a preocupação expressa em anteriores pareceres, recomendando a Aditividade plena das tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais (TTVCF).

q) O CT vinca de novo a importância do mercado organizado em Portugal, o MIBGAS, imperioso para a evolução do mercado grossista de GN na península ibérica, devendo a ERSE refletir e tomar as iniciativas necessárias para a concretização desta ambição.

2. COMERCIALIZADORES DE ULTIMO RECURSO RETALHISTA (CURR)

a) Aquando do parecer sobre a proposta de parâmetros a aplicar à atividade de CUR apresentada pela ERSE para o período regulatório 2016-2019, o CT alertou para a necessidade urgente de a ERSE tomar as medidas necessárias para garantir o desempenho desta atividade em condições sustentáveis do ponto de vista económico e operacional para as empresas.

b) Esta recomendação decorria da demonstração de que apesar dos esforços apresentados pelos CURR de adaptação à dimensão do seu mercado, nem sempre lhes era possível corresponder à repartição proposta pelo regulador para a estrutura de custos destas empresas entre fixos e variáveis e cumprir com os parâmetros de eficiência impostos.

c) Num cenário de prolongamento da atividade destas empresas nos termos atuais, torna-se ainda mais evidente a urgência em assegurar a sustentabilidade destas empresas, designadamente garantindo-lhes a recuperação dos custos incorridos.

d) O CT regista a incorporação nos ajustamentos dos proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural dos vários CURR de um acerto relativo a anos anteriores, apesar de o motivo para o mesmo estar ainda a ser apurado, sendo que na maioria dos casos, estes acertos são no sentido de devolução de proveitos.

e) Ora, no atual contexto, e tendo em conta o equilíbrio frágil destas empresas, como anteriormente referido, entende o CT que teria sido mais prudente se a ERSE tivesse optado por analisar em conjunto com as empresas a existência de facto destes desvios e dos respetivos motivos, procedendo posteriormente à sua correção, se se concluísse que esta era necessária.

f) A título de exemplo, o CT nota que esta recomendação de uma mais aprofundada caraterização da situação, é tanto mais reforçada quando se observa no documento de proveitos e ajustamentos:

I. a própria ERSE reconhece que subsistem questões a clarificar (cf. nota aos quadros de cálculo de ajustamento da função CVGN), onde se refere *"Este ajustamento corresponde a 1/3 do desajuste sistemático, e no mesmo sentido, apurado entre as quantidades implícitas no valor do custo das mercadorias vendidas e as quantidades implícitas nas vendas, cujo motivo está a apurar-se"*;

II. uma evidente falta de clarificação da metodologia de cálculo dos valores, apenas sendo indicada a verba alocada como ajustamento no AG2017-18, supostamente 1/3 da total, sendo que no caso da Setgás é referida a inclusão de um acerto referente a 2011;

III. em alguns casos (Beiragás, Duriensegás), o valor dos proveitos permitidos dos CURR na sua atividade *core* (comercialização) é da própria ordem de grandeza do ajustamento, podendo colocar em causa a disponibilidade financeira das empresas.

3. DINAMIZAÇÃO DO TERMINAL DE GNL DE SINES

a) A ERSE tem vindo a tomar algumas iniciativas que visam a dinamização da utilização do terminal de GNL de Sines de forma a assegurar a sua sustentabilidade, por um lado, e contribuir para a dinamização e competitividade do mercado nacional de gás natural por outro lado.

b) A este propósito, refira-se nomeadamente a recente iniciativa no âmbito da revisão do Manual de Procedimentos de Acesso ao Sistema (MPAI), onde o regulador propôs um novo mecanismo de acesso a esta infraestrutura, designado por "Mecanismo de continuidade", com o objetivo de potenciar a sua utilização por diversas tipologias de comercializadores, relativamente ao qual o CT recomendou o aprofundamento da respetiva caraterização.

c) Na sua proposta de tarifas e preços para o AG2017-2018, a ERSE vem propor um aumento de 5% na tarifa de uso do terminal de GNL de Sines, apesar de, por um lado, ocorrer apenas um aumento marginal dos proveitos a recuperar de 1,4% e, por outro, se prever um aumento significativo das quantidades regaseificadas estimadas para esta infraestrutura de 13,1%.

d) De salientar também que o valor total de proveitos permitidos diminui de forma substancial, de 48.6 M€ no AG2016-17 para 42.9 M€ no AG2017-18, alterando-se, no entanto, de forma ainda mais significativa o montante a recuperar via UGS, de 12,7 M€ em 2016-2017 para 6,5 M€ em 2017-2018.

e) O CT faz notar que, ao diminuir para aproximadamente metade o valor de proveitos a recuperar através da UGS, a ERSE deixa de sinalizar o movimento de redução dos proveitos permitidos associados a esta infraestrutura e, consequentemente, o seu nível tarifário, o que o CT considera seria o cenário mais desejável para viabilização dos níveis de procura assumidos, afetando de forma negativa a sua competitividade e a ambicionada dinamização do terminal.

f) O CT considera por isso que a melhor forma de assegurar os objetivos anteriormente referidos seria a manutenção das tarifas do ano gás em vigor para o uso do terminal de GNL de Sines, reforçando a aposta na respetiva competitividade e reconhecendo, o momento especialmente favorável na sua utilização, assegurando deste modo a estabilidade e previsibilidade tarifárias.

g) Por outro lado, o CT regista também que a ERSE assume no documento de estrutura tarifária o objetivo expresso de igualar a tarifa de armazenagem nos tanques de GNL ao resultado da soma da tarifa de armazenagem no armazenamento subterrâneo com a tarifa de injeção e a tarifa de extração. O CT considera que este objetivo carece de uma justificação mais sustentada considerando que a forçada igualização entre as tarifas de armazenamento subterrâneo e as tarifas de armazenamento nos tanques de GNL parece desadequada.

h) Adicionalmente, considerando o enquadramento global da proposta tarifária para o AG2017-18, o CT considera que seria possível à ERSE manter a tarifa de acesso ao terminal de Sines no nível do AG2016-17, através de uma diminuição menos pronunciada do valor de proveitos a recuperar através da UGS.

i) Desta forma, considerando que no decurso do AG2017-18, por um lado, não se preveem alterações aos mecanismos de acesso ao terminal para os comercializadores que assegurem uma utilização mais competitiva, e por outro, de forma a promover a continuação de uma utilização mais acentuada desta infraestrutura como a que se tem vindo a efetuar nos últimos meses, o CT recomenda que a ERSE promova as medidas necessárias para assegurar, no mínimo, a manutenção da tarifa de uso do terminal de GNL de Sines no AG2017-18 ao nível do praticado no AG2016-17, nomeadamente por manutenção do valor da transferência da UGS estabelecido para este último ano gás.

4. NÍVEL TARIFÁRIO

a) O proveito unitário médio das redes e infraestruturas obtido ao dividir os proveitos regulados sem ajustamentos pelas quantidades veiculadas, traduz um indicador que o CT tem vindo a acompanhar nos últimos anos.

b) Pretende-se assim identificar o contributo unitário médio do custo das infraestruturas e redes de GN para o preço final da energia consumida, tendo por base os níveis de consumo globais, os ativos associados e a sua remuneração, bem como os custos operacionais regulados, sem o efeito dos ajustamentos de anos anteriores.

c) Esta análise reflete a utilização, é independente dos perfis de consumo individuais e dos efeitos da estrutura tarifária ou erros de estimativa, sendo característico da rede ou infraestrutura tendo por base os seus proveitos e os consumos globais.

d) Os custos comparados das infraestruturas entre Portugal e Espanha têm por base os valores de proveitos e consumos publicados em Espanha pela CNMC no âmbito da publicação de tarifas e os valores da proposta de tarifas em discussão.

TERMINAL
(energia regaseificada)

PORTUGAL	2016-17	2017-18
	2,6	2,2
ESPANHA	**2016**	**2017**
	3,4	2,9
Pt/Es	**76%**	**77%**

Tabela: Proveitos unitários do terminal de GNL (€/MWh)

e) O terminal nacional teve uma redução do preço médio de 13% face ao ano gás anterior refletindo a sua maior utilização, e mantém-se como uma infraestrutura com um custo médio significativamente inferior ao de Espanha, mesmo tratando-se de uma unidade substancialmente mais recente que a média dos terminais em Espanha.

	TRANSPORTE (energia à saída da rede)		**DISTRIBUIÇÃO**	
PORTUGAL	**2016-17**	**2017-18**	**2016-17**	**2017-18**
	1,7	1,7	9,0	9,2
ESPANHA	**2016**	**2017**	**2016**	**2017**
	2,6	2,5	9,5	9,6
Pt/Es	**64%**	**68%**	**94%**	**95%**

Tabela: Proveitos unitários das redes de GN (€/MWh)

f) A rede de transporte tem um custo unitário em linha com o verificado no ano gás anterior, nota-se que estes custos são referentes apenas ao transporte (tarifa URT) e não incluem o efeito da tarifa de uso global do sistema. Os custos são significativamente inferiores aos de Espanha.

g) No caso da distribuição esta mantém-se abaixo dos valores médios de Espanha, situação que foi atingida já neste novo período de regulação pois anteriormente era superior.

h) O CT reconhece que, sem o efeito de ajustamentos ou da aplicação das tarifas que conduz a uma distribuição específica dos custos de uso das redes pelos utilizadores diferente do seu proveito médio, as infraestruturas e redes de gás em Portugal em termos médios apresentam um nível de utilização e de proveitos que comparam favoravelmente com as restantes no mercado ibérico.

i) Sem prejuízo do anteriormente referido, o CT reconhece que as opções tarifárias assumidas pela ERSE podem conduzir a resultados para os utilizadores distintos dos aqui analisados, uma vez que na maior parte das infraestruturas são tidas em conta outras variáveis que não apenas as quantidades veiculadas para a definição de tarifas, designadamente a capacidade utilizada. Um exemplo claro desta divergência é o caso do terminal de GNL de Sines, para o qual a ERSE propõe um aumento médio de 5% na tarifa de acesso, apesar da redução verificada no nível dos proveitos permitidos.

5. TARIFAS

5.1. TARIFAS DE ACESSO À REDE (TAR)

a) O CT regista que para nenhum nível de pressão se verifica subida das tarifas de acesso às redes, seguindo a tendência do ano anterior. Nota também a descida substancial das TAR para os consumidores no nível de pressão AP e também a redução nas tarifas de acesso dos clientes em MP e BP> e a manutenção das TAR para os clientes em BP≤:

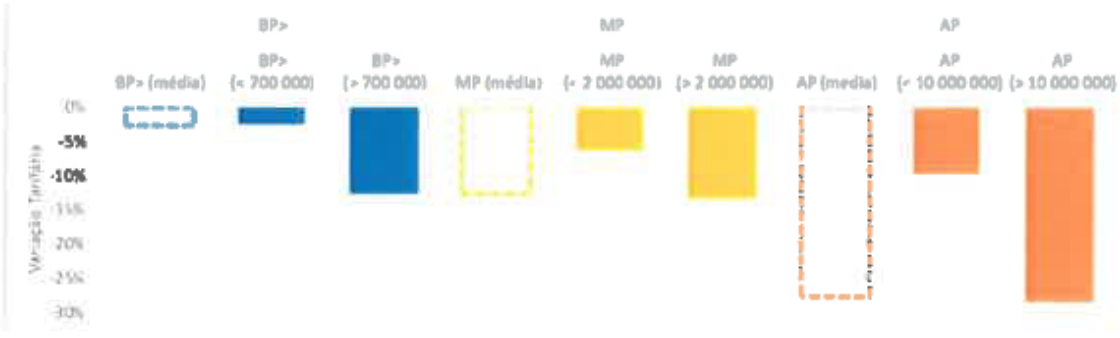
Variação anual das tarifas de acesso às redes

Tarifas de Acesso às Redes	Variação tarifária 2017-2018/2016-2017
Baixa pressão com consumo ≤ 10 000 m^3/ano	0,0%
Baixa pressão com consumo > 10 000 m^3/ano	-2,7%
Média pressão	-13,1%
Alta pressão	-28,3%

Fonte: ERSE, "Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2017-2018"

b) Desagregando por nível de pressão e escalão de consumo, o CT reconhece o esforço de maior redução para os clientes com maior consumo, que conduz a um tarifário mais proporcional ao consumo e menos centrado no nível de pressão a que estão ligados os consumidores. No entanto, salienta-se o aumento do diferencial entre as tarifas de acesso de MP e AP para os mesmos níveis de consumo.

Figura 9-2 - Variação tarifária por nível de pressão e por escalão de consumo



Fonte: ERSE, "Proposta de tarifas e preços de gás natural para o AG2017-2018"

c) O CT considera que a proposta apresentada pela ERSE no sentido da redução das TAR é positiva para os consumidores e, no contexto da conjuntura económica atual, permite alguma convergência dos preços do gás natural em Portugal face à realidade europeia, contribuindo para a melhoria da competitividade das empresas portuguesas e do poder de compra das famílias.

d) Sabendo que a economia portuguesa continua numa situação frágil, é importante que se promova a competitividade das empresas e a defesa do emprego, nomeadamente através do aumento das exportações e da substituição das importações por produção nacional. O CT sublinha que a ERSE, tendo em conta a sustentabilidade do SNGN, tem, neste capítulo, responsabilidades que não podem ser descuradas.

e) Para a redução das TAR contribuiu fortemente a diminuição de custo associado ao uso global do sistema. A variação anual das tarifas por atividade traduz-se na seguinte tabela:

Variação anual das tarifas por atividade

Tarifas por atividade	Variação tarifária 2017-2018/2016-2017
Infra-estruturas de Alta Pressão	
Tarifa de Uso do Terminal de GNL	5%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	4%
Acesso às Redes e Gestão Global do Sistema	
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	-5%
Tarifa de Uso Global do Sistema	-55%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	-2%

Fonte: ERSE, "Proposta de tarifas e preços de gás natural para o AG2017-2018"

f) No entanto, verifica-se que as variações das tarifas por atividade não são repercutidas na mesma proporção pelos diversos escalões de consumo, não sendo clara a metodologia utilizada para a repartição que levou a tais diferenças, nomeadamente como estas variações se conjuga com os dados constantes no documento de caracterização da procura:

	Uso global do sistema	Uso da rede de transporte	Uso rede de distribuição MP	Uso da rede de distribuição BP
Alta pressão - Centros electroprodutores	-22,3%	-4,7%		
Alta pressão	-49,3%	-4,7%		
Média Pressão	-53,9%	16,6%	1,6%	
Baixa pressão com consumos superiores a 10 000m3	-53,9%	16,6%	1,6%	1,2%
Baixa pressão com consumos inferiores a 10 000m3	-29,7%	16,6%	1,6%	-4,9%

Fonte: ERSE, "Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2017-2018", ponto 6.2 - Impacte no preço médio das tarifas de acesso às redes

g) Entende assim o CT que, por uma questão de transparência, a ERSE deveria explicitar os critérios de divisão dos custos globais por nível de pressão e de escalão de consumo, que originaram estas

diferentes variações das tarifas por atividade para cada escalão de consumo. Sendo a composição das TAR caracterizadas pelos princípios da aditividade tarifária, deve ser clara a não proporcionalidade nas variações das tarifas de acesso à rede.

h) O CT considera, tal como referido em pareceres anteriores, que permanece ainda alguma falta de informação relativa à repartição dos custos das UGS-I (operação do sistema) e UGS- II (desvios de aquisição de energia) e o seu reflexo em cada nível de pressão e de escalão de consumo.

i) O Ponto 6.1.3 da proposta de tarifas e preços de gás natural refere que os comercializadores são livres na forma de cobrança dos custos de entrada da tarifa de URT podendo explicitá-los em ponto próprio na fatura ou incorporá-los no preço da energia.

j) O CT reforça a recomendação constante de pareceres anteriores, no sentido de que seja feita uma revisão deste conceito e definida, por via regulamentar, a inclusão deste parâmetro nas tarifas de acesso de cada nível de pressão. Entende o CT que dessa forma se aumentará a transparência, equidade e uniformidade nas faturações e a comparabilidade por parte dos consumidores das propostas comerciais.

k) O CT vem mais uma vez reforçar o interesse de uma estrutura tarifária baseada em volumes de consumo (p.ex. pela aplicação de tarifas de enchimento) e não apenas nos níveis de pressão, ou escalões de consumo, que não tem permitido evitar a existência de descontinuidades tarifárias, nos pontos de transição de escalões de consumo.

l) Neste sentido, e tendo por base o que é referido[170], o CT:

I. Regista que "nas tarifas a vigorarem no ano gás 2017-2018 são reduzidos os diferenciais de preços nas zonas de fronteira das tarifas de acesso às redes de níveis de pressão distintos";

II. Vinca que o objetivo de redução dos diferenciais deverá continuar "a ser perseguido nos próximos exercícios tarifários".

m) Finalmente, tal como referido no anterior parecer, o CT considera importante realizar uma avaliação aos custos de acesso para consumos na fronteira entre os diversos níveis tarifários, por forma a mitigar o impacto das oscilações entre tarifários e o impacto da mudança de tarifário nas opções de eficiência energética das empresas, percebendo de que forma estas descontinuidades poderão estar a beneficiar economicamente, através do tarifário aplicável, consumidores menos eficientes.

5.2. TARIFA OPCIONAL MP (DESCONTO TARIFA MP-AP)

1) CRITÉRIOS DE ELEGIBILIDADE

a) O CT considera positiva a proposta de alargamento da aplicação de tarifas de acesso às redes opcionais aos grandes consumidores ligados à rede de Baixa Pressão (BP) e já faturadas com as tarifas de Média Pressão (MP).

b) Sem prejuízo do anterior, o CT regista que, enquanto no ano transato este desconto estava disponível para clientes com consumos superiores a 10 Mm^3/ano, na proposta para o AG2017/18 o desconto fica disponível para qualquer cliente com acesso a tarifa MP (i.e., com consumos superiores a 1 Mm^3/ano).

c) Esta alteração não parece coerente com o conceito que levou ao estabelecimento desta tarifa, que buscava limitar os pedidos de acesso a AP, que só faria sentido em clientes de dimensão significativa.

d) Com efeito, numa situação de multiplicação de pedidos de ligação à rede de AP, pela exiguidade do desconto resultante da fórmula apresentada pela ERSE, poder-se-á verificar uma opção de clientes de menor dimensão pela construção de ramal em AP para aceder à correspondente tarifa, com a

[170] Primeiro parágrafo da página 68 da "Estrutura tarifária no AG2017-2018".

consequente diminuição de gás veiculado nas redes de distribuição, e aumento da tarifa de distribuição.

e) Deste modo, o CT recomenda que se mantenha a elegibilidade deste desconto MP-AP apenas para os clientes com consumo acima de 10 Mm^3/ano, em coerência com os objetivos com que foi criado.

2) PROPOSTA DE TARIFAS

a) A proposta de Tarifas e Preços em apreciação evidencia reduções nas TAR em Alta Pressão (AP>= 10 Milhões m^3; 28,2%), (AP<10 Milhões m^3; 10,6%) enquanto para os clientes ligados em MP>=2 Milhões m^3 essa descida é 14,4%. Assim sendo, o diferencial de custo entre TAR em AP e as de MP e BP>, irá por isso aumentar significativamente, podendo voltar a ser atrativo o investimento num ramal de ligação à rede AP.

b) O CT verifica também que o 1º termo, que representa o diferencial por unidade de energia consumida entre as TAR MP (>2 Milhões m^3) e AP (<10 Milhões m^3), da equação de cálculo da compensação (desconto) foi alterado (reduzido de 0,001629 para 0,001265) face à do período anterior (2016-2017), o que irá provocar uma descida significativa dessa compensação.

- AG2016/2017: desconto [€/kWh] = 0,001629- (35 030×d[171]+39 596) ×1/W[172]

- AG2017/2018: desconto [€/kWh] = 0,001265- (35 030×d+39 596) ×1/W

c) O CT considera desadequado que o diferencial por unidade de energia consumida, 1.º termo da equação, seja determinado entre as tarifas de acesso às redes em MP (> 2 Milhões m^3) e AP (<10 Milhões m^3), quando o CT entende que esse diferencial deveria ser determinado entre as tarifas de acesso às redes em MP (> 2Milhões m^3) e AP (>= 10 Milhões m^3), evitando-se assim a degradação, face ao ano anterior, da proximidade tarifária dos grandes consumidores (>10 Milhões m^3/ano) ligados às redes MP ou BP.

d) O CT alerta, por isso, para a necessidade da manutenção de uma compensação suficientemente atrativa, por forma a desincentivar os grandes consumidores de GN a realizarem investimentos na rede de transporte em AP, que sendo economicamente desnecessários, podem contribuir para o aumento global das tarifas de acesso às redes.

e) Em qualquer caso o CT considera que este tipo de compensação deverá ser fixado, tendencialmente para um período temporal coincidente com o período regulatório, garantido assim a necessária previsibilidade e estabilidade tarifária, evitando frustrações de expectativas, e contribuindo para decisões sustentadas de investimento, nomeadamente para este segmento de clientes.

5.3. TARIFA FLEXÍVEL DE USO DA REDE DE TRANSPORTE POR PONTO DE SAÍDA COM CONTRATAÇÃO DIÁRIA

1) Na introdução desta opção tarifária de acesso às redes no AG2016-2017, a ERSE defendeu um agravamento prudencial dos preços aplicáveis no primeiro ano do período regulatório 2016-2019 por um fator de 25%.

2) Esta decisão baseou-se na consideração de que os resultados dos estudos realizados previamente, divulgados na consulta pública lançada em 2015 para a revisão regulamentar, incidiam sobre anos já transcorridos, devendo precaver-se a incerteza de atuação dos agentes face a uma nova opção tarifária, de molde a garantir a inexistência de subsidiação cruzada nas condições simuladas, ou seja, sem perda de receita para o sistema de gás natural a pagar nos anos seguintes por todos os consumidores.

[171] D= distância à rede de transporte, em Km.

[172] W= consumo anual, em kWh.

3) Ora, como foi possível constatar durante o AG2016-2017, a introdução desta opção tarifária não conduziu a comportamentos inesperados ou desviantes por parte dos agentes, não resultando em prejuízo para o SNGN.

4) Neste sentido, o CT recomenda que no AG2017-2018 este agravamento extraordinário e prudencial seja reavaliado, recuperando-se os níveis de preços sugeridos na aludida consulta pública de 2015, mitigando a assimetria de preços com o mercado espanhol.

5) Adicionalmente o CT sugere também a análise de outras formas de contratação, recorrendo nomeadamente ao empilhamento de diferentes opções tarifárias no mesmo ponto de entrega.

5.4. TARIFA DE ENERGIA E TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDAS A CLIENTES FINAIS

1) O CT nota que a ERSE procedeu a uma revisão relevante da tarifa de Energia (TE) a ser praticada pelo Comercializador de Ultimo Recurso Grossista (CURG), nas vendas aos CURR, com um aumento significativo da componente energia (22,0%), que se reflete numa variação de 18,6% na TE:

Tarifa de Energia
CURG => CURRs

€/MWh	Proposta AG2017-18	AG2016-17	
Custo GN	18.9152	15.5093	22.0%
Outros Custos	1.8818	2.0207	-6.9%
Tarifa Energia	20.7970	17.5300	18.6%

2) No entanto, a proposta anuncia uma diminuição de 1,1% na TTVCF em BP<, a qual incorpora nomeadamente a manutenção das TAR para estes consumidores:

Tarifas de Acesso às Redes	Variação tarifária 2017-2018/2016-2017
Baixa pressão com consumo ≤ 10 000 m^3/ano	0,0%
Baixa pressão com consumo > 10 000 m^3/ano	-2,7%
Média pressão	-13,1%
Alta pressão	-28,3%

Fonte: ERSE, "Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o AG2017-2018"

3) Considerando o peso da TE na TTVCF de segmento BP< (cerca de 34%, cf. figura 6-25 do documento "Proposta" da ERSE), o CT conclui que, ou a ERSE não repercutiu integralmente o aumento da energia nestas tarifas - com o consequente indesejável potencial de criação de défices tarifários nos CURR - ou diminuiu o fator de agravamento das tarifas transitórias - o que contraria o desejado incentivo à mudança dos consumidores para mercado liberalizado.

4) Deste modo, o CT recomenda que a ERSE explicite o racional das decisões, que levaram a estas diferenças quantitativas relevantes na variação destas tarifas.

5.5. TARIFA SOCIAL E ASECE

1) O estabelecimento no mercado do setor do gás natural de mecanismos de combate à pobreza e à exclusão social dos consumidores economicamente vulneráveis, remonta a 2011, através da instituição da tarifa Social (TS) e do ASECE - Apoio Social Extraordinário aos Consumidores de Energia - por via, respetivamente, dos Decretos-Lei n.º 101/2011, e 102/2011, ambos de 30 de setembro.

2) Com a entrada em vigor da Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, que aprova o Orçamento de Estado para 2016, estes mecanismos de proteção dos consumidores economicamente vulneráveis foram sujeitos a uma profunda revisão, em especial, através da revogação do ASECE e sua incorporação na TS e da criação de um modelo único e automático de acesso à TS potenciando o alargamento do número de beneficiários dos mesmos.

3) Para o ano gás 2017/2018, a proposta de tarifas e preços agrega na TS de venda a clientes finais [*aplicável aos beneficiários do rendimento social de inserção, complemento solidário para idosos, do subsídio social de desemprego, do 1.º escalão do abono de família e da pensão social de invalidez*] os dois descontos anteriormente atribuídos de modo autónomo, correspondendo a um desconto médio de 31,2% face às TTVCF.

4) O CT tem, reiterada e insistentemente, reconhecido a importância e o impacto destes mecanismos na esfera dos consumidores economicamente mais vulneráveis permitindo-lhes, num contexto de emergência social, aceder com dignidade a um serviço público essencial como é o caso do gás natural.

5) Nesse sentido, o CT reafirma a importância de conhecer, monitorizar e acompanhar a aplicação do novo regime da TS de modo a assegurar a sua efetiva fruição por parte dos consumidores economicamente vulneráveis.

6) O CT constata que a ERSE na proposta de tarifa e preços em apreciação não inclui informação sobre a aplicação do novo regime da TS, maxime a caraterização e modelo de financiamento desta tarifa, número de consumidores abrangidos e eventuais compressões e dificuldades sinalizadas.

7) Com tal objetivo, o CT retoma e reitera as recomendações já formuladas na proposta de tarifas e preços para o ano gás antecedente, a saber:

   a. Inclusão na proposta de tarifas e preços de informação detalhada sobre o número de consumidores beneficiários da tarifa social do setor do gás natural;

   b. Avaliação e caraterização do novo regime da TS e respetivo modelo de financiamento;

   c. Balanço da atividade inspetiva da ERSE relacionada com a aplicação da TS.

6. TAXAS DE OCUPAÇÃO DO SUBSOLO (TOS)

1) A Lei n.º 53-E/2006, de 29 de dezembro, define o regime geral das taxas das autarquias locais e estabelece que compete às Assembleias Municipais a definição das Taxas de Ocupação de Subsolo (TOS). Por sua vez, os contratos de concessão assinados entre o Estado e as empresas distribuidoras de gás natural, reconhecem o direito de estas repercutirem nos consumidores o valor integral das taxas de ocupação do subsolo liquidado pelas autarquias locais, legitimado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 98/2008, de 8 de abril.

2) Com a aprovação da Lei n.º 42/2016 de 28 de dezembro, que consagra o Orçamento de Estado para 2017, estabeleceu-se no seu art.º 85.º/3 que a TOS *"é paga pelas empresas operadoras das infraestruturas, não podendo ser refletida na fatura dos consumidores"*.

3) Por outro lado, o art.º 70.º do Decreto-Lei n.º 25/2017 de 3 de março, diploma de execução orçamental, veio consagrar os procedimentos que deverão ser efetuados para a efetivação da medida implementada pela Lei do OE.

4) Sem prejuízo das alterações legislativas verificadas, considera o CT essencial, reiterar as recomendações apresentadas em pareceres anteriores, respeitantes à necessidade de criação de limites na fixação da TOS, por se manter a sua pertinência.

5) No âmbito das suas competências e conforme metodologia prevista no RT, a ERSE quantificou as tarifas de referência a serem aplicados pelos operadores de redes em cada município, com reflexo na faturação dos consumidores, conforme os seguintes quadros:

Quadro I - 1 - Estrutura das taxas de ocupação do subsolo

Taxas de Ocupação do Subsolo			
Nível de Pressão	TW	TF	
	(Eur/kWh)	(Eur/mês)	(Eur/dia)
MP e BP>	0,000006169	1,000	0,032876712
BP<	0,000049968	0,001769246	0,000058167

TW - Preço de energia
TF - Preço do termo tarifário fixo
MP e BP> - Fornecimentos superiores a 10 000 m³
BP< - Fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³

Quadro I - 2 - Taxas de ocupação do subsolo, por Município

Entidade	Município	BP<		BP> e MP	
		Termo Fixo €/dia	Termo Variável €/kWh	Termo Fixo €/dia	Termo Variável €/kWh
Lisboagás	Alenquer	0,004544	0,000909	2,568168	0,000482
Setgás	Almada	0,003618	0,003108	2,044948	0,000584
Lisboagás	Amadora	0,002072	0,001780	1,171295	0,000220
Lusitaniagás	Aveiro	0,004141	0,003557	2,340842	0,000439
Lisboagás	Azambuja	0,005071	0,004355	2,866218	0,000538
Setgás	Barreiro	0,007649	0,006571	4,323184	0,000811
Paxgás	Beja	0,036907	0,031705	20,860246	0,003914
Portgás	Braga	0,002053	0,001790	1,177586	0,000221
Lisboagás	Cascais	0,021986	0,018887	12,426359	0,002332
Duriensegás	Chaves	0,002110	0,001812	1,192379	0,000224
Lusitaniagás	Coimbra	0,003008	0,002585	1,700572	0,000511
Lusitaniagás	Condeixa	0,003072	0,002639	1,736336	0,000326
Beiragás	Covilhã	0,024503	0,021048	13,848807	0,002599
Portgás	Esposende	0,002125	0,001825	1,199703	0,000225
Lusitaniagás	Estarreja	0,004897	0,004207	2,767856	0,000519
Duriensegás	Évora	0,010954	0,009410	6,197224	0,001163
Portgás	Fafe	0,001458	0,001253	0,824548	0,000155
Lusitaniagás	Figueira da foz	0,000083	0,000071	0,046860	0,000009
Beiragás	Fundão	0,001973	0,001695	1,115938	0,000209
Portgás	Gondomar	0,000286	0,000246	0,161909	0,000030
Portgás	Guimarães	0,001132	0,000956	0,628873	0,000118
Lisboagás	Lisboa	0,007455	0,006402	4,212299	0,000790
Lisboagás	Loures	0,011527	0,009902	6,513364	0,001223
Beiragás	Lousã	0,000658	0,000678	0,914264	0,000059
Lisboagás	Mafra	0,010417	0,008949	5,887858	0,001105
Portgás	Maia	0,007280	0,006265	4,120497	0,000773
Portgás	Matosinhos	0,007674	0,006421	4,224509	0,000793
Lusitaniagás	Mealhada	0,018072	0,009513	6,258062	0,001174
Dourogás	Mirandela	0,003155	0,002711	1,783515	0,000335
Setgás	Moita	0,018880	0,016219	10,671067	0,002002
Lisboagás	Odivelas	0,008836	0,007590	4,994095	0,000937
Lisboagás	Oeiras	0,005630	0,004836	3,182010	0,000597
Lusitaniagás	Ovar	0,004344	0,003731	2,455101	0,000461
Setgás	Palmela	0,007983	0,006857	4,511810	0,000847
Dourogás	Peso da Régua	0,000067	0,000057	0,037589	0,000007
Portgás	Porto	0,003361	0,002784	1,831791	0,000344
Portgás	Póvoa Varzim	0,007617	0,006468	4,248787	0,000797
Portgás	Santo Tirso	0,000364	0,000313	0,205995	0,000039
Setgás	Seixal	0,014592	0,012563	8,134298	0,001526
Dianagás	Sines	0,006636	0,005701	3,750881	0,000704
Lisboagás	Sintra	0,018403	0,015809	10,401418	0,001952
Lisboagás	Torres Vedras	0,009495	0,008157	5,366739	0,001007
Portgás	Valongo	0,000555	0,000477	0,313698	0,000059
Lisboagás	Vila Franca de Xira	0,010158	0,008722	5,738566	0,001077
Portgás	Vila Nova Famalicão	0,000469	0,000403	0,265052	0,000050
Portgás	Vila Nova Gaia	0,003772	0,003240	2,131974	0,000400
Portgás	Vizela	0,001886	0,001706	1,112760	0,000218

Fonte: área de concessão da Portgás, áreas de concessão do grupo GALP, área de concessão da Tagusgás e área de concessão da Sonorgás.

Quadro I - 3 - Preço médio por unidade de energia das taxas de ocupação do subsolo, por Município, e seu impacte na fatura de acesso às redes mensal dos clientes

		BP<		BP> e MP	
Entidade	**Município**	**Preço das TOS €/MWh**	**Peso das TOS na Factura Acesso Mensal**	**Preço das TOS €/MWh**	**Peso das TOS na Factura Acesso Mensal**
Lisboagás	Alenquer	4,5	12,2%	1,0	12,2%
Setgás	Almada	3,6	9,7%	0,8	9,7%
Lisboagás	Amadora	2,0	5,6%	0,4	5,6%
Lusitaniagás	Aveiro	4,1	11,1%	0,9	11,1%
Lisboagás	Azambuja	5,0	13,7%	1,1	13,7%
Setgás	Barreiro	7,5	20,6%	1,7	20,6%
Portgás	Beja	36,4	99,4%	8,0	99,4%
Portgás	Braga	2,1	5,6%	0,5	5,6%
Lisboagás	Cascais	21,7	59,2%	4,8	59,2%
Duriensegás	Chaves	1,1	3,7%	0,3	3,7%
Lusitaniagás	Coimbra	3,0	8,1%	0,7	8,1%
Lusitaniagás	Condeixa	3,0	8,3%	0,7	8,3%
Beiragás	Covilhã	24,2	66,0%	5,3	66,0%
Portgás	Espos ende	2,1	5,7%	0,5	5,7%
Lusitaniagás	Estarreja	4,8	13,2%	1,1	13,2%
Dianagás	Évora	10,8	29,5%	2,4	29,5%
Portgás	Fafe	1,4	3,9%	0,3	3,9%
Lusitaniagás	Figueira da Foz	0,1	0,2%	0,0	0,2%
Beiragás	Fundão	1,9	5,3%	0,4	5,3%
Portgás	Gondomar	0,3	0,8%	0,1	0,8%
Portgás	Guimarães	1,1	3,0%	0,2	3,0%
Lisboagás	Lisboa	7,3	20,1%	1,6	20,1%
Lisboagás	Loures	11,4	31,0%	2,5	31,0%
Beiragás	Lousã	0,5	1,5%	0,1	1,5%
Lisboagás	Mafra	10,3	28,0%	2,3	28,0%
Portgás	Maia	7,2	19,6%	1,6	19,6%
Portgás	Matosinhos	7,4	20,1%	1,6	20,1%
Lusitaniagás	Mealhada	10,9	29,8%	2,4	29,8%
Dourogás	Mirandela	1,1	8,5%	0,7	8,5%
Setgás	Moita	18,6	50,8%	4,1	50,8%
Lisboagás	Odivelas	8,7	23,8%	1,9	23,8%
Lisboagás	Oeiras	5,6	15,2%	1,2	15,2%
Lusitaniagás	Ovar	4,3	11,7%	0,9	11,7%
Setgás	Palmela	7,9	21,5%	1,7	21,5%
Dourogás	Peso da Régua	0,1	0,2%	0,0	0,2%
Portgás	Porto	3,2	8,7%	0,7	8,7%
Portgás	Póvoa Varzim	7,4	20,2%	1,6	20,2%
Portgás	Santo Tirso	0,4	1,0%	0,1	1,0%
Setgás	Seixal	14,2	38,7%	3,1	38,7%
Dianagás	Sines	6,5	17,9%	1,4	17,9%
Lisboagás	Sintra	18,1	49,5%	4,0	49,5%
Lisboagás	Torres Vedras	9,4	25,6%	2,1	25,6%
Portgás	Valongo	0,5	1,3%	0,1	1,3%
Lisboagás	Vila Franca de Xira	10,0	27,3%	2,2	27,3%
Portgás	Vila Nova Famalicão	0,5	1,3%	0,1	1,3%
Portgás	Vila Nova Gaia	3,7	10,2%	0,8	10,2%
Portgás	Viseu	2,0	5,3%	0,4	5,3%

Quadro I - 4 - Preço médio por unidade de energia das taxas de ocupação do subsolo, por Município, e seu impacte na fatura mensal dos clientes

		BP<		BP> e MP	
Entidade	**Município**	**Preço das TOS €/MWh**	**Peso das TOS naFactura Total Mensal**	**Preço das TOS €/MWh**	**Peso das TOS na Factura Total Mensal**
Lisboagás	Alenquer	4,5	7,1%	1.0	3,1%
Setgás	Almada	1,6	5,0%	0.8	2,5%
Lisboagás	Amadora	2,0	3,2%	0,4	1,4%
Lusitaniagás	Aveiro	4,1	6,4%	0,9	2,8%
Lisboagás	Azambuja	5,0	7,9%	1,1	3,5%
Setgás	Barreiro	7,5	33,9%	1,7	5,3%
Portgás	Baja	36,4	57,3%	8,0	25,3%
Portgás	Braga	2,1	3,3%	0.5	1,4%
Lisboagás	Cascais	21,3	34,2%	4.8	15.0%
Duriensegás	Chaves	2,1	3,3%	0.5	1,4%
Lusitaniagás	Coimbra	3,0	4,7%	0,7	2,1%
Lusitaniagás	Condeixa	3,0	4,8%	0.7	2,2%
Beirogás	Covilhã	24,2	38,1%	5,3	16,8%
Portgás	Esposende	2,1	3,3%	0,5	1,5%
Lusitaniagás	Estarreja	4,8	7,6%	1,1	3,4%
Duriensegás	Fafe	10,8	17,0%	2.4	7,5%
Portgás	Fafe	1,4	2,2%	0,3	1,0%
Lusitaniagás	Figueira da Foz	0,1	0,1%	0,0	0,1%
Beirogás	Fundão	1,9	3,1%	0,4	1,4%
Portgás	Gondomar	0,3	0,4%	0,1	0,2%
Portgás	Guimarães	1,1	1,7%	0,2	0,8%
Lisboagás	Lisboa	7,3	11,6%	1,6	5,1%
Lisboagás	Loures	11,8	17,9%	2,5	7,9%
Beirogás	Lousã	0,5	0,8%	0,1	0,4%
Lisboagás	Mafra	14,3	16,2%	2,3	7,1%
Portgás	Maia	7,2	11,3%	1,6	5,0%
Portgás	Matosinhos	7,4	11,6%	1,6	5,1%
Lusitaniagás	Meinhedo	10,9	17,2%	2,4	7,6%
Dourogás	Mirandela	3,1	4,9%	0,7	2,2%
Setgás	Moita	26,6	29,3%	4,1	12,9%
Lisboagás	Odivelas	8,7	11,7%	1,8	6,0%
Lisboagás	Oeiras	5,6	8,7%	1,2	3,9%
Lusitaniagás	Ovar	4,3	6,7%	0,9	3,0%
Setgás	Palmela	7,9	12,4%	1,7	5,5%
Dourogás	Peso da Régua	0,1	0,1%	0,0	0,0%
Portgás	Porto	3,2	5,0%	0,7	2,2%
Portgás	Póvoa Varzim	7,4	11,7%	1,6	5,1%
Portgás	Santo Tirso	0,4	0,6%	0,1	0,2%
Setgás	Seixal	14,2	22,4%	3,1	9,9%
Dianagás	Sines	6,5	10,3%	1,4	4,5%
Lisboagás	Sintra	18,3	28,6%	4,0	12,6%
Lisboagás	Torres Vedras	9,4	14,7%	2,1	6,5%
Portgás	Valongo	0,5	0,9%	0,1	0,4%
Lisboagás	Vila Franca de Xira	10,0	15,8%	2,2	6,9%
Portgás	Vila Nova Famalicão	0,5	0,7%	0,1	0,3%
Portgás	Vila Nova Gaia	5,7	5,9%	0,8	2,6%
Portgás	Viseu	1,0	3,1%	0,4	1,4%

6) Importa reforçar que se trata dos valores em vigor em abril de 2017, podendo os mesmos ser alterados durante o AG2017-2018, designadamente em janeiro de 2018. Qualquer comparação entre estes valores e os valores verificados em abril de 2016 terá de ter em conta que, em cada ano, não é apenas repassado o valor das TOS cobrada no ano anterior pelo município, como também são repassados pagamentos entretanto efetuados pelo ORD relativos a dívidas resultantes de decisões do tribunal, ou resultantes de acordo entre cada autarquia e o ORD com atividade no município.

7) O CT tem, recorrentemente nos seus pareceres, e com bastante enfoque no parecer de tarifas e preços GN 2015-2016, alertado e demonstrado, entre outros:

   a. a heterogeneidade de taxas entre municípios tem sido causa de acentuadas diferenças no preço final faturado aos consumidores de GN. A reforçar esta ideia constata-se a existência de municípios onde as TOS têm um peso de mais de 50% quando comparados com as TAR e um peso na fatura final dos consumidores superior a 10%;

   b. alterações sistemáticas destas taxas impedem a previsibilidade e a estabilização dos custos, que são vetores determinantes para qualquer atividade económica;

   c. considerando que a informação sobre as TOS é de difícil consulta por se encontrar nas páginas da Internet dos Operadores das Redes de Distribuição (ORD), é entendimento do CT que a ERSE promova a disponibilização no seu portal de um simulador nacional desta componente, auxiliando a decisão de investidores na instalação de atividades económicas num determinado município com o conhecimento prévio do impacte das TOS na sua fatura.

8) Volvidos 10 anos sobre a entrada em vigor da referida legislação, o CT reitera ainda as preocupações insistentemente expressas no sentido de serem definidos mecanismos por forma a atenuar as desigualdades causadas por estas taxas, instando a ERSE que continue a desenvolver junto do legislador, dos municípios e sua associação representativa, diligências no sentido de sensibilizar os mesmos quanto aos efeitos negativos que a fixação de TOS elevadas e diferenciadas, têm nos consumidores e na sustentabilidade do sistema de GN, propondo nomeadamente, a alteração da legislação em vigor estabelecendo tetos máximos de taxas a aplicar, (como se verifica p.ex. no IMI e telecomunicações).

7. INVESTIMENTOS

1) O CT tem recomendado a análise criteriosa dos investimentos propostos pelas empresas tendo em conta a sua viabilidade económico-financeira, de modo a evitar possíveis impactos negativos nas tarifas.

2) O CT reconhece a importância do documento de análise dos investimentos do setor do gás natural que analisa os investimentos apresentados pelas empresas reguladas.

	2016E	2017E	2018P	TOTAL
RNTGN	8,42	7,09	4,32	19,83
Terminal de GNL de Sines	2,68	1,17	1,13	4,98
Armazenamento Subterrâneo	0,9	4,9	4,2	10
RNTIAT	12	13,16	9,65	34,81
RNDGN	41,56	61,56	52,08	155,2
RNDGN	53,56	74,72	61,73	190,01

Fonte: Valores retirados do quadro 1.1 do documento "Análise dos Investimentos do Setor do Gás Natural".

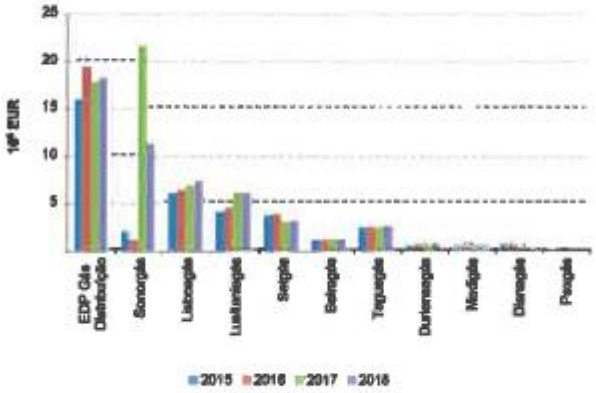
3) O CT recomenda à ERSE que complemente a análise comparativa de volume de investimentos com a evolução da base de ativos, de modo a que se perceba de que forma a rotação do ativo está a ser executada numa perspetiva de longo prazo.

4) O CT regista a contenção no investimento no Terminal de GNL de Sines e no Armazenamento Subterrâneo.

5) Relativamente à RNDGN, estiveram recentemente em consulta pública os Planos de Desenvolvimento e Investimento da Rede tendo o CT reconhecido a melhoria significativa da informação disponibilizada. Ainda assim, o CT recomendou a implementação de uma metodologia de monitorização de execução dos planos, e que o seu resultado seja apresentado nas versões subsequentes dos mesmos, de modo a permitir confirmar as consistência e sustentabilidade dos investimentos apresentados pelos ORD.

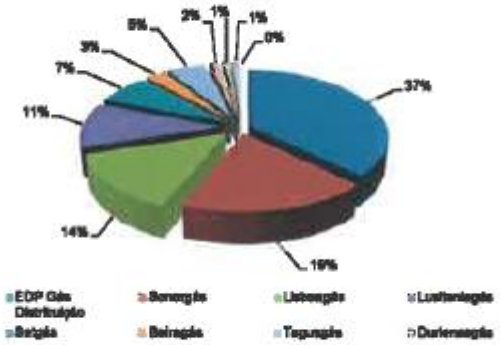
6) Para o período em análise 2015-2018, o investimento discriminado por operador é o seguinte:

Figura 6-12 – Evolução dos investimentos previstos, por operador de rede de distribuição, para os anos de 2015, 2016, 2017 e 2018



Fonte: Grupo Galp, EDP Gás Distribuição, Tagusgás e Sonorgás

Figura 6-14 – Repartição dos investimentos previstos para a RNDGN para os anos de 2015, 2016, 2017 e 2018, por operador de rede de distribuição



Fonte: Grupo Galp, EDP Gás Distribuição, Tagusgás e Sonorgás

7) O CT constata que as duas maiores concessões em termos de mercado potencial, EDP Gás Distribuição e Lisboagás, representam 50% do investimento.

8) A Sonorgás apresenta previsões no sentido de um incremento do investimento, fruto da atribuição a esta empresa de 18 das 26 licenças de distribuição local de gás natural que estiveram em concurso, estando ainda pendente a decisão sobre as restantes 8 licenças.

9) Tratando-se de uma clara aposta no desenvolvimento da rede de distribuição destas 2 operadoras, o CT reitera a necessidade de monitorização e responsabilização sobre os volumes e custos incrementais associados a estes investimentos, garantindo-se a sustentabilidade do SNGN, ou seja, que a contribuição destes investimentos tenha consequências positivas no custo da RNDGN.

10) O CT reitera que, não sendo o gás natural um bem universal, existindo alternativas, a desejável expansão da rede de abastecimento deve ter em conta a sustentabilidade do SNGN e contribuir para a redução do custo unitário de utilização do mesmo.

8. PREÇOS REGULADOS

1) À semelhança do que aconteceu anteriormente e no que respeita à maioria dos serviços regulados, a ERSE optou pela manutenção dos preços fixados em anos-gás anteriores.

2) O CT considera apropriada a opção da ERSE de promover a estabilidade regulatória na definição destes preços.

3) O CT, entendeu que na definição dos preços para integração de novos polos de consumo, a proposta realizada pelos operadores foi aceite apenas na componente da eficiência. O CT considera importante que a ERSE explicite a justificação para o seu preço de referência, por oposição ao dos operadores, e a aderência à realidade da opção pela não aplicação de deflator aos mesmos.

4) Sem prejuízo disso, considera o CT que seria vantajoso, para efeitos futuros, que a ERSE desenvolvesse um estudo detalhado sobre estes preços, a fim de serem identificadas novas realidades de mercado que possam ser objeto de eventual melhoria tarifária.

9. TRANSPORTE RODOVIÁRIO DE GNL PARA AS UAG

2) O CT considera adequada a proposta de proveitos para o GL-UAG, cujo aumento de 8% (de 254 k€ para 275 k€) se justifica pelos ajustamentos calculados para os anos de 2015 e 2016.

3) Deste modo, a proposta segue os princípios defendidos pelo CT de igualização dos proveitos permitidos aos custos aceites em cada atividade, por forma a prevenir a criação de desvios e/ou subsidiação cruzada.

10. RECEITA DA CESE E MINIMIZAÇÃO DOS ENCARGOS DO SNGN

1) APLICAÇÃO DA CESE

a) A Portaria n.º 133-A/2017, de 10 de abril, nos termos do Decreto-Lei n.º 55/2014, de 9 de abril, altera a Portaria n.º 1059/2014, de 18 de dezembro, por forma a proceder à definição dos mecanismos de abatimento dos montantes cobrados da parcela da CESE, que incide sobre os contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de "*take-or-pay*", na tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) aplicável aos clientes finais e aos comercializadores.

b) O Despacho conjunto das Secretarias de Estado do Tesouro e da Energia, determinou que nas tarifas do ano gás 2017-2018 reverta o montante de 5,85 milhões de euros referente a parte da receita da CESE que incide sobre o valor económico equivalente dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de "*take-or-pay*".

c) A Diretiva ERSE n.º 9/2015, de 4 de junho, estabelece o mecanismo de recuperação dos ajustamentos extraordinários de custos de aquisição de gás natural, resultantes dos contratos de aprovisionamento

de longo prazo em regime de "*take-or-pay*". Esta recuperação está condicionada ao cumprimento da Lei n.º 83-C/2013, de 31 de dezembro, na sua redação atual.

d) Dado existir um contencioso sobre este assunto, encontram-se suspensos de recuperação pela tarifa cerca de 66 Milhões de Euros devidos ao CURG. Trata-se de uma dívida tarifária que se irá refletir a prazo sobre os consumidores.

e) Num cenário de redução ou contenção dos custos de rede como o atualmente verificado, e por isso na ausência de pressão tarifária por esta via, mesmo tendo em conta que a ERSE cumpriu o disposto na lei, o CT não pode deixar de alertar a necessidade da ERSE fazer sentir ao legislador que teria sido positivo equacionar a utilização do valor da receita da CESE no abate à dívida do setor ao CURG, libertando os consumidores desse encargo dado estes fluxos financeiros estarem no perímetro exclusivo do CURG.

f) A contrario senso, o que agora se conseguiu foi a manutenção da dívida do CURG a que se adiciona uma verba que, se não for recebida, acrescerá à dívida do setor, envolvendo os operadores de rede e os consumidores no seu financiamento e pagamento.

g) O CT reforça a necessidade de a ERSE assegurar um diálogo com o legislador no sentido de o sensibilizar para o não aprofundar da divida do setor evitando a distribuição de benefícios sem que tenham sido resolvidas as dívidas.

2) ALOCAÇÃO DA CESE ÀS TARIFAS

a) A medida de politica energética que resulta na aplicação do desconto decorrente da contribuição extraordinária refletida sobre os consumos iguais ou inferiores a 10.000 m^3/ano traduz-se numa redução de cerca de 4€/MWh para este grupo de consumidores.

b) A proposta de tarifas apresenta informação relevante para a apreciação dos níveis de custo que lhe estão implícitos. Estão listados os preços médios de que se consideram os mais relevantes no quadro anexo:

Componente tarifária	Preço médio 2017-2018 €/MWh
Transporte	1,9
Distribuição	9,2
Energia (Custo matéria prima)	20,8
Desconto UGSII< (ORD)	4,1

Fonte: ERSE Documento de tarifas

c) De acordo com os valores identificados e acima indicados é apresentado um desconto para clientes BP< que é cerca de 19% do custo de aquisição de energia e quase metade do custo médio da rede de distribuição o que se considera muito relevante. Na sua proposta, a ERSE reconhece um provável aumento no custo do gás natural de cerca de 22% (cf. ponto deste parecer relativo à Tarifa de Energia).

d) O CT reconhece ser essencial que medidas de carater extraordinário e extramercado como a componente da CESE agora atribuída à UGS, sejam refletidas nos consumidores fora do âmbito das tarifas de rede, sendo atribuídas através de uma tarifa de energia ou idealmente neutralizando dívidas de energia dos CUR. Desta forma resultará clara a separação de tarifas e a sua aditividade.

e) O CT considera que o nível tarifário deve assim aproximar-se da sua evolução provável e não refletir artificialmente um nível tarifário potencialmente insustentável no futuro, com prejuízo do setor, das expetativas dos consumidores e das decisões de consumo inerentes.

11. REGULAMENTO DE QUALIDADE DE SERVIÇO

a) A qualidade de serviço, em especial, no âmbito de um mercado de gás natural cada vez mais concorrencial, constitui um fator essencial nas opções de consumo e para a competitividade das empresas.

b) O CT reconhece que a qualidade de serviço, em parelha com as tarifas e preços, assume-se como um aspeto cada vez mais determinante para os consumidores e, nessa medida, percebe bem o destaque e a importância que é dada à qualidade de serviço por parte do Regulador.

c) Neste contexto, entende o CT que quer as propostas de fixação de tarifas e preços, quer os Planos de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição de Gás Natural (PDIRDGN), devem refletir a necessidade de cumprimento dos padrões de qualidade previstos em Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS).

d) O CT tomou conhecimento da publicação pela ERSE do Relatório da Qualidade de Serviço do SNGN, relativo ao ano de 2015, que carateriza a qualidade de serviço prestada pelos operadores das infraestruturas e pelos comercializadores de último recurso e em regime de mercado.

e) O CT regista positivamente o bom desempenho das empresas relativamente ao cumprimento dos indicadores de qualidade de serviço, quer na vertente técnica, quer na vertente comercial, e recomenda à ERSE e aos comercializadores que mantenham a aposta consistente e contínua na promoção da qualidade de serviço no setor do gás natural.

f) O CT salienta, ainda, a importância do Relatório da Qualidade de Serviço para o anunciado processo de revisão regulamentar da qualidade de serviço, em curso, e que visa a introdução de alterações no plano da articulação entre os setores do gás natural e da eletricidade que terão impacto, seguramente, nos padrões da qualidade de serviço permitindo, nomeadamente, uma avaliação conjunta dos mesmos.

III - CONCLUSÃO

O Conselho Tarifário considera que a proposta de "Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2017-2018" que lhe foi apresentada pela ERSE deverá ser reformulada de acordo com os comentários e recomendações constantes do presente parecer.

Aprovado em 15 de maio de 2017.

[Parecer integral digitalizado]: ver pg.169 e ss.

◆ Resposta da ERSE ◆

I – GENERALIDADE

1 – ENQUADRAMENTO

Para efeitos de aprovação das tarifas e preços de gás natural a vigorarem de julho de 2017 a junho de 2018, o Conselho de Administração (CA) da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) submeteu, no dia 17 de abril de 2017, a parecer do Conselho Tarifário (CT) da ERSE e a consulta das entidades reguladas nos termos dos seus Estatutos, a "Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2017-2018".

No decurso do período para emissão de parecer, o CT solicitou à ERSE esclarecimentos, tendo estes sido prestados a 27 de abril de 2017.

O CT emitiu o seu parecer sobre a proposta a 15 de maio de 2017. Após a análise do referido parecer, tomando em consideração os comentários e sugestões nele apresentados, assim como os comentários das demais entidades consultadas, o CA da ERSE aprova até 15 de junho de 2017 as tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2017-2018.

2 – COMUNICAÇÃO DOS IMPACTOS TARIFÁRIOS

O exercício de comunicação de variações tarifárias requer algum esforço de simplificação, pela quantidade significativa de variações que podem ser comunicadas e pela confusão que tal pode gerar, devendo o comunicado apenas ter informação sobre as variações das tarifas que a ERSE publica.

Deste modo, considera-se relevante fornecer informação quer das variações das tarifas transitórias de venda a clientes finais, quer das tarifas sociais de venda a clientes finais, ambas aplicáveis pelo comercializador de último recurso. A ERSE não ignora que esta é uma informação que abrange cada vez menos consumidores, dada a crescente relevância do mercado liberalizado.

Adicionalmente, e em linha com anteriores pareceres do CT, é apresentada no comunicado informação sobre as variações das tarifas de acesso às redes pagas por todos os consumidores, independentemente do seu comercializador. Todavia, a repercussão desta variação nas faturas dos consumidores do mercado liberalizado depende do peso que a componente do acesso às redes tem no seu preço final, que inclui também a componente de energia, que é acordada livremente entre os consumidores e o seu comercializador de mercado.

No que se refere à variação da fatura média dos clientes domésticos o comunicado enfatiza que "*os consumidores sujeitos às variações propostas são, apenas, os que permanecem no comercializador de último recurso*", incentivando os mesmos a "*procurar potenciais poupanças na fatura de gás natural junto dos comercializadores em mercado*". Para o efeito a ERSE disponibiliza na sua página de internet informação sobre as ofertas comerciais praticadas pelos vários comercializadores a atuar no mercado, bem como simuladores de ofertas comerciais que orientam os consumidores na tomada de decisão sobre as melhores ofertas aplicáveis a cada caso em concreto.

3 – COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA (CURR)

Desde o início do processo de liberalização do mercado que a ERSE tem presente a necessidade de garantir a transição de um modelo de comercialização de gás natural regulado, para um modelo de mercado, baseado nos princípios da transparência e da racionalidade económica, que simultaneamente salvaguardem os interesses dos consumidores e assegurem o equilíbrio económico-financeiro da atividade de comercialização de último recurso.

Neste sentido, no âmbito da revisão regulamentar ocorrida no ano anterior, e à semelhança do já ocorrido nos períodos regulatórios anteriores, a ERSE teve em consideração o decréscimo do nível de atividade da comercialização de último recurso. Particularmente, foi revista a estrutura de custos das empresas, no que respeita à repartição entre a componente fixa e a variável, tendo-se definido um peso entre 20% e 25% para a componente fixa, e os restantes 80% e 75%, respetivamente, para a componente variável, em função do número médio de clientes. Esta estrutura, fortemente condicionada pela evolução do número médio de clientes, revela-se assim como a mais adequada para dar resposta a uma situação de prolongamento do processo de extinção das tarifas transitórias de gás natural, tal como preconiza a recente Portaria n.º 144/2017, de 24 de abril.

Adicionalmente, relembre-se que a ERSE reviu em baixa a meta de eficiência face à aplicada no anterior período regulatório, tendo em conta o esforço necessário para que as empresas se possam adaptar às exigências da liberalização do mercado.

Por último, cumpre relembrar que, conforme consagrado no Regulamento Tarifário, os proveitos permitidos dos CUR englobam, para além do OPEX, duas componentes adicionais: i) uma margem de remuneração, de modo a cobrir o risco financeiro dos CUR decorrente da gestão de fundo de maneio e ii) nas concessionárias, uma remuneração adicional de 4 €/cliente.

4 – TARIFA UGS-II E FLUXOS FINANCEIROS ASSOCIADOS

Nas tarifas referentes ao ano gás 2017-2018 a inclusão na tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) dos valores da CESE que foram alocados ao Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético (FSSSE) e que revertem ao setor do gás natural, foi efetuada em conformidade com a legislação em vigor. A sua inclusão está em conformidade com o Despacho n.º 5238-A/2017, de 13 de abril, publicado em *Diário da República* a 12 de junho de 2017, que determina que "O montante a deduzir na tarifa de uso global do sistema aplicável aos clientes finais e aos comercializadores do SNGN é de 5,85 milhões de euros, sendo a transferência realizada na sequência do pagamento." Assim, a parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema contempla a dedução do referido montante.

No que se refere às transferências entre os operadores regulados, refira-se que passados 10 anos desde o início da regulação do setor do gás natural existem uma diversidade de fluxos económicos e financeiros entre os agentes do setor que em grande parte se devem às metodologias e regras regulatórias em vigor. Estas regras refletem a complexidade e as particularidades intrínsecas ao setor do gás natural que a ERSE considerou nas suas metodologias regulatórias e que se agrupam nos seguintes vetores: i) número elevado de operadores, designadamente ao nível da distribuição e da comercialização de último recurso de gás natural, com caraterísticas e níveis de custo substancialmente diferentes, ii) uniformidade tarifária no território nacional, iv) volatilidade do consumo, principalmente ao nível da alta pressão, v) fim das tarifas transitórias de venda a clientes finais e vi) sustentabilidade económica do setor do gás natural.

A ERSE consciente das dificuldades que esses fluxos podem gerar quer para as empresas que os têm de registar nas suas contas, quer a nível de sua compreensão para os restantes *stakeholders*, tem tentado minimizar os fluxos, sempre que possível, através da centralização dessas transferências em dois agentes, por um lado, a montante, na REN Gasodutos na qualidade de operador onde é gerada a tarifa de UGS, e por outro a jusante, num único agente que no seio do grupo GALP faz a sua redistribuição pelas restantes empresas desse grupo.

II – ESPECIALIDADE

A – TARIFAS E PREÇOS PARA 2017-2018

1. MERCADO LIVRE

A ERSE procura divulgar, em todos os planos de incidência regulatória, a melhor informação disponível, de forma transparente, imparcial e fidedigna. Esta abordagem é igualmente válida para a divulgação da informação referente ao mercado retalhista e, em particular, aos desenvolvimentos do mercado liberalizado a retalho.

A este respeito, a ERSE identificou, ao longo do segundo trimestre de 2016, inconsistências na informação reportada por um dos operadores de rede de distribuição à REN Gasodutos (na sua atividade de gestão do processo de mudança de comercializador no setor do gás natural), nomeadamente a relativa a consumos mensais afetos a clientes com consumo anual inferior ou igual a 500 m^3. Estas inconsistências, pese embora as ações de esclarecimento promovidas pela ERSE, vieram a determinar a necessidade de se proceder a um apuramento das condições de reporte, por auditoria independente, que garanta uma completa circunstanciação das causas do reporte incorreto e a implementação de metodologias de agregação de informação íntegras e robustas.

A auditoria ainda se encontra a decorrer e destina-se a apurar os critérios e circunstâncias com que são e foram agregados os valores dos números de clientes e respetivos consumos. A ERSE tornará público um relatório com o resultado da auditoria após o término desta.

Tendo a ERSE noção da importância da divulgação de dados de mercado fiáveis para uma melhor evolução do processo de liberalização, de forma transparente, e para o eficiente funcionamento dos mercados de gás natural, a ERSE considerou oportuno que a publicação dos relatórios se pudesse retomar depois de garantidas as condições de integridade e fiabilidade relativamente a toda a informação que os compõem.

A ERSE concorda com o CT na importância de se evitarem práticas comerciais que, pela sua natureza, degradem a confiança dos consumidores no processo de liberalização e no mercado como um todo. A este respeito, importa reiterar um conjunto de atuações que a ERSE tem desenvolvido, desde a incidência regulamentar à formação e educação dos consumidores, e que visam dota-los de mais ferramentas para abordarem o mercado retalhista. Em concreto, a ERSE não pode deixar de recordar que, nas sucessivas revisões do Regulamento de Relações Comerciais, se reforçaram os deveres de informação dos operadores económicos para com os consumidores, em particular no segmento de clientes domésticos, se instituiu a obrigatoriedade de uma ficha contratual padronizada prévia à contratação.

Também neste domínio, e fruto da monitorização contínua do mercado, a ERSE tem desenvolvido outras ações destinadas a promover a literacia dos consumidores, de que se destacam as sucessivas e recorrentes ações de formação no domínio da contratação e mudança de comercializador e a recente divulgação, por ocasião do dia mundial da energia, de uma série de alertas de más práticas e conselhos sobre a forma como as evitar.

A abertura do mercado de gás natural veio reforçar a necessidade de se efetuar uma atividade de monitorização ao nível dos preços, que procura garantir, simultaneamente, a existência de condições de concorrência entre os diversos operadores e a minimização das assimetrias de informação entre consumidores e os restantes agentes de mercado. As competências de monitorização de preços no mercado retalhista de gás natural são atribuídas à ERSE no âmbito do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação do Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro. As obrigações e regras aplicáveis ao envio de informação relativa aos preços de referência (preços das ofertas comerciais) e aos preços médios praticados (preços faturados) no mercado retalhista de gás natural, pelos vários comercializadores, são estabelecidas pelo Despacho n.º 3677/2011, de 24 de fevereiro.

Os preços das ofertas comerciais são os preços que os comercializadores a atuar no mercado praticam ou preveem praticar (preços ex-ante) para os fornecimentos de gás natural em BP ≤ 100 000 m^3, sendo enviados à ERSE anualmente (fim de julho) e sempre que ocorra qualquer alteração. Os preços médios praticados são os preços que os comercializadores em regime de mercado e regulado efetivamente praticaram no mercado retalhista, resultando da aplicação das condições contratuais à carteira de clientes, sendo estes enviados trimestralmente à ERSE, com base na tipificação internacional de bandas de consumo definidas pelo Eurostat, de forma a permitir uma comparação internacional de preços.

Os preços das ofertas comerciais em BP ≤ 10 000 m^3/ano são divulgados pela ERSE na sua página da Internet. De igual modo são disponibilizados simuladores de comparação de preços que apoiam os consumidores na escolha da opção tarifária mais favorável. Uma comparação entre as ofertas comerciais é apresentada no documento "Estrutura tarifária no ano gás 2017-2018".

O número de ofertas comerciais tem vindo a aumentar substancialmente, atingindo um valor máximo no 1.º trimestre de 2017, com um total de 75 ofertas comerciais para o consumidor tipo 1 e tipo 2, e um total de 76 ofertas comerciais para o consumidor tipo 3.

No final do 1.º trimestre de 2017, existiam sete comercializadores com ofertas comerciais monogás – Audax, EDP Comercial, Endesa, Energia Simples, Galp, Goldenergy e Iberdrola. No que respeita às ofertas duais tem-se verificado um aumento gradual da sua introdução no mercado, sendo que no final do 1.º trimestre de 2017 existiam seis comercializadores com este tipo de ofertas comerciais – Audax, Endesa, EDP Comercial, Energia Simples, Goldenergy e Galp. Atualmente apenas quatro dos sete comercializadores apresentam ofertas com serviços incluídos - EDP Comercial, Galp, Goldenergy e Iberdrola.

Adicionalmente, importa sublinhar que a temática do MIBGAS integra o plano de atividades do Grupo Regional de Gás Natural do Sul (GRI Sul) da Agência de Reguladores da Energia (ACER), que conta com a participação das entidades reguladoras e dos operadores da rede de transporte de Portugal, Espanha e França, bem como dos agentes de mercados e demais interessados.

No âmbito deste grupo de trabalho da ACER foram realizadas diversas iniciativas que contribuíram para a criação do MIBGAS, a saber: (i) proposta de modelo de organização e princípios de funcionamento do MIBGAS, documento aprovado em janeiro de 2008 na sequência de consulta pública lançada em 2007; (ii) harmonização das tarifas de acesso às interligações de gás natural entre Portugal e Espanha – estudo submetido a consulta pública em janeiro de 2012, na sequência do qual se registaram diversos desenvolvimentos regulatórios, designadamente a atribuição de capacidade através de um único ponto virtual de interligação (VIP) através da plataforma europeia PRISMA; e (iii) desenvolvimento e implementação do modelo de atribuição implícita de capacidade, cujas regras foram submetidas a discussão no âmbito da 58.ª consulta pública da ERSE. Um dos aspetos fundamentais desta revisão prende-se com a operacionalização do MIBGAS e, em concreto, com a possibilidade de implementação de um mecanismo implícito de atribuição de capacidade no ponto virtual de interligação (VIP – *Virtual Interconnection Point*). A aplicação concreta deste mecanismo, cuja operacionalização é compatível com as regras de atribuição explícita de capacidade atualmente vigentes, aguarda a aprovação dos produtos a transacionar pelas entidades gestoras da plataforma do MIBGAS.

A ERSE concorda que a implementação do mercado organizado, MIBGAS, com negociação de produtos com entrega na zona portuguesa, será um passo muito importante para a evolução do mercado grossista de gás natural na península ibérica e especialmente em Portugal. Efetivamente, a existência de um mercado organizado é uma oportunidade trazer uma referência de preço para as transações no mercado grossista, bem como um aumento da sua transparência. A negociação em paralelo de produtos com entrega na zona portuguesa e espanhola acompanhada de mecanismos de atribuição implícita é também um fator de otimização da utilização das interligações entre ambos os sistemas.

O desenvolvimento de um mercado ibérico de gás natural é um objetivo que tem estado presente nas agendas das cimeiras luso-espanholas desde há cerca de dez anos tendo os reguladores de Portugal e Espanha apresentado em 2008 o seu modelo de funcionamento aos governos dos dois países, na cimeira de Braga. Este processo culminou com a publicação da Portaria n.º 643/2015, de 21 de janeiro que autoriza a sociedade MIBGAS, S.A., a atuar como entidade gestora do mercado organizado de gás, a contado, que estabelece a estrutura de participações sociais desta empresa e que remete para regulamentação específica a constituição, organização, funcionamento e regulação do mercado organizado de gás natural. Simultaneamente, em Espanha, a Ley 8/2015, de 21 de maio procedeu à criação do operador de mercado organizado, sociedade com uma constituição acionista idêntica à estabelecida na Portaria n.º 643/2015. Essa peça legislativa refere que as normas que possam afetar entidades portuguesas ficam sujeitas à implementação de legislação semelhante em Portugal ou a um eventual acordo ou convénio internacional.

A ERSE desenvolveu esforços para que todas as suas peças regulamentares permitissem a implementação do MIBGAS. Nesse sentido a ERSE já adaptou todos os Regulamentos relevantes para contemplar o funcionamento do mercado organizado, colocou recentemente a consulta a revisão do Manual de Procedimentos de Acesso às Infraestruturas para permitir a atribuição de capacidade na interligação através de mecanismos implícitos e colaborou com o MIBGAS no sentido de elaborar umas Regras do mercado organizado que permitissem a negociação de produtos com entrega na zona portuguesa bem como com mecanismos de atribuição implícita de capacidade.

Neste quadro, importa referir que é entendimento da ERSE que a concretização do MIBGAS carece de desenvolvimentos que ultrapassam a esfera das suas competências, pelo que a mobilização de todos os interessados é também um importante contributo para que tais ações se venham a concretizar.

2. COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA (CURR)

O CT refere a necessidade de a ERSE tomar medidas necessárias para garantir o desempenho da atividade de comercializador de último recurso retalhista em condições sustentáveis do ponto de vista económico e operacional e, em particular, a possível dificuldade de alguns operadores responderem à repartição entre custos fixos e variáveis e aos parâmetros de eficiência definidos pela ERSE. Em relação a este tópico, a ERSE reconhece a importância de garantir a sustentabilidade económica e operacional destas empresas, neste sentido, aquando da definição dos parâmetros de regulação para o período dos naos gás de 2016-2017 a 2018-2019, foi desenvolvido um profundo processo de análise da estrutura de custos adequada à atividade dos CURR. Este processo teve em conta o conhecimento obtido ao longo dos últimos períodos regulatórios, a análise da performance das empresas, as expetativas futuras sobre o mercado de atuação destas empresas e um conjunto de metodologias que permitiram um maior suporte e um processo de decisão mais robusto.

A decisão sobre a estrutura de custos do CURr recaiu na manutenção da estrutura de custos definida no período regulatório anterior para as empresas do grupo GALP e Portgás e que consistiu na definição do peso de 20% para a componente fixa. Relativamente, às restantes empresas, a ERSE considerou que se justificava uma convergência gradual da estrutura de custos destas empresas para uma estrutura de custos com menor peso dos custos fixos, tendo fixado para esta componente o peso de 25%. Adicionalmente, num quadro de recente publicação da Portaria n.º 144/2017, de 24 de abril, que prolongou a extensão das tarifas transitórias de gás natural até ao final do ano de 2020, a ERSE considera que o peso mais elevado da componente variável comparativamente ao valor atribuído à componente fixa permite uma melhor forma de assegurar o equilíbrio económico e financeiro destas empresas por possibilitar uma melhor resposta à evolução expetável do número de clientes resultante deste prolongamento.

O CT refere, num contexto de maior prudência, que a ERSE não deveria ter procedido a incorporação nos ajustamentos dos proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural o acerto relativo a anos anteriores. Esta observação é justificada com a indicação de que a ERSE deveria ter optado por analisar

em conjunto com as empresas a existência de facto destes desvios, procedendo, posteriormente à correção se a mesma verifica-se ser necessária. Em relação a este tópico, a ERSE elucida que foi efetuada uma análise profunda das quantidades transacionadas e relatadas ao longo dos diversos anos gás, tendo inferido a existência de diferenças sistemáticas e no mesmo sentido, entre as quantidades adquiridas ao CURg comparativamente às quantidades vendidas aos clientes e que originou a definição de proveitos permitidos superiores aos custos efetivamente suportados pelas empresas. Por este facto, havia de forma indubitável, que ocorrer à devolução do excedente aos clientes de gás natural. Neste momento, estão a decorrer as ações necessárias que permitirão identificar as causas deste desvio sistemático.

De forma a mitigar o impacto na situação económica das empresas destas empresas, esta devolução irá ocorrer durante três anos gás. Nos casos das empresas especificadas pelo CT, a ERSE reconhece que o valor do acerto, mesmo sendo mitigado pelo seu alisamento em três anos, poder-se-á considerar relevante quando comparado ao valor dos proveitos da atividade de comercialização. Contudo, esta situação ocorre em empresas inseridas num grupo económico de grande dimensão. No caso da Setgás, durante o processo de análise do desvio suprarreferida, a ERSE constatou um erro no apuramento do ajustamento final da atividade de compra e venda de gás natural desfavorável à empresa, tendo decido pela sua regularização total (a devolução do valor em causa à empresa) neste processo tarifário.

3. DINAMIZAÇÃO DO TERMINAL DE GNL DE SINES

As regras regulatórias em vigor atualmente estabelecem que através do mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, uma parte dos proveitos permitidos da REN Atlântico, na qualidade de operador do terminal de GNL, sejam recuperados através da parcela I da tarifa de UGS. O nível de proveitos a recuperar anualmente pela tarifa de UGS é determinado anualmente através da aplicação de um parâmetro regulatório que tem em consideração a variação do proveito unitário entre os anos s-1 e o ano s.

Em tarifas de 2017-2018 o nível dos proveitos permitidos do terminal de GNL a recuperar pela tarifa de UGS é inferior ao do ano anterior, facto que resulta da aplicação das regras de cálculo definidas no Regulamento Tarifário e das necessidades de manter alguma estabilidade tarifária ao nível do terminal de GNL. A transferência de um maior nível de custos entre o terminal de GNL e a tarifa de UGS irá onerar mais esta tarifa e por consequência, beneficiará uns clientes em detrimento de outros. Contudo, a ERSE teve em conta os argumentos do CT, designadamente a necessidade de tornar mais competitivo este terminal, garantindo a sua maior utilização e, consequentemente, a sua sustentabilidade económica no médio e longo prazo, pelo que transferiu na versão final das tarifas para o ano gás 2017-2018 um maior montante de proveitos permitidos do Terminal de GNL a recuperar pela parcela I da tarifa de UGS face à proposta apresentada a 15 de abril.

Na sequência desta alteração, os preços de injeção e de regaseificação no ano gás 2017-2018 observam uma variação nula e os preços do serviço de armazenamento observam uma redução de 3,7%. Deste modo, a tarifa do terminal de GNL observa em 2017-2018 uma redução de 1,9%.

Em relação ao objetivo expresso de igualar a tarifa de armazenagem nos tanques de GNL ao resultado da soma da tarifa de armazenagem no armazenamento subterrâneo com a tarifa de injeção e a tarifa de extração, esta resulta essencialmente da compatibilização de dois objetivos: (i) a necessidade de garantir que os preços do armazenamento no terminal não são inferiores aos preços do armazenamento subterrâneo, para não distorcer a concorrência entre estas duas infraestruturas; (ii) a necessidade de garantir que os preços no armazenamento de GNL no terminal são próximos dos custos incrementais de longo prazo, de modo a facilitar a utilização do terminal por comercializadores de menor dimensão e, consequentemente, mitigar as barreiras de mercado à entrada de novos agentes pelo terminal e, também por esta via, contribuir para uma maior utilização desta infraestrutura.

Neste sentido, esta opção torna-se vantajosa para os comercializadores entrantes no mercado e, ao contribuir para aumentar as quantidades processadas, beneficiará todos os restantes utilizadores do terminal. No final da cadeia de valor estes benefícios serão transferidos para todos os consumidores, na medida em que propiciam a prática de preços mais competitivos e reduzem os custos unitários de utilização do terminal.

4. NÍVEL TARIFÁRIO

A ERSE reconhece a importância da análise ao proveito unitário das redes e infraestruturas, sem os ajustamentos, por forma a aferir se o custo médio por infraestrutura é semelhante entre Portugal e Espanha.

5. TARIFAS

5.1 TARIFAS DE ACESSO À REDE (TAR)

O CT identifica o impacto das variações tarifárias nos custos de acesso para consumos na fronteira entre os diversos níveis tarifários e propõe que a redução dos diferenciais no custo das tarifas de acesso às redes dos diferentes níveis de pressão seja perseguida com uma maior gradualidade nos próximos exercícios tarifários. Tomando em boa nota o parecer do CT, a ERSE mitiga as variações tarifárias nos custos de acesso às redes nas novas zonas de fronteira, recentemente introduzidas de 2 e 10 milhões de m^3, em relação à proposta apresentada, reconhecendo desta forma que a convergência dos custos de acesso às redes nestas zonas deverá continuar a ser seguida de forma gradual e acautelando impactes tarifários.

No que concerne as variações das tarifas por atividade, efetivamente estas nem sempre têm o mesmo impacte nos diferentes níveis de pressão e escalões de consumo, uma vez que as tarifas aplicáveis são distintas, em linha com o previsto no Regulamento Tarifário. A tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) é um exemplo claro de variações distintas por nível de pressão e escalões de consumo, que se justifica pelo facto de: (i) aos consumidores em Alta Pressão (AP) é aplicada a tarifa de UGS do operador da rede de transporte, sendo que os centros electroprodutores apenas pagam a parcela I da tarifa de UGS; (ii) aos consumidores em Média Pressão (MP) e Baixa Pressão (BP) é aplicada a tarifa de UGS do operador da rede de distribuição, distinta da tarifa de UGS do operador da rede de transporte, por incluir ajustamentos ao nível da rede de distribuição; (iii) aos consumidores de MP e de BP> é aplicada a parcela II> da tarifa de UGS, e (iv) aos consumidores de BP< é aplicada a parcela II< da tarifa de UGS.

Adicionalmente, importa referir que quer a tarifa de UGS, quer a tarifa de URT do operador da rede de transporte (que são as tarifas aplicáveis aos clientes de AP e ao operador da rede de distribuição) são diferentes da tarifa de UGS do operador da rede de distribuição (aplicáveis aos consumidores de MP e de BP), uma vez que esta inclui os ajustamentos de faturação entre o ORT e o ORD de anos anteriores.

No que respeita a recomendação do CT no sentido de que seja feita uma revisão do conceito de entrada da tarifa de URT importa relembrar que, em 2010, quando a ERSE procedeu à introdução do conceito de entrada na tarifa de uso da rede de transporte, seguiu as melhores práticas a nível europeu, adaptando o sistema tarifário à nova diretiva Europeia e ao Regulamento n.º 715/2009.

Desta revisão resultou uma tarifa de URT faturada quer nos pontos de entrada na rede de transporte, quer nos pontos de saída, alcançando uma importante harmonização com Espanha no âmbito da criação do mercado ibérico de gás natural. Assim, nos termos do Regulamento Tarifário os preços da componente de entrada da tarifa de URT são aplicáveis exclusivamente aos agentes de mercado (comercializadores e clientes com estatuto de agentes de mercado) e não estão refletidos na tarifa de acesso às redes publicada pela ERSE. Os comercializadores transmitem o custo incorrido (pelo uso dos pontos de entrada da rede de transporte, assim como os custos que têm com a utilização do terminal de GNL e do armazenamento subterrâneo) nas faturas dos seus clientes em variáveis preço, a escolher por cada comercializador, à

semelhança dos custos com a utilização do terminal de gás natural liquefeito, do armazenamento subterrâneo ou do aprovisionamento de gás natural.

A forma de cobrança dos custos de entrada da tarifa de URT pelos comercializadores aos seus clientes é livre, podendo ser explicitada num preço próprio ou incorporada no preço da energia, opção a acordar entre os comercializadores e os clientes no processo de negociação das condições de preço do fornecimento de gás natural, observando os princípios da transparência e da não discriminação. Todavia, ciente da pertinência da questão levantada pelo CT a ERSE publicou em 2011 uma nota interpretativa sobre esta matéria.

5.2 TARIFA OPCIONAL MP (DESCONTO TARIFA MP-AP)

A regra definida no ano gás 2016-2017 para as tarifas de acesso às redes opcionais em MP foi estabelecida para eliminar o incentivo que os clientes ligados fisicamente em MP e localizados relativamente perto da rede de transporte em AP têm de se ligar fisicamente a esta rede com o objetivo de redução significativa dos seus custos de acesso às redes, proveniente da diferença das tarifas de acesso às redes em AP e MP. A regra então definida estabelece um desconto a aplicar às tarifas de acesso às redes em MP. Este desconto é função da distância do consumidor à rede de AP (esta distância é definida no projeto de ligação à rede apresentado pelo ORT mediante um pedido de ligação à rede pelo cliente) e do seu consumo anual. A regra apenas se aplicava aos clientes ligados fisicamente em MP e não aos clientes ligados fisicamente em BP, mas faturados em MP.

De acordo com o CT o desconto ao ser aplicável apenas para clientes com consumos anuais superiores a 10 milhões de m^3/ano, deverá ser calculado pelo diferencial entre as tarifas de acesso às redes em AP (para consumos ≥ 10 milhões m^3/ano) e as tarifas de acesso às redes em MP (para consumos ≥ 2 milhões m^3/ano).

Atendendo a este parecer, a ERSE define, para o ano gás 2017-2018, que a regra das tarifas de acesso às redes opcionais em MP se aplica a todos os consumidores faturados em MP (incluindo os consumidores ligados fisicamente em BP) e com consumos anuais superiores ou iguais a 10 milhões m^3/ano. Desta forma, a regra é alterada em relação à proposta, passando a considerar o diferencial entre as tarifas de acesso às redes em AP (para consumos ≥ 10 milhões m^3/ano) e as tarifas de acesso às redes em MP (para consumos ≥ 2 milhões m^3/ano). Uma vez que o desconto aplicado às tarifas de acesso às redes depende do diferencial entre o custo de acesso às redes em AP e MP e considerando que as tarifas de acesso às redes são aprovadas anualmente, é desejável que também o valor do desconto seja definido em base anual, de modo a garantir-se a sua adequabilidade.

5.3 TARIFA FLEXÍVEL DE USO DA REDE DE TRANSPORTE POR PONTO DE SAÍDA COM CONTRATAÇÃO DIÁRIA

O CT recomenda que para o ano gás 2017-2018 o "agravamento extraordinário e prudencial seja reavaliado" no que respeita aos fatores multiplicativos da tarifa flexível com contratação diária.

Como apresentado no documento da "Estrutura Tarifária 2016-2017", a opção tarifária flexível diária foi introduzida com o objetivo de promover a integração do mercado retalhista de gás natural ibérico e uma harmonização tarifária com Espanha. Pretendeu-se com esta alteração aumentar a flexibilidade na estrutura tarifária para os consumidores com utilizações reduzidas no tempo e servindo esta alteração de catalisador para o aumento da utilização das infraestruturas do sistema nacional de gás natural. No entanto, considera-se que esta alteração tarifária foi introduzida num contexto em que o SNGN como um todo apresentava um consumo nacional de gás natural historicamente baixo, muito condicionado pelos centros electroprodutores apresentarem consumos de gás natural muito reduzidos, em resultado de fatores exógenos relacionados com as condições de hidraulicidade.

O CT refere no seu parecer que é "possível constatar durante o AG2016-2017, a introdução desta opção tarifária não conduziu a comportamentos inesperados ou desviantes por parte dos agentes, não resultando um prejuízo para o SNGN".

De acordo com os dados históricos de caracterização do consumo de gás natural verificados no SNGN e com as recentes previsões de consumo para o ano gás 2017-2018, verifica-se, por um lado, uma aderência reduzida à nova opção tarifária de contratação diária e, por outro lado, um retorno aos níveis "normais" de consumo de gás natural. Esta situação é fundamentalmente justificada pelas condições hidrológicas recentes, para as quais se observa um valor acumulado do índice de hidraulicidade para o presente ano hidrológico, com início a 1 de outubro de 2016, até ao final de maio de 2017 de 56%, correspondente a um ano bastante seco e, consequentemente, com grandes necessidades de produção de energia elétrica a partir de combustíveis fosseis, designadamente gás natural.

Neste contexto, a ERSE considera que é prematuro proceder-se à revisão dos multiplicadores da tarifa flexível diária, na medida em que as mesmas ainda não foram testadas em condições "normais" de funcionamento do SNGN.

5.4 TARIFA DE ENERGIA E TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDAS A CLIENTES FINAIS

Conforme indicado no ponto 3.3.1 do documento "Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2017-2018", as tarifas transitórias, fixadas pela ERSE, são determinadas pela soma das tarifas de energia, pelas tarifas de comercialização e pelas tarifas de acesso às redes, acrescidas de um montante resultante da aplicação de um fator de agravamento.

De acordo com o estabelecido no n.º 1 do artigo 2.º-A da Portaria n.º 359/2015, que altera a Portaria n.º 108-A/2015, que estabeleceu o mecanismo de determinação do fator de agravamento incluído na tarifa transitória de venda a clientes finais de gás natural, caso o membro do Governo responsável pela área da energia não publique o despacho referido no n.º 1 do artigo 2.º da Portaria n.º 108-A/2015 até ao dia 15 do último mês do período em curso cabe à ERSE definir o parâmetro $Y_{i,p}$, que condiciona a variação do fator de agravamento.

De acordo com o estabelecido no n.º 2 do artigo 2.º-A da Portaria n.º 359/2015, a ERSE pode definir o parâmetro $Y_{i,p}$ até ao dia 30 do último mês do período em curso, para o período p seguinte, devendo assegurar que o resultado da fórmula prevista no n.º 1 do artigo 2.º da Portaria n.º 108-A/2015 não seja negativo, ou seja, assegurando que o fator de agravamento não é negativo.

De acordo com o estabelecido no n.º 3 do artigo 2.º-A, na ausência de definição pela ERSE do parâmetro $Y_{i,p}$, até ao termo do prazo referido no número anterior, este assume o valor zero. Nesta situação o fator de agravamento aplicável a partir de 1 de julho de 2017 é totalmente determinado pela seguinte diferença:

$$FA_{i,p} = \left(Te'_{i,p-1} - Curg_p\right)$$

Em que $Te'_{i,p-1}$ corresponde à tarifa de energia implícita nas tarifas transitórias de venda a clientes finais, deduzida dos custos médios de utilização do terminal de GNL, do armazenamento subterrâneo e das entradas na rede de transporte, no ano gás 2016-2017, aplicável a cada um dos segmentos de consumidores *i* (MP, BP> e BP<). E $Curg_p$ corresponde ao custo médio de aquisição de energia do CUR grossista previsto para o ano gás 2017-2018.

Nestas circunstâncias, a ERSE repercutiu integralmente o aumento da energia nas tarifas transitórias, o que conjugado com a redução dos custos médios de utilização do terminal de GNL, do armazenamento subterrâneo e das entradas na rede de transporte, resulta numa redução do fator de agravamento de 5,50 para 2,08.

5.5 TARIFA SOCIAL E ASECE

O Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, cria a tarifa social de fornecimento de gás natural a aplicar a clientes finais economicamente vulneráveis, prevendo que a tarifa social é calculada mediante a aplicação de um desconto na tarifa de acesso às redes em baixa pressão, nos termos do Regulamento Tarifário aplicável ao setor do gás natural.

A Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, nos termos do artigo 121.º, veio redesenhar os descontos sociais existentes para o acesso ao serviço essencial de fornecimento de energia, com vista à implementação de um modelo único e automático e ao alargamento do número de beneficiários efetivos, revogando o regime de apoio social extraordinário ao consumidor de energia (ASECE), aprovado pelo Decreto-Lei n.º 102/2011, de 30 de setembro (artigo 215.º), mas prevendo a não diminuição do valor do desconto face aos descontos sociais em vigor.

Neste contexto, a Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, aprova a primeira alteração ao Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, estabelecendo que o valor do desconto é determinado através de despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, ouvida a ERSE, e cria um modelo único para o gás natural e a eletricidade no que respeita ao modelo de aprovação dos descontos.

A Resolução do Conselho de Ministros n.º 33-A/2016, de 9 de junho, fixou as condições para a atribuição e aplicação automática da tarifa social de gás natural, determinando a troca de informações entre os comercializadores, a Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), a Segurança Social e Autoridade Tributária e Aduaneira. Assim, a partir de 1 de julho de 2016, a DGEG passou a ser a entidade responsável por identificar os potenciais beneficiários da tarifa social. Para a concretização dessa atribuição, os comercializadores de energia elétrica passaram a remeter à DGEG a informação necessária à identificação dos titulares daqueles contratos de fornecimento.

O Despacho n.º 5138-B/2016, de 8 de abril – publicado em *Diário da República* em 14 de abril, veio aprovar o desconto da tarifa social de gás natural, que passou a integrar a componente até então atribuída através do ASECE. Nos termos daquele despacho, o desconto a aplicar nas tarifas de acesso às redes de gás natural, aplicável a partir de 1 de julho de 2016, e previsto no n.º 2 do artigo 3.º do Decreto -Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, na redação da Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, passou a corresponder a um valor que permita um desconto de 31,2 % sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais de gás natural, excluído o IVA, demais impostos, contribuições, taxas e juros de mora que sejam aplicáveis, não devendo a sua aplicação ser considerada para efeitos de outros apoios em vigor. Esse desconto, sendo veiculado através da tarifa social de acesso às redes, de modo a permitir a oferta do mesmo por todos os comercializadores, deve representar um desconto entre 40 % e 55 % nesta tarifa, dependendo do tipo de cliente e do seu perfil de consumo.

A Portaria n.º 178-C/2016, de 1 de julho, que estabelece os procedimentos, o modelo e as demais condições necessárias à aplicação das alterações introduzidas ao artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, cria um modelo único e automático de atribuição de tarifa social de fornecimento de gás natural a clientes economicamente vulneráveis, no território de Portugal continental, dispondo no artigo 9.º que "O financiamento dos custos, a sua comunicação entre operadores, bem como os procedimentos de pagamento entre as entidades do setor do gás natural, são definidos nos regulamentos da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), nomeadamente no Regulamento de Relações Comerciais e no Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, tendo em consideração o estabelecido nos artigos 3.º e 4.º do Decreto -Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, alterado pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março."

Em relação às inspeções, não obstante não se tratar de matéria tarifária, informa-se que o CA da ERSE, no exercício das suas competências, aprovou em 2015 a realização de ações inspetivas junto da EDP Comercial – Comercialização de Energia, S.A. (EDP Comercial) e da Galp Power, S.A. (Galp Power), na qualidade de

comercializadores de gás natural e de energia elétrica em regime de mercado, sobre as condições de aplicação da tarifa social de fornecimento de gás natural e de energia elétrica (Tarifas Sociais) e do Apoio Social Extraordinário ao Consumidor de Energia (ASECE).

Ambas as ações inspetivas ocorreram em 4 de fevereiro de 2015 e, em 15 de abril de 2015, foram abertos processos de contraordenação contra os respetivos comercializadores, ao abrigo do Regime Sancionatório do Setor Energético (RSSE), por se considerar existirem indícios bastantes do não cumprimento das obrigações previstas na legislação aplicável aos clientes finais economicamente vulneráveis.

Com base nas diligências efetuadas em sede de inquérito, ambos os comercializadores foram notificados das respetivas notas de ilicitude por: não atribuição e aplicação tempestiva de Tarifas Sociais e ASECE a consumidores economicamente vulneráveis; não identificação clara e visível nas faturas dos descontos sociais inerentes; divulgação extemporânea de informação sobre a existência da tarifa social de fornecimento de energia elétrica e a sua aplicação; não solicitação tempestiva aos operadores das redes de distribuição da aplicação dos descontos sociais inerentes. No caso da EDP Comercial resultou ainda, a prática de aplicação de descontos sociais inferiores aos legalmente devidos; a violação do dever de transparência comercial; a não auditabilidade e a falta de colaboração e, no caso da Galp Power, ao abrigo das bases dos setores, a violação do dever de prestar informação adequada.

Nos termos do RSSE, em cada um dos processos, o CA da ERSE veio a deliberar proferir decisões condenatórias. A EDP Comercial foi condenada em coima por deliberação, do CA da ERSE, de 10 de dezembro de 2015, tendo a empresa interposto recurso, sem que exista decisão final. A Galp Power foi condenada por decisão tornada definitiva a 5 de setembro de 2016, em procedimento de transação, em coima, tendo ainda procedido ao pagamento de compensações individuais a clientes economicamente vulneráveis.

No seguimento das ações de inspeção realizadas, também em função no novo modelo, único e automático, instituído pelo legislador (vd. artigo 121.º da Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março), a ERSE não voltou a realizar ações de supervisão *on site* junto de comercializadores.

Por último, importa acrescentar que no documento da proposta de tarifas e preços de gás natural, em particular no capítulo 3.2 (pág. 107, 108), apresenta o enquadramento legal da tarifa social e disponibiliza informação sobre o número de consumidores abrangidos pela tarifa social (quadro 3-51). Esta informação é complementada com a informação disponível no documento da caracterização da procura (capítulo 6.4.4) que apresenta as quantidades implícitas no cálculo da tarifa social de acesso às redes aplicáveis aos operadores da rede de distribuição, por escalão de consumo.

6. TAXAS DE OCUPAÇÃO DO SUBSOLO (TOS)

A ERSE, tal como mencionado em respostas dadas em anos anteriores ao CT, tem competências limitadas no que que diz respeito à TOS. Não obstante, a ERSE tem procurado informar e sensibilizar sempre que adequado as instâncias responsáveis para os efeitos que, no atual quadro legal, a aplicação da TOS pode produzir na instabilidade tarifária e na sustentabilidade económica do setor do gás natural.

As Taxas de Ocupação do Subsolo (TOS), como é consabido, não integram o processo de fixação de tarifas, apesar dos valores cobrados serem repercutidos na cadeia de valor do setor do gás natural.

No cumprimento das disposições aplicáveis, a ERSE tem competência para definir a metodologia de repercussão, impondo auditorias e supervisionando os pagamentos realizados de modo a assegurar que os valores repercutidos não excedem os valores cobrados pelos municípios.

Mais recentemente, a Lei de Orçamento de Estado para 2017 e o Decreto-Lei n.º 25/2017, de 3 de março, que estabelece as disposições necessárias à execução da Lei orçamental, introduziram novas disposições sobre a matéria.

Nestas circunstâncias, a ERSE promoveu junto das empresas concessionárias de distribuição de gás natural a adoção de um conjunto de processos que permitissem aos consumidores terem informação transparente sobre a cobrança da TOS, nomeadamente assegurando que:

- As faturas de gás natural identificam de forma clara, visível e destacada o valor correspondente à taxa de ocupação do subsolo, o município a que se destina e o ano a que respeita.
- A primeira fatura a apresentar aos consumidores com a cobrança da taxa de ocupação do subsolo seja acompanhada de informação completa e rigorosa sobre esta taxa, designadamente a justificação legal para a sua exigência, o valor devido, o ano a que respeita e o município a que se destina.
- Anualmente, os consumidores recebam informação atualizada sobre os montantes pagos, o município e o ano referente à taxa de ocupação do subsolo cobrada.
- Os operadores das redes de distribuição e os comercializadores de gás natural passem a disponibilizar nas suas páginas na Internet informação completa e atualizada sobre a TOS.

O Decreto-Lei n.º 25/2017, de 3 de março, que estabelece as disposições necessárias à execução da Lei orçamental, dispõe no artigo 70.º que compete à ERSE avaliar a informação relativa ao cadastro das redes de infraestruturas e as consequências no equilíbrio económico-financeiro das empresas operadoras de infraestruturas.

O n.º 5 do artigo 70.º conclui que, tendo em conta a avaliação feita, o Governo procederá à alteração do quadro legal em vigor, nomeadamente em matéria de repercussão das taxas na fatura dos consumidores."

Logo em maio de 2017, na sequência do decurso do prazo previsto para comunicação pelos municípios à Direção-Geral da Administração Local (DGAL) da informação sobre o cadastro das redes de infraestruturas, a ERSE dirigiu comunicação àquela Direção-Geral com vista à obtenção da informação necessária para proceder à competente avaliação.

Em função da informação que vier a ser recebida, a ERSE estará em condições de efetuar o estudo e habilitar o legislador a tomar a decisão sobre esta matéria.

A ERSE toma em boa nota as recomendações referidas no parecer do CT no que respeita à elaboração e disponibilização no seu portal de um simulador nacional das TOS. No entanto e antes de tomar qualquer diligência neste âmbito, a ERSE considera ser adequado no momento aguardar pela clarificação do quadro legal que regula esta matéria.

7. INVESTIMENTOS

A ERSE toma boa nota dos comentários do CT relativos ao documento "Análise dos investimentos do setor do gás natural" que irão ser considerados na atividade da ERSE.

8. PREÇOS REGULADOS

Na proposta de revisão regulamentar concretizada em 2016, a ERSE propôs a adoção de regras distintas das que até aí vigoraram para a integração de polos de consumo nas redes existentes. Não deixando de se reconhecer que a motivação para esta integração acolhe fatores históricos de desenvolvimento do setor do gás natural, nomeadamente no que concerne ao desenvolvimento em profundidade das redes de distribuição de gás natural, sendo tais fatores inevitavelmente associados à promoção de maior eficiência económica na gestão do conjunto de ativos afeto à atividade de distribuição de gás natural, em particular na indução de menores custos unitários de veiculação de gás natural.

Esta revisão acolheu, assim, as preocupações veiculadas pela ERSE a este respeito e também a sucessiva menção efetuada nos pareceres do CT relativamente à definição de preços dos serviços regulados

orientados por critérios de racionalidade e eficiência económica, com particular enfoque na integração de polos de consumo existentes e a concretização de ações de conversão e de reconversão.

Desde logo, na referida revisão do quadro regulamentar, apontou-se para a necessidade de privilegiar uma metodologia que promova a redução dos custos unitários de utilização das redes, em particular das redes de distribuição, de modo a ativamente contribuir para a redução dos custos globais suportados pelos consumidores com a veiculação de gás natural. A concretização desta orientação regulamentar passa, conforme estatuído no artigo 181.º do Regulamento de Relações Comerciais, pela adoção de parâmetros de eficiência a aplicar aos preços de referência a publicar.

Neste enquadramento, os operadores de rede de distribuição formularam uma proposta de definição do referido parâmetro de eficiência a aplicar, casuisticamente, em cada rede de distribuição o qual integra um fator de deflação.

Ora, no entender da ERSE, o espírito da regulamentação aprovada estabelece claramente a existência de um valor de referência anual, o qual, por sua vez, é afeto de um parâmetro de eficiência que visa sinalizar positivamente o contributo para a redução dos custos unitários de veiculação de gás natural com a integração de novos polos de consumo ou conversão e reconversão de instalações consumidoras. Daqui decorre que um valor de referência anual deverá, devidamente justificado, incluir os elementos que o tornem *cost-reflective*, incluindo a própria variação nominal dos custos. Neste sentido, entendeu a ERSE que, de modo a que seja devidamente justificado e aderente à realidade, os fatores de depreciação sejam incluídos na rúbrica de preço de referência, deixando o parâmetro de eficiência isolado de efeitos nominais.

9. TRANSPORTE RODOVIÁRIO DE GNL PARA AS UAGS

A ERSE agradece os comentários favoráveis do parecer do CT sobre esta matéria.

10. RECEITA DA CESE E MINIMIZAÇÃO DOS ENCARGOS DO SNGN

O orçamento de Estado para 2014, constante da Lei 83-C/2013, de 31 de dezembro, criou (artigo 228.º) a Contribuição Extraordinária sobre o Setor Energético (CESE). Esta contribuição incide sobre os agentes do setor energético nacional previstos no referido diploma.

A Lei n.º 83-C/2013 foi posteriormente alterada aquando da publicação do Orçamento de Estado de 2015 (Lei n.º 82-B/2014, de 31 de dezembro), pela Lei n.º 33/2015, de 27 de abril e pelo Orçamento de Estado para 2017 (Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro).

A Lei 33/2015, de 27 de abril, alargou o âmbito de aplicação de CESE ao comercializador do Sistema Nacional de Gás Natural. Com este alargamento a incidência objetiva da CESE, também se alterou, passando a mesma a incidir, sobre o valor económico equivalente dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take-or-pay*.

A Lei n.º 33/2015 estabelece, também no n.º 4 do artigo 11.º, que os valores obtidos por aplicação da CESE às atividades reguladas pela ERSE e aos contratos *take-or-pay* sejam consignados à minimização dos encargos do SNGN sendo abatidos na parcela II da tarifa de uso global do sistema. Simultaneamente, a Lei n.º 33/2015 (artigo 13.º), condicionou o direito ao recebimento dos ajustamentos tarifários definidos para efeito de sustentabilidade de mercados e os respetivos encargos financeiros, devidos ao Comercializador de Último recurso Grossista de gás natural (CURG), ao pagamento integral da CESE.

A Diretiva n.º 9/2015, de 4 de junho, da ERSE, estabeleceu o mecanismo de recuperação dos ajustamentos extraordinários de custos de aquisição de gás natural, resultantes dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take-or-pay*, em cumprimento do previsto na Lei n.º 33/2015.

Deste modo, o valor da receita da CESE já está associado ao pagamento da dívida dos montantes a receber pelo CURG, visto o ressarcimento destes montantes pelo CURG estar condicionado ao devido pagamento dos montantes da CESE pelo comercializador do SNGN, que integra o mesmo grupo económico do que o CURG, montantes estes que, recorde-se, atualmente já ultrapassam os montantes em dívida ao CURG.

Em suma, a ERSE no âmbito dos processos de cálculo das tarifas dos anos gás 2015-2016, 2016-2017 e 2017-2018 reteve, no cumprimento do estabelecido legalmente, os montantes a receber pelo CURG referentes aos ajustamentos tarifários definidos para efeito de sustentabilidade de mercados e os respetivos encargos financeiros, no montante global de 66 milhões de euros, e afetou à atividade de gestão técnica e global do sistema os valores referentes à CESE.

11. REGULAMENTO DE QUALIDADE DE SERVIÇO

A ERSE concorda e acompanha a apreciação do CT em relação á importância assumida pelos aspetos de qualidade de serviço, designadamente quanto à construção de uma perceção integrada, por parte dos consumidores, relativamente ao funcionamento do setor do gás natural e dos desenvolvimentos do próprio mercado retalhista.

Mais recentemente, a 17 de maio de 2017, foi apresentada a consulta pública a revisão do Regulamento da Qualidade de Serviço do setor do Gás Natural, que representa uma oportunidade para aperfeiçoar ainda mais este importante instrumento de regulação.

2 REGULAMENTAÇÃO E OUTROS

◆Regras do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia ◆ [Consulta Pública n.º 77]

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho: "(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços"[173].

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT a proposta *"Regras do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia"* cabendo ao CT emitir parecer até 16 de setembro de 2019.

Assim, a Secção do Sector do Gás Natural do CT emite o seguinte parecer:

I – ENQUADRAMENTO

A regulação do setor energético deve dinamizar ações que promovam a eficiência energética, nos vetores da oferta e da procura de energia.

Constatando-se uma evolução positiva do lado da oferta de energia, a mesma não tem sido acompanhada do lado da procura, pelo que urge desenvolver e implementar medidas de promoção da eficiência no consumo e a dinamização do mercado de produtos e serviços de eficiência energética.

O CT regista positivamente a iniciativa da ERSE de implementar no setor do Gás Natural (GN) um mecanismo competitivo de promoção de ações de gestão da procura designado por Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia (PPEC), conforme previsto no Regulamento Tarifário do setor do gás natural (artigo 118.º).

II - ESPECIALIDADE

A. Inclusão de outros vetores energéticos

O Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, estabeleceu que o processo de valorização e seleção das medidas de promoção da eficiência no consumo de energia, ao abrigo de planos de promoção da eficiência no consumo previstos nos regulamentos tarifários dos setores elétrico e do gás natural[174], aprovados pela ERSE, deve ser objeto de coordenação com os restantes instrumentos de política energética.

Por outro lado, as economias de energia alcançadas com as medidas implementadas no âmbito do PPEC são contabilizadas para o cumprimento dos objetivos definidos pelo Decreto-Lei n.º 68-A/2015, de 30 de abril.

O Plano Nacional Energia Clima 2030 (PNEC 2030), enquadrado nas obrigações decorrentes do Regulamento (EU) 2018/1999 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, é o principal instrumento de política energética e climática para a década 2021-2030, refere o setor da energia – no seu todo – como aquele que dará um maior contributo para a redução de emissões na próxima década, estabelecendo a "*eficiência energética como crucial para a descarbonização da sociedade e como uma prioridade para o próprio PNEC 2030*".

[173] Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho

[174] Desde setembro de 2006 que o Regulamento Tarifário do setor do gás natural prevê a existência de um Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de gás natural.

O enquadramento do gás natural como parte integrante da política energética, estabelecida no PNEC 2030, tal como tem acontecido e como pelo menos irá acontecer na próxima década, é uma realidade que deve ser considerada no âmbito das diversas medidas de eficiência energética a promover e a implementar.

Neste sentido, e considerando que quer do ponto de vista regulamentar quer do ponto de vista legislativo o PPEC para o gás natural já se encontra previsto, entende o CT que o PPEC deve também passar a promover a eficiência no consumo no setor de gás natural.

No entanto, o CT salienta a importância de ser salvaguardado o princípio da não subsidiação cruzada entre vetores energéticos, sendo desejável que não existam transferências de recursos financeiros entre setores.

B. Concursos do PPEC

Tendo em conta o documento submetido a consulta prévia e a experiência da aplicação do PPEC no SEN:

1. O CT destaca a inegável importância do PPEC tem tido enquanto instrumento de promoção de medidas, no SEN, com vista a melhorar a eficiência no consumo por consumidores dos diferentes segmentos de mercado. Considera ainda o CT que o PPEC tem contribuído para a redução de barreiras à adoção de novos equipamentos, para a promoção de hábitos de consumo mais eficientes por parte dos consumidores e ainda no apoio à tomada de decisão mais eficiente pelos agentes económicos.
2. Reconhecendo que as associações de consumidores assumem um papel de especial relevância, pela sua proximidade aos consumidores e a sua atividade quotidiana de apoio e defesa dos direitos e interesses destes, o CT considera ser de incentivar uma maior participação deste tipo de promotores. Com efeito, a natureza destes promotores e a confiança que os consumidores neles depositam justifica a adoção de medidas suscetíveis de estimular uma maior participação no que às medidas intangíveis diz respeito, designadamente através de um coeficiente de majoração.
3. De igual modo, entende o CT que é importante introduzir no PPEC mecanismos que valorizem a promoção de medidas dirigidas a consumidores vulneráveis por forma a corrigir situações de exclusão ou de discriminação negativa.
4. Considera o CT que as instituições de ensino superior e os centros de investigação, que pela natureza são centros de excelência de conhecimento, de saber e de inovação, podem ter um papel a desempenhar na garantia de qualidade da execução do PPEC, através, nomeadamente, do apoio técnico qualificado aos promotores na definição de prioridades e de metas a atingir e na definição de metodologias de monitorização e de execução do programa, incluindo indicadores de desempenho.
5. Considerando que podem candidatar-se ao PPEC como promotores os comercializadores, os operadores das redes de transporte e de distribuição, as associações e entidades que contenham nos seus estatutos a promoção e defesa dos interesses dos consumidores, as associações municipais, as associações empresariais, as agências de energia e as instituições de ensino superior e centros de investigação, entende o CT que o leque de potenciais promotores se revela adequado e suficientemente abrangente e representativo das várias áreas da sociedade.

C. Mecanismos que assegurem uma maior execução orçamental do PPEC

1. Tendo em conta o histórico apresentado pela ERSE, o CT concorda com as propostas da ERSE em:

   (i) passar a considerar um "*overbooking*" na ordem dos 10% e,

   (ii) se ao fim de um ano sobrarem verbas, resultante de desistência ou menor custo nas medidas aprovadas, estas poderão ser alocadas aos projetos que de acordo com a seriação que resultar da avaliação do PPEC em curso se encontrem como suplentes.

2. De acordo com os artigos 9.º e 10.º das atuais regras do PPEC, a frequência de candidatura ao PPEC é bienal, podendo as medidas intangíveis ter uma duração de implementação variável de 1 ou 2 anos e as medidas tangíveis uma duração de 2 anos. Nas três últimas edições do PPEC, a ERSE prorrogou o prazo de implementação em 1 ano.
3. As razões apontadas para a solicitação da prorrogação do prazo final prendem-se, essencialmente, com a morosidade dos processos de contratação pública e na decisão, receção de dados e autorizações por parte dos beneficiários e ainda com a dificuldade na captação de beneficiários que preencham os requisitos necessários à participação nas medidas.
4. O CT considera que o atual período de implementação do PPEC de dois anos deve ser mantido sendo a eventual prorrogação por mais um ano concedida, caso a caso, desde que em alternativa:

   a. O promotor faça parte da listagem das medidas suplentes aprovadas e por conseguinte só tenha entrado no PPEC alguns meses mais tarde, ou,

   b. Ao fim de 2 anos, o plano tenha sido cumprido em mais de 50%.

D. Metodologia de avaliação das medidas na perspetiva da regulação

O CT tem presente que no SEN:

- A seleção das medidas é realizada tendo por base duas perspetivas (sendo, posteriormente, sujeita a homologação do Membro do Governo responsável pela área da Energia):
  - Perspetiva da regulação económica, pela ERSE;
  - Perspetiva da política energética, pela DGEG (Direção-Geral de Energia e Geologia);
- A metodologia de avaliação na perspetiva da regulação económica (aquela que diz respeito ao CT) tem como objetivo selecionar as medidas de eficiência no consumo que apresentem, entre outros critérios:
  - Maiores rendibilidades económicas;
  - Abranjam uma grande diversidade de consumidores;
  - Apresentem um caráter inovador.
- O mérito de cada medida realiza-se de acordo com um conjunto de critérios técnico-económicos aprovados nas Regras do PPEC, critérios estes que são diferenciados consoante o tipo de medida: tangível ou intangível.

Assumindo que a mesma metodologia do SEN será adotada para o SNGN, o CT recomenda o reforço da articulação entre a DGEG e a ERSE desde uma fase inicial do processo para que a avaliação das medidas seja convergente. Ou seja, entende o CT que os critérios de ambas as entidades devem ser conhecidos, transparentes e coerentes quanto ao mérito das medidas a selecionar.

E. Comparticipação do PPEC

1. De acordo com o artigo 11.º das atuais regras do PPEC, o incentivo a atribuir a cada medida tangível é no máximo 80% da totalidade dos custos da medida, devendo os restantes 20% ser comparticipados pelo promotor, pelo consumidor participante e/ou pelos parceiros.
2. Nas medidas intangíveis, o incentivo a atribuir a cada medida pode ser igual à totalidade dos custos suportados pelos promotores na execução da mesma, incluindo os inerentes ao plano de verificação e medição dos respetivos impactes.

3. Com o objetivo de um maior envolvimento dos promotores, dos consumidores beneficiários ou dos parceiros e tendo em conta o ocorrido nas várias sessões do PPEC, a ERSE propõe diminuir o incentivo PPEC de 80 para em 75% nas medidas tangíveis e introduzir um limite máximo de 90% nas medidas intangíveis.
4. O CT concorda que a comparticipação no projeto é uma forma de envolver os vários intervenientes na persecução do programa, e, por conseguinte, no reforço da mesma.

F. Dimensão e número de medidas por promotor

O CT considera que, em fase de consulta prévia, e sem ter ocorrido uma auscultação aos *stakeholders*, é prematura a definição de parâmetros quantitativos, pelo que se reservam comentários para uma fase posterior.

G. Conteúdo mínimo esperado do plano

Na sequência do anteriormente expresso, o CT considera que a extensão do PPEC ao SNGN não se deve traduzir na criação de regulamentação especialmente pesada, que finalmente possa resultar em menor interesse por parte dos potenciais promotores.

Contudo, o CT considera ser necessário que a realização das medidas aprovadas seja adequadamente monitorizada, considerando em especial a origem do financiamento dos projetos.

Assim, o CT recomenda que, ressalvando modificações pontuais tornadas necessárias pela diferente natureza dos SEN e SNGN, as boas práticas que têm sido aplicadas na avaliação e monitorização dos sucessivos PPEC realizados sob a égide no SEN sejam replicadas em medidas de PPEC que eventualmente venham a ser realizadas no setor do gás natural.

H. Candidaturas ao PPEC

Não tendo o setor do gás natural sido até hoje contemplado com este Plano, não existe histórico que sirva de referência entendendo assim o CT não dever pronunciar-se sobre esta matéria.

III - CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que a proposta apresentada pela ERSE deverá ser reformulada em conformidade com as recomendações constantes deste parecer.

Aprovado em 16 de setembro de 2019.

◆ Revisão regulamentar do setor do gás natural para o novo período de regulação ◆ [Consulta Pública n.º 71]

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho "*(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*"[175].

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário a proposta de "Revisão regulamentar do setor do gás natural para o novo período de regulação", cabendo ao CT emitir parecer até 1 de março de 2019.

No decurso dos trabalhos. foi efetuada ao CT uma apresentação pelo OLMC (Operador Logístico de Mudança de Comercializador), em 7 de fevereiro de 2019.

Posto o que, a Secção do Setor Gás Natural do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

ENQUADRAMENTO

Na sequência da 63.ª Consulta Pública, realizada em janeiro de 2018, relativa à revisão do Regulamento Tarifário (RT) e do Regulamento de Relações Comerciais (RRC) de gás natural, a ERSE aprovou a alteração do calendário de aprovação e vigência das tarifas de uso da rede de transporte aplicáveis nas interligações, considerando as exigências decorrentes da aplicação do Regulamento (UE) 2017/460 da Comissão, de 16 de março, que aprova o Código de Rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás (doravante designado por Código de Rede de Tarifas), conjugado com o Código de Rede para os mecanismos de atribuição de capacidade.

O Código de Rede de Tarifas estabelece que, nos pontos sujeitos ao Código de Rede para os mecanismos de atribuição de capacidade (corresponde ao VIP - Campo Maior e Valença do Minho), os preços de uso da rede de transporte, assim como toda a informação que serviu de base ao seu cálculo, devem ser publicados até 30 dias antes da data de realização do leilão anual de atribuição de capacidade, que ocorre, anualmente, na 1.ª segunda-feira do mês de julho.

Nos termos conjugados dos artigos 29.º e 32.º do Código de Rede de Tarifas, é obrigatória com a antecedência de 30 dias da data de realização do leilão anual de atribuição de capacidade, a publicação da seguinte informação, para os produtos de capacidade firme e interruptível:

- Os preços de reserva aplicáveis até ao final do ano de atribuição de capacidade;
- Os multiplicadores e fatores sazonais aplicados aos preços de reserva para produtos de capacidade normalizados não anuais;
- Justificação para o nível de multiplicadores e dos fatores sazonais (se existentes);

Para os produtos de capacidade interruptíveis - avaliação da probabilidade de interrupção, lista dos produtos existentes, nível de desconto e a justificação da decisão.

[175] Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

Neste contexto, para cumprimento do Código de Rede de Tarifas e do Código de Rede de atribuição de capacidade, no ano gás 2018-2019, a ERSE aprovou a alteração da data da publicação das tarifas aplicáveis aos pontos de interligação da rede de transporte sujeitos ao Código de Rede de atribuição de capacidade, cuja publicação ocorreu em 1 de junho de 2018. Ou seja, para garantir o cumprimento destes prazos europeus, foi necessário antecipar a decisão regulatória e todo o processo de decisão tarifária.

Tendo a referida alteração do RT tido assim um caráter extraordinário, a ERSE apresenta agora uma proposta de revisão mais aprofundada, considerando o início, em breve, do próximo Período Regulatório.

O CT nota ainda que esta revisão regulamentar ordinária é assumida pela ERSE como dirigindo-se especificamente ao RT, com propostas de alterações pontuais ao RRC e ao Regulamento de Acesso a Redes, às Infraestruturas e às Interligações (RARII).

A ERSE justifica esta metodologia por antecipar uma revisão mais aprofundada do RRC, em conjugação com o normativo idêntico do SEN (Sistema Elétrico Nacional), a exemplo do sucedido com o Regulamento de Qualidade de Serviço (RQS) que, na última versão aprovada em outubro de 2017, incorporou já as disposições aplicáveis aos dois sistemas num regulamento único.

O CT não tem reservas específicas a esta opção da ERSE, ficando na expetativa da respetiva Consulta Pública, em que poderá analisar as propostas apresentadas, nomeadamente as que tenham impacto tarifário.

II
ESPECIALIDADE

O CT regista positivamente o facto de a ERSE na presente proposta de consulta pública adotar recomendações e propostas do CT, constantes dos seus pareceres anteriores:

Em particular, o CT releva a decisão de harmonização completa do calendário do tarifário, que passa a vigorar entre 1 de outubro de um ano e 30 de setembro do ano seguinte, em concordância com o aplicado para as tarifas de transporte, conforme as exigências dos Regulamentos Europeus, vertidas na revisão extraordinário do RT realizada em 2018. Deste modo, será conferida aos diversos agentes participantes do SNGN (Sistema Nacional de Gás Natural) uma maior previsibilidade e estabilidade tarifárias, também mais vantajosa para os consumidores, uma vez que as variações tarifárias serão comunicadas num momento único.

A solução adotada pela ERSE de manutenção do calendário de apresentação da proposta e aprovação do tarifário, a decorrer entre 1 de abril e 1 de junho, com aplicação diferida por 4 meses a 1 de outubro, fora igualmente recomendada pelo CT.

Este procedimento permite um equilíbrio entre a utilização eficiente dos meios próprios da ERSE e a minimização do lapso temporal de aprovação-aplicação, merecendo assim novamente a concordância deste conselho.

Em contrapartida, o CT nota que a ERSE não avançou com propostas mais ambiciosas dirigidas a uma maior simplificação e estabilidade tarifária, que permitiriam identicamente continuar o processo de harmonização regulatória com outros países europeus, nomeadamente Espanha, particularmente interessante pelo desejado aprofundamento do MIBGAS.

O CT deixa assim a sugestão que a ERSE, na aprovação da revisão regulamentar, considere o alargamento do Período Regulatório notando que o período de 3 anos é o limite inferior noutros países europeus.

PROVEITOS PERMITIDOS

A1. METODOLOGIA DE CÁLCULO DOS PROVEITOS PERMITIDOS, PELA ALTERAÇÃO DO AG TARIFÁRIO

1. O CT dá o seu acordo à alteração proposta pela ERSE para a redefinição do Ano Gás (AG) aplicável a todas as tarifas, a decorrer entre outubro e setembro do ano seguinte.
2. Face a esta alteração torna-se necessário redefinir a metodologia de cálculo dos proveitos permitidos, de modo a atender aos diferentes períodos de sobreposição dos anos civis e AG.
3. O CT valoriza positivamente a proposta da ERSE pelo seu carácter simplificador de considerar 25% dos proveitos estimados para o primeiro ano civil e 75% para o ano civil seguinte, de acordo com a comparticipação temporal de cada um para o AG.

A2. APLICAÇÃO DE PARÂMETROS REGULATÓRIOS POR ANO CIVIL

1. A ERSE propõe a regra de que os parâmetros regulatórios devem ser aplicados para ano civil, estando coerente com a proposta de repartição *pro-rata* dos proveitos permitidos calculados por ano civil pelo ano gás tarifário.
2. O CT considera que a aplicação desta regra, de um modo transparente e objetivo, configura uma alteração positiva.
3. O CT concorda com a extensão do atual período regulatório até final de dezembro de 2019, permitindo o alinhamento de parâmetros em ano civil.
4. O CT aproveita ainda para recomendar a revisão da definição de período de regulação constante dos artigos 3.º e 135.º, tendo em conta que os períodos de fixação de parâmetros e tarifas não são coincidentes.
5. Sugere também que estes princípios de simplificação e homogeneização de metodologias de cálculo se estendam a outros parâmetros. Como exemplo, relembra-se que já foi sugerida a homogeneização dos cálculos para proveitos permitidos e tarifas, da definição do número de pontos de entrega (CUI) e volumes veiculados (no caso dos ORD), bem como do número de clientes e volumes comercializados (CURR).

A3. PRINCÍPIO DA PARTILHA DOS RESULTADOS ALCANÇADOS POR APLICAÇÃO DE METAS DE EFICIÊNCIA

1. A ERSE, a exemplo do aprovado na recente revisão regulamentar do SEN, avança com uma proposta de criação de mecanismo de "partilha justa" com os consumidores dos resultados obtidos pelas empresas reguladas, em particular no que concerne a grandezas associadas a fatores de eficiência.
2. Sendo um conceito entendível, o CT recomenda que a metodologia de aplicação do mesmo seja definida *ex-ante* e de um modo objetivo.
3. Deste modo, as justificações apresentadas no Documento de Enquadramento à consulta pública (pág. 48) para adoção desta alteração parecem até algo contraditórias entre si, defendendo por um lado "*princípios mais gerais (…) e não mecanismos rígidos assentes em cálculos pré-definidos*", e por outro "*sistematizar e tornar mais transparentes as práticas*".
4. Considera o CT que se deve tornar claro quais os objetivos definidos e como serão estabelecidos os critérios de avaliação e repartição desses ganhos, na lógica de previsibilidade regulatória dos proveitos, enquanto para os consumidores deve resultar mais evidente quais poderão ser os ganhos efetivamente sustentáveis resultantes desta eventual partilha.

5. De um ponto de vista estritamente metodológico, a proposta de fazer incidir essa partilha no 1.º ano do período regulatório seguinte levanta algumas dúvidas:

   a) Por um lado, no final do período regulatório anterior ainda não serão conhecidos todos os resultados anuais auditados das empresas nos anos desse período, não sendo assim possível à ERSE estabelecer de um modo rigoroso quais os efetivos ganhos de eficiência obtidos face às metas estabelecidas;

   b) Por outro, ao incidir essa eventual partilha num único ano, poder-se-á simplesmente estar a criar uma expetativa de redução de proveitos e tarifas não reproduzível nos restantes anos do mesmo período tarifário, criando descontinuidades tarifárias desnecessárias.

6. Numa nota adicional, o CT regista que um período regulatório mais alargado permitiria, não apenas avaliar mais fundamentadamente a performance das empresas, como também partilhar de um modo mais sustentável os eventuais ganhos verificados.

7. O CT recomenda que a ERSE considere a aplicação alisada no período dessas eventuais partilhas de ganhos.

A4. DIFERENCIAÇÃO DA ACEITAÇÃO DE CUSTOS DE INVESTIMENTO PARA EFEITOS REGULATÓRIOS

A4.1 Diferenciação pela natureza

1. Na revisão regulamentar do RT, entendeu a ERSE ser importante incluir um novo artigo que permita ter em conta a natureza dos ativos apresentados para efeitos de cálculo dos proveitos permitidos das empresas reguladas.

2. Esta alteração vai no sentido de aumentar a transparência na diferenciação entre ativos contabilísticos das empresas reguladas e ativos considerados para efeitos regulatórios.

3. Assim, propõe a ERSE que sejam ajustados os procedimentos de recolha e reporte da informação sobre os ativos das empresas reguladas, de forma a incorporar os critérios de elegibilidade de custos para efeitos regulatórios.

4. Nestas condições, o CT considera que a natureza do ativo regulatório (necessário para a realização de uma atividade de serviço público e com uma vida útil, de modo geral, em linha com essas concessões ou licenças) justifica que seja remunerado a uma taxa que reflita os custos de capital da atividade no médio e longo prazos.

5. Concretizando, o CT entende que se justifica a inclusão de um novo artigo no RT (artigo 9.º-A) que permita à ERSE ter em conta a natureza dos ativos para definir o seu tratamento para efeito de cálculo dos proveitos permitidos, designadamente se devem ser remunerados ou se os gastos associados a esses investimentos devem ser considerados de outra forma.

6. Reconhecendo que esta medida trará uma maior transparência relativamente às rúbricas de proveitos permitidos consideradas para efeitos tarifários, não pode o CT deixar de ressalvar que os critérios de reporte de informação deverão ser conhecidos e partilhados, de forma a garantir uma coerência entre a informação disponibilizada por todas as empresas do setor.

7. O CT sugere assim que a ERSE defina em documento próprio os critérios e métodos de reporte relativamente à separação por natureza dos ativos a serem considerados para efeito do cálculo dos proveitos permitidos.

A4.2 Diferenciação pelo incumprimento dos objetivos dos ativos para efeitos regulatórios

1. O CT considera adequado o processo de homogeneização das regras associadas ao cálculo dos proveitos permitidos entre o setor da eletricidade e do gás natural, concordando assim com a alteração proposta ao RARII do setor do gás natural, no seu art.º 30.º.

2. No âmbito desta homogeneização resulta que a aceitação dos ativos entrados em exploração para efeitos de cálculo dos proveitos permitidos esteja dependente da avaliação do cumprimento dos motivos que justificaram a aprovação do investimento no respetivo plano de investimento.

3. Nesse sentido, o CT volta a enfatizar que os planos de investimentos apresentados pelos vários agentes do setor devem, não só ser analisados como alvo de parecer e decisão final.

4. É também fundamental que deles constem objetivos funcionais claros, quantificados e comparáveis para cada investimento, que sejam considerados relevantes para o desempenho da atividade onde se inclui a garantia da manutenção da qualidade de serviço prestada por cada operador.

5. A metodologia proposta pela ERSE contempla alterações à atual metodologia de cálculo com a inclusão de uma parcela a deduzir ao CAPEX para ativos que não têm fundamento para a entrada em exploração do ponto de vista regulatório, por não estarem a cumprir os objetivos para os quais foram concebidos e aprovados.

6. Esta parcela configura uma penalização atribuída pelo regulador que, no entanto, garante uma recuperação parcial dos custos de investimento dos ativos em causa.

7. Tal como referido na proposta da ERSE, o CT concorda que é de suma importância a recolha de informação, designadamente in loco, e a realização de ações de fiscalização pontuais ou de auditorias de âmbito mais generalizado, de forma a justificar de forma clara e transparente a inclusão ou não de um determinado investimento nos valores a recuperar pelas tarifas.

8. Entende o CT que a aplicação deste mecanismo deverá ser faseada face ao volume de informação a ser trabalhado, quer pela ERSE quer pelas empresas reguladas.

9. A proposta da ERSE propõe que este mecanismo seja primeiramente aplicável às infraestruturas de alta pressão, devido às características mais indivisíveis do investimento e à facilidade de monitorização.

10. O CT não pode, no entanto, deixar de ressalvar que, por uma questão de equidade perante as várias empresas reguladas do setor, este mecanismo deve ser posto em prática de forma integral o mais rapidamente possível.

A5. TAXA DE REMUNERAÇÃO DO RAB

1. No âmbito do princípio de aplicação de uma taxa de remuneração à Base de Ativos Regulados (RAB do inglês *Regulated Asset Base*), consagrado no artigo 9.º do Regulamento Tarifário do Setor do Gás Natural, a ERSE propõe agora a inclusão de uma alínea iii) ao mesmo artigo no sentido de se passar a diferenciar entre a aplicação de uma taxa de remuneração nominal à base de ativos regulados não reavaliados e a aplicação de uma taxa de remuneração real (calculada a partir da primeira tendo em conta a inflação) à base de ativos regulados reavaliados.

2. Importa referir, a este propósito, que até à data têm sido aplicadas taxas de remuneração nominais à totalidade da base de ativos regulados, não tendo ainda ocorrido, que seja do conhecimento do CT por via da discussão de aprovação dos sucessivos tarifários, quaisquer reavaliações aos ativos que constam daquela base. Excetua-se, neste ponto, e pela sua natureza e enquadramento, as reavaliações que ocorreram aquando da alteração dos contratos de concessão, em 2007 e 2008, para os ativos da RNTIAT e distribuição, respetivamente, concedidas pelo Estado Português.

3. A fundamentação desta proposta de diferenciação agora apresentada não vem, contudo, acompanhada das respetivas condições e enquadramento de aplicação, quer técnicas, quer temporais, sem as quais não é possível realizar a sua avaliação objetiva, bem como perspetivar os impactos que certamente terá.

4. Neste sentido, o CT recomenda à ERSE que, por uma questão de coerência, estabilidade e previsibilidade, aspetos muito importantes para todos os *stakeholders*, aprofunde e concretize, para depois colocar à discussão, as condições e o enquadramento de aplicação desta proposta.

A6. CRIAÇÃO DE COMPONENTE DE OPEX NÃO INDEXADA A INDUTORES DE EFICIÊNCIA NOS ORD E CURR

1. O CT nota que a ERSE propõe uma alteração na metodologia de cálculo dos custos operacionais das empresas estritamente reguladas (ORD e CURR), considerando que uma parcela dos mesmos não estará sujeita a indutores de eficiência.
2. Aquando do estabelecimento pela ERSE da metodologia de regulação dos OPEX por indutores, o CT valorizou-a positivamente, no sentido de permitir o controlo do crescimento dos custos e incentivar a maior eficiência das empresas, com naturais impactes positivos nas tarifas. Estes objetivos têm vindo a ser alcançados, com crescimento dos OPEX abaixo da taxa de inflação.
3. Sem prejuízo do anterior, o CT reconhece que existem limites para esses ganhos de eficiência, especialmente considerando no caso dos CURR que a diminuição marcada do número de clientes (o seu indutor por excelência), limita os ganhos de produtividade até pela perda do efeito de escala.
4. Em qualquer caso, o CT considera que o objetivo – positivo – de diminuição de custos não pode ser conseguido à custa de menor qualidade de serviço, devendo este balanço ser cuidadosamente monitorizado pela ERSE.
5. Deste modo, e sujeita a uma avaliação posterior no momento da definição quantitativa dos parâmetros regulatórios, o CT reconhece méritos na proposta da ERSE, ficando na expetativa da sua concretização para melhor aquilatar os seus efeitos.

A7. ALTERAÇÃO DO *REVENUE CAP* NO OPEX DA ATIVIDADE DE GTGS

1. Na revisão regulamentar de 2016, visando o período regulatório 2016-2019, foi implementado um mecanismo de custos eficientes (*revenue cap*) à parcela dos custos de exploração com serviços do grupo, entendidos como os mais controláveis, do operador da rede de transporte, com a atividade de Gestão Técnica e Global do Sistema (GTGS), comummente reconhecida como de grande importância para a gestão operacional do sistema.
2. No processo que deu origem àquela revisão regulamentar, foi salientado que as particularidades da atividade GTGS, nomeadamente a dificuldade em se definir objetivamente os serviços prestados, com impacto direto no comportamento dos custos de exploração da atividade, não impedem que a atividade seja orientada por critérios de racionalidade económica.
3. As mesmas dificuldades são agora novamente referenciadas no documento de enquadramento à presente consulta pública, salientando-se que *"… o caráter abrangente desta atividade dificulta a identificação de indutores de custo."*
4. Com base nos dados atualmente disponíveis, a ERSE refere que a volatilidade verificada ao nível da parcela de custos sujeita a metas de eficiência (custos de exploração com serviços do grupo) teve como consequência ganhos sucessivos para o operador da rede de transporte, pelo diferencial entre os custos aceites em tarifas e os custos reais verificados.
5. Visando uma maior aderência e correlação entre os custos que são aceites em tarifas e os custos reais, propõe a ERSE a aplicação de um mecanismo de custos eficientes a todos os custos de exploração do operador da rede de transporte com a atividade de GTGS, classificando-os em custos de exploração não controláveis e controláveis, incidindo sobre estes últimos as metas de eficiência.
6. A proposta agora apresentada pela ERSE recupera integralmente a que foi inicialmente expressa na proposta de alteração do regulamento tarifário do setor do gás natural em 2015, depois alterada para a versão atual.

7. Concordando o CT, por princípio, com o objetivo da proposta, não pode, no entanto, deixar de salientar que os elementos disponíveis para análise não esclarecem como foram resolvidas, se o foram, as dificuldades desde sempre apontadas e que levaram à alteração da proposta inicial de 2015, referida no parágrafo anterior e sustentada no documento de discussão dos comentários à proposta de revisão do regulamento tarifário do setor do gás natural (abril de 2016).

8. Por considerar que o que foi exposto no parágrafo anterior será relevante para o sucesso da proposta agora feita, o CT recomenda à ERSE que proceda à respetiva clarificação, em sede própria.

A8. FORMULAÇÃO DOS AJUSTAMENTOS DOS ANOS S-1 E S-2

1. No documento de enquadramento à sua proposta de revisão regulamentar, a ERSE justifica a alteração da atual fórmula dos ajustamentos s-1 e s-2 com o interesse em torná-la mais aderente com os procedimentos de cálculo dos ajustamentos aplicados pela ERSE, aumentando a transparência na aplicação das metodologias regulatórias. Mais refere que, pese o "desajuste" entre o que está definido em RT e os procedimentos que efetivamente utiliza, este é do conhecimento geral das entidades reguladas.

2. Sobre este assunto, o CT não pode deixar de manifestar o seu desconforto ao constatar que parte da metodologia de cálculo definida no atual RT não tem vindo a ser estritamente seguida pela ERSE.

3. O CT recorda que é atribuição da ERSE zelar pelo cumprimento, por parte dos agentes dos setores regulados, das obrigações de serviço público e demais obrigações estabelecidas na lei e nos regulamentos aplicáveis aos setores regulados.

4. Também, igualmente, é competência da ERSE elaborar e aprovar os regulamentos que sejam necessários ao desempenho das suas atribuições e que sejam destinados à aplicação da legislação que disciplina a organização e o funcionamento dos setores que integram o âmbito da regulação a seu cargo.

5. Assim, o CT concordando com a alteração proposta, recomenda, contudo, que, a existirem outras situações semelhantes, se aproveite esta revisão regulamentar para promover todas as alterações necessárias para garantir que os procedimentos de cálculo da ERSE estejam de acordo com o definido em regulamento.

A9. ADAPTAÇÃO DO MECANISMO DE ATENUAÇÃO DOS AJUSTAMENTOS TARIFÁRIOS DAS ATIVIDADES DO TERMINAL DE GNL

1. No período regulatório 2013-2016 a ERSE implementou um mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários no terminal de GNL, com vista a diminuir o impacte dos mesmos nas tarifas definidas anualmente para aquela atividade. Este mecanismo possibilita a estabilidade dos preços no terminal de GNL.

2. A ERSE propõe alterar o articulado, tornando a sua redação mais genérica, não especificando a variável de faturação para cálculo da variação anual do proveito unitário.

3. Tendo em conta a forma como o mecanismo está desenhado, é fundamental garantir que a variável utilizada é a mesma nos 2 anos consecutivos pelo que, salvaguardando esta situação, o CT concorda com a alteração sugerida.

A.10. MECANISMO DE DIFERIMENTO INTERTEMPORAL DOS DESVIOS ASSOCIADOS À PROCURA DE GÁS NATURAL DOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

1. O CT entendeu, à data em que foi implementado, o espírito do mecanismo aplicado no Regulamento Tarifário em vigor, com o objetivo de proteger variações elevadas de desvios associados à procura de gás natural.

2. O mesmo mecanismo foi implementado nas atividades de transporte e Distribuição.
3. Foi ainda aplicada uma distinção entre as duas atividades dada a maior estabilidade da atividade de Distribuição. Nesse sentido as variações que despoletariam a aplicação do mecanismo resultavam em 10% dos proveitos em desvio no caso da distribuição e 20% no caso do transporte.
4. Analisados 5 anos de aplicação deste mecanismo verifica-se que a efetiva estabilidade da atividade de Distribuição nunca levou à aplicação do mecanismo de diferimento.
5. Por outro lado, a diversidade de previsões apresentadas por cada ORD pode enviesar a aplicação do mecanismo entre ORD sobretudo tendo em conta o mecanismo de compensações.
6. Nesse sentido, e dada a evidência de estabilidade verificada, o CT considera positiva a eliminação deste mecanismo para a atividade de Distribuição.

B. TARIFAS

B1. TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

1. Nos termos do Regulamento (UE) 2017/460 da Comissão, de 16 de março, que estabelece o Código de Rede de Tarifas, a ERSE lançou em julho de 2018 a 66.ª Consulta Pública – "Implementação do código de rede relativo estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás natural".
2. Em resultado dos comentários recebidos à mesma e sendo o regulamento obrigatório em todos os seus elementos e diretamente aplicável em todos os Estados-Membros, importa garantir que o Regulamento Tarifário esteja em cumprimento com o disposto no Código de Rede de Tarifas.
3. As principais alterações introduzidas dizem respeito à:
    - Aplicação da metodologia do preço de referência que substitui a que se encontrava em vigor e que consistia num modelo matricial baseado em custos incrementais da rede de transporte – no articulado foram retiradas as referências aos custos incrementais. O detalhe de cálculo da metodologia será publicado em subregulamentação.
    - Determinação dos preços de reserva dos produtos de capacidade interruptível normalizados – foram explicitados os dois mecanismos disponíveis: o desconto prévio e o desconto posterior, no caso de existir uma interrupção o desconto posterior passa a ser calculado para a totalidade da capacidade contratada do produto interrompido.
    - Eliminação do preço de energia na rede de transporte – na avaliação da consulta pública da ERSE, a ACER considerou que o preço de energia proposto pela ERSE não cumpria o Código de rede de tarifas. A ERSE propõe eliminar o preço de energia da estrutura tarifária da URT exceto nas entregas às instalações abastecidas por UAG propriedade de clientes devido à impossibilidade de ter uma medição para o conceito de capacidade utilizada.
    - Eliminação das opções de curtas utilizações e escalões de consumo com preços de energia distintos – a ERSE justifica esta eliminação tendo em conta a reduzida utilização desta opção tarifária explicada pela disponibilização das opções tarifárias flexíveis e pela eliminação dos preços de energia na rede de transporte.
    - Explicitação do cálculo dos preços de reserva para produtos de capacidade normalizados não anuais.
    - Explicitação do armazenamento subterrâneo como ponto de saída da rede de transporte.
4. Sendo estas alterações uma consequência da consulta anterior e o Regulamento Europeu de implementação obrigatória nos Estados Membros, o CT considera oportuna a alteração dos Regulamentos nacionais em conformidade.

5. O CT fica na expectativa da decisão final da ERSE, de modo a emitir uma opinião mais fundamentada.

6. O CT não pode, contudo, deixar de expressar preocupação com a aplicação desfasada do Regulamento/código de redes nos países ibéricos, com consequências potencialmente negativas na construção do MIBGAS, pela falta de harmonização regulatória daí resultante. Assim, o CT sugere que a ERSE promova a necessária harmonização regulatória com o regulador congénere.

B2. TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

1. Os consumidores com consumos anuais superiores a 10 milhões de m^3, fornecidos em MP ou em BP, têm à sua disposição, sempre que economicamente viável para as suas instalações, tarifas Opcionais de Acesso às Redes.

2. Estas tarifas foram definidas com o objetivo de evitar decisões de investimento inadequadas numa perspetiva integrada do setor, como a construção de ligações à rede de AP por grandes clientes já abastecidos em MP ou em BP.

3. Os investimentos nessas ligações às redes de AP resultariam numa redução significativa da utilização das redes de MP e de BP, tendo como consequência que os custos destas redes seriam suportados por uma procura menor, o que se traduziria em aumentos das Tarifas de Acesso às Redes em MP e em BP.

4. A ERSE prevê que no ano gás 2018-2019 a aplicação destas Tarifas de Acesso às Redes opcionais resulte num desconto de 5,6 M€ aos clientes que optem por estas tarifas. Atualmente este valor é recuperado através da tarifa de uso da rede de transporte.

5. O Código de Rede de Tarifas não permite que as tarifas de Uso da Rede de Transporte recuperem estes custos, que não estão relacionados com a atividade de transporte. Deste modo, a ERSE propõe que o desconto que resulta da aplicação de tarifas de acesso às redes opcionais em MP e em BP> passe a ser recuperado na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS).

6. O CT concorda com a proposta da ERSE, uma vez que a tarifa UGS I também se aplica a todos os consumidores.

B3. TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

1. O CT vincou, no *"Parecer sobre a proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2018-2019"*, o objetivo de redução dos diferenciais de preços nas zonas de fronteira das Tarifas de Acesso às Redes de níveis de pressão distintos, aliás, reforçando o mencionado em anteriores pareceres sobre o interesse de uma estrutura tarifária mais aderente aos consumos (*p.ex*. pela aplicação de tarifas de enchimento).

2. A ERSE considera que a alteração de estrutura das atuais tarifas de Acesso às Redes (TAR) para uma estrutura de *"tarifas por enchimento"* obrigaria ao abandono da atual variável de faturação capacidade utilizada, tendo como principais consequências o aumento quer dos preços de energia, quer dos preços dos termos fixos. Considera a ERSE que tal alteração "*seria especialmente impactante nos níveis de pressão superiores e nos clientes com consumos superiores, onde as variáveis de faturação preponderantes são o termo de capacidade e o termo de energia, sendo o primeiro termo o mais relevante*".

3. Atestando esta decisão, a ERSE apresenta um estudo elaborado em 2015 relativamente a "*Study on Tariff Design for Distribution Systems*", encomendado pela DG Energy (Directorate-General for Energy) e pela Comissão Europeia, ao consórcio AF-Mercados, REF-E e Indra. Neste estudo é apresentada uma caracterização da estrutura tarifária da distribuição de diversos países europeus.

4. De acordo com as conclusões do estudo, todos os países apresentam preços de energia decrescentes com o consumo anual, não existindo nenhum país que aplique tarifas de uso de redes de distribuição por "enchimento".

5. O CT reconhece a importância e pertinência do estudo apresentado. Todavia, como decorre do próprio estudo, a manutenção de consumidores nas zonas de fronteira entre os diversos níveis tarifários não é *per si* gerador de ganhos de eficiência.

   Assim:

   Consumidores em BP com consumos anuais superiores a 100 000 m^3

   A regra do limiar de consumo para aplicação de Tarifas de Acesso às Redes opcionais em BP>10 000 m^3 define que todos os clientes ligados em BP> com consumos anuais superiores a 1 000 000 m^3 podem optar pelas tarifas de acesso às redes em MP.

   Como se observa pelo estudo apresentado, a existência de 2 escalões de consumo traduz-se em faturas anuais e preços médios distintos. Para consumos inferiores a 700 000 m^3/ano, o preço médio é de 38,9 €/MWh. Para consumos anuais entre os 700 000 m^3 e 1 000 000 m^3 o preço médio é de 33,7 €/MWh.

   Consumidores em MP com consumos anuais superiores a 1 000 000 m^3

   Ainda de acordo com o estudo, a existência de 2 escalões de consumo traduz-se, igualmente, em faturas anuais e preços médios distintos. Para consumos inferiores a 2 000 000 m^3/ano o preço médio é de 27,3€/MWh. Para consumos anuais superiores a 2 000 000 m^3/ano o preço médio é de 26,2€/MWh.

6. O CT reitera a importância da avaliação dos custos de acesso para consumos na fronteira entre os diversos níveis tarifários, por forma a mitigar o impacto das oscilações entre tarifários e o impacto da mudança de tarifário nas opções de eficiência energética das empresas, percebendo de que forma estas descontinuidades poderão estar a beneficiar economicamente, através do tarifário aplicável, consumidores menos eficientes.

7. O CT insta a ERSE a prosseguir na aproximação das curvas tarifárias entre os níveis de pressão distintos, para consumos semelhantes, conforme tem vindo a ser solicitado por este Conselho.

C. MODELO DE GESTÃO DE RISCOS E GARANTIAS

1. Reconhecendo a necessidade de proceder à alteração e atualização do modelo de funcionamento da gestão de riscos e garantias nos setores elétrico e gás natural, nomeadamente quanto aos instrumentos de prestação de garantias, procedimentos para a prestação das mesmas e consequências do incumprimento de prestação de garantias, entre outros aspetos, a ERSE lançou em outubro de 2016 uma consulta aos agentes.

2. Em 2017, na revisão regulamentar do setor elétrico, foi consagrada no Regulamento de Relações Comerciais (RRC), a existência de um modelo integrado de gestão de garantias, que deverá ser objeto de melhor concretização através da publicação de subregulamentação, ainda por aprovar.

3. Tendo presente o resultado da consulta pública lançada em 2016, os desenvolvimentos do mercado nacional de gás natural, bem como a inclusão deste tema na última revisão regulamentar no RRC do setor elétrico, a ERSE propõe, nesta revisão regulamentar, uma alteração ao RRC do setor de gás natural prevendo:

   – a existência da figura de gestor de garantias do SNGN, o qual passa a ser responsável pela gestão das garantias a prestar no âmbito dos contratos de adesão à gestão técnica global do SNGN e dos contratos de usos de redes;

- uma diferenciação entre entidades com histórico de cumprimento e entidades com atrasos ou incumprimentos, sendo estes últimos, objeto de agravamento no cálculo da respetiva garantia;
- a existência de uma subregulamentação específica no RRC, à semelhança do que foi previsto para o setor elétrico, para enquadrar a atuação do gestor de garantias;
- que deixa de ser fundamento para a caducidade do contrato de adesão à gestão técnica global do SNGN a caducidade do contrato de uso de redes, para evitar que cessação de um contrato com um operador de rede possa determinar a cessação de toda a atividade no âmbito do SNGN.

4. O CT recorda que, na fixação de tarifas e preços para 2019 do setor elétrico foram reconhecidos, em base de proveitos, 80% dos custos suportados pela EDP Distribuição com as dívidas de comercializadores, a que correspondeu o montante de 2 693 milhares de euros, que será suportado por todos os consumidores.

5. As dificuldades encontradas na operacionalização do sistema integrado de gestão no SEN, recomendam que um desenvolvimento similar no SNGN seja adequadamente ponderado, sob pena da regulamentação não produzir os resultados pretendidos.

6. De facto, pese embora considere potencialmente adequado a criação de um quadro legal de gestão integrada das garantias, o CT nota que será por uma atuação preventiva e célere que se evitará alguma acumulação de dívida dos comercializadores para o sistema. Deste modo, o ciclo de deteção do problema deve ser minimizado evitando o avolumar do mesmo, criando-se simultaneamente mecanismos de intervenção resolutiva que incluam, nomeadamente, a transferência dos consumidores afetados para os CURR, prevenindo alguma disrupção nos fornecimentos.

7. Considera ainda o CT, conforme já expresso no seu parecer à proposta de tarifas e preços para 2019 do setor elétrico, que a atividade de gestor de garantias deve ser exercida por uma entidade independente, em que o conhecimento e experiência na gestão de garantias enquanto produtos financeiros deverá ser tão relevante quanto o conhecimento dos setores energéticos (eletricidade e gás natural), permitindo desta forma uma gestão eficiente e potencialmente conjunta das garantias prestadas pelos agentes que operem em qualquer dos dois mercados.

8. Assim, considera o CT que a proposta de indicação do gestor técnico do sistema como futuro gestor deste sistema deve ser reavaliada e que a subregulamentação a publicar evidencie as competências a cumprir pela entidade selecionada.

9. O CT recomenda ainda que, dada a complexidade e multidisciplinariedade das matérias a cobrir na subregulamentação que enquadrará a atuação do gestor de garantias, esta seja objeto de consulta aos *stakeholders*, sem prejuízo de uma nova avaliação na revisão conjunta do RRC para os SEN/SNGN anunciada pela ERSE.

D. REGISTO DE COMERCIALIZADORES

1. Na presente proposta de alteração regulamentar, a ERSE pretende introduzir um mecanismo de comunicação prévia da entrada em operação de novos comercializadores no mercado retalhista, que se poderá obter através de um registo obrigatório que é continuamente atualizado dos comercializadores que efetivamente atuam no mercado de gás natural.

2. A ERSE justifica esta medida com a complexidade acrescida na verificação e monitorização do funcionamento do próprio mercado retalhista pelo facto da listagem divulgada pela ERSE de comercializadores a atuar no mercado retalhista do gás natural, não coincidir com a listagem divulgada pela DGEG no seu sítio da Internet (nem todos quantos obtêm licença de comercialização se encontram efetivamente a atuar no mesmo).

3. Embora a medida proposta vise a informação dos consumidores sobre os comercializadores que estão efetivamente a atuar no mercado, o CT nota que a introdução um novo registo obrigatório em articulação com os registos já existentes junto da entidade responsável pela gestão técnica global do sistema, do operador de redes (para a assinatura do contrato de uso de redes respetivo), da ERSE (para efeitos de registo como agentes de mercado no âmbito do REMIT) e da DGEG, pode vir a constituir um custo acrescido que, em última instância, será suportado pelos consumidores. Acresce ainda que esta medida introduzirá uma nova complexidade, que poderia ser evitada por uma maior articulação entre as entidades.

E. INFORMAÇÃO PERIÓDICA A FORNECER À ERSE PARA EFEITOS TARIFÁRIOS

1. Com a alteração do período de cálculo das tarifas aplicáveis às atividades reguladas, que passam a ser definidas para o ano tarifário de outubro a setembro, a ERSE propõe uma clarificação dos procedimentos de cálculo dos ajustamentos dos anos s-1 e s-2.
2. Em consequência, a ERSE sugere que as empresas reguladas passem a enviar a informação auditada, mas também a informação provisional relativa à estimativa de fecho do ano em curso e o orçamento para os dois anos civis seguintes, organizada por trimestres.
3. O CT entende a preocupação da ERSE em assegurar o alinhamento da informação utilizada nos cálculos dos proveitos e tarifas com a realidade de forma a minimizar eventuais desvios.
4. No entanto, tendo em conta a estabilidade da recuperação dos proveitos ao longo do ano gás tarifário bem como a necessária correção que terá de ocorrer no momento do cálculo dos ajustamentos, sugere o CT que por simplicidade metodológica esta desagregação por trimestre se aplique apenas à informação auditada.

F. REPORTE DA INFORMAÇÃO FINANCEIRA AUDITADA

1. No que respeita as regras aplicáveis à auditoria da informação apresentada pelas empresas reguladas para efeitos tarifários, a ERSE promoveu em 2017 uma alteração ao Regulamento Tarifário do setor elétrico com o objetivo de incutir nos auditores uma maior responsabilização pelas opiniões emitidas e garantir a harmonização e rigor no tratamento da informação de cariz económico-financeiro.
2. Na presente revisão regulamentar, pretende agora o regulador alinhar as regras aplicáveis no setor do gás natural com as previamente introduzidas no setor elétrico, *"promovendo a melhoria da qualidade da informação financeira reportada pelas empresas reguladas e potenciando a utilidade dos relatórios emitidos pelos auditores"*. Este alinhamento será feito através da concertação das regras e regulamentos aplicados às empresas reguladas de ambos os setores.
3. O CT considera positiva a alteração proposta, na medida em que a mesma poderá contribuir para a harmonização de processos e para uma maior robustez dos processos de auditoria, contribuindo para a assegurar a transparência e o rigor da informação utilizada no cálculo dos proveitos e tarifas aplicáveis no SNGN.
4. Neste contexto, o CT considera também pertinente ressalvar que a ERSE deverá desenvolver os procedimentos necessários de forma a garantir que a informação auditada fornecida de acordo com as regras agora introduzidas seja a informação exclusiva e de referência para o cálculo dos proveitos das empresas reguladas. Neste sentido, alguma eventual não adoção pela ERSE dos valores auditados apresentados pelas empresas deveria ser adequadamente justificada pelo regulador.

G. DEVOLUÇÃO DE CRÉDITOS DOS CONSUMIDORES DE GN

1. Nas relações comerciais entre consumidores de gás natural e comercializadores de último recurso retalhistas poderão surgir créditos a favor dos consumidores, aquando da cessação dos seus contratos,

motivados por acertos de faturação ou realização de pagamentos baseados em estimativas por excesso sem que os consumidores reclamem o seu reembolso.

2. Trata-se de créditos que embora tenham sido comunicados aos consumidores, não foram reclamados por estes junto do respetivo comercializador de último recurso retalhista, dentro do prazo de cinco anos após a respetiva comunicação. Entende o CT que, tratando-se de acertos finais do contrato, o valor a devolver corresponderá ao valor líquido de créditos e débitos existentes à data.

3. Assim, a ERSE na presente proposta de revisão do regulamento tarifário do Setor do Gás Natural propõe, à semelhança aliás do que já ocorreu no setor elétrico, a devolução destes créditos aos consumidores, montantes que devem ser incorporados no cálculo dos proveitos permitidos da atividade de comercialização de último recurso e a respetiva transferência para as parcelas da UGS suportadas pelos consumidores que deverão beneficiar desta devolução.

4. O CT considera positivo o regime consagrado no artigo 103º-A da proposta em apreço designadamente no que se refere:

   a) à clarificação de que este regime se aplica aos créditos "…*que tenham sido devidamente comunicados ao consumidor titular dos mesmos…",* conforme previsto no n.º 1;

   b) ao carácter meramente exemplificativo do tipo de créditos abrangidos pelo disposto no n.º 2 daquele normativo, permitindo abranger um conjunto mais vasto de situações, não se restringindo às elencadas no artigo;

   c) à clarificação do momento em que se considera que o consumidor teve conhecimento do direito de crédito, conforme previsto no n.º 3.

III
CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que as preocupações e recomendações constantes deste parecer deverão ser consideradas e incorporadas pela ERSE.

Aprovado em 01 de março de 2019.

[Parecer integral digitalizado]

◆ Implementação do código de rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás natural ◆ [Consulta Pública n.º 66]

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho *"(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*."[176].

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT o documento *"Implementação do código de rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás natural"* cabendo ao CT emitir parecer até 17 de outubro de 2018.

No decurso da elaboração do presente parecer foram efetuadas as seguintes apresentações ao CT:

- Pela ERSE, em 17 de setembro de 2018;
- Pelo Representante da REN em 28 de setembro de 2018.

Assim, a Secção do Setor do Gás Natural do CT emite o seguinte parecer:

I - GENERALIDADE

ENQUADRAMENTO NO ÂMBITO DO MERCADO IBÉRICO DE GÁS NATURAL

1. O CT valoriza positivamente a proposta da ERSE para implementação do Código Europeu de Redes relativo à harmonização das tarifas de transporte de gás natural, desde logo pela sua natureza de Regulamento Europeu obrigatório em todos os seus elementos e diretamente aplicável em todos os países da União Europeia (UE).
2. No entanto, o CT considera que a implementação do Código não poderá deixar de atender ao próprio enquadramento do mercado nacional de gás natural no contexto do desenvolvimento do mercado europeu e, em especial do ibérico, o que não resulta tão óbvio da proposta, nomeadamente atendendo ao seu caráter marcadamente quantitativo em termos da estrutura e níveis tarifários, bem como do calendário de aplicação.
3. Com efeito, o próprio Regulamento insiste na necessidade de coordenação para a sua aplicação em mercados nacionais geograficamente adjacentes, considerando as tarifas de interligação a aplicar nos fluxos de gás transfronteiriços e os efeitos que têm na integração de mercado.
4. Deste modo, para concretizar este desiderato, foi estabelecido o princípio de consultas mútuas entre Reguladores de países vizinhos, exatamente para garantir a harmonização da estrutura e nível tarifários aplicáveis, o que merece destaque pela positiva por do CT.
5. Contudo, de momento, observa-se que enquanto a ERSE realiza uma consulta pública com estes objetivos, o mesmo não se observa em Espanha, nem são conhecidos os timings previstos para tal desenvolvimento o que, naturalmente, será decisivo para uma concretização bem-sucedida do MIBGAS.

[176] Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.

6. Neste particular, o CT sublinha a importância de assegurar a harmonização dos custos de acesso entre Portugal e Espanha, considerando a condição nacional de país naturalmente importador, solicitando por isso que a ERSE tenha em conta esta necessidade e desenvolva os esforços no sentido de assegurar essa coordenação, para que venha a ser garantida uma plena implementação do Código de Rede de Tarifas em Portugal.
7. O CT não pode deixar assim de expressar preocupação com a aplicação desfasada do Regulamento/Código de Rede nos países ibéricos, com prováveis consequências disruptivas na construção do MIBGAS, pela falta de harmonização regulatória daí resultante.
8. Entende assim o CT que a concorrência e a transparência no mercado ibérico serão prejudicadas pela incerteza criada que limitará a operação integrada dos agentes de mercado, em especial daqueles com atividade em ambos os países.
9. Neste contexto, o CT recomenda que a adoção das novas regras pelo regulador português seja concertada com Espanha, único país com o qual Portugal tem ligações físicas de rede.
10. Deste modo, até por se reconhecerem os méritos da harmonização e dos próprios conceitos plasmados no Código de Rede, o CT considera serem óbvias as vantagens de uma implementação coordenada com Espanha, impedindo que Portugal fique isolado no âmbito do mercado ibérico.

II – ESPECIALIDADE

A. METODOLOGIA DE CÁLCULO DO PREÇO DE REFERÊNCIA

1. A metodologia de cálculo do preço de referência determina o apuramento dos preços de entrada e saída da rede de transporte para produtos de capacidade firme com a duração de um ano.
2. O Código de Rede de Tarifas não obriga à aplicação de uma metodologia de cálculo do preço de referência específica, permitindo escolher entre várias metodologias de modo a atender às particularidades de cada sistema gasista.
3. Nos termos do artigo 7.º do Código de Rede de Tarifas a escolha da metodologia deve respeitar os seguintes princípios:
    a. Permitir aos utilizadores da rede a reprodução do cálculo dos preços de referência;
    b. Ter em conta os custos reais do serviço de transporte;
    c. Assegurar a não-discriminação e evitar a subsidiação cruzada;
    d. Evitar a atribuição do risco dos volumes com movimentação transfronteiriça aos consumidores finais;
    e. Garantir que os preços de referência promovem o comércio transfronteiriço.
4. O Código de Rede propõe como caso base:
    a. A metodologia da Distância Ponderada pela Capacidade(CWD)[177], que considera as capacidades e as distâncias como fatores de alocação de recuperação de proveitos do serviço prestado;
    b. Uma estrutura tarifária com repartição entre os termos de entrada e saída de 50%/50%.
5. A metodologia de cálculo do preço de referência proposta pela ERSE resulta de uma adaptação da anterior, sendo uma metodologia modificada da distância ponderada pela capacidade (CWD

[177] *Capacity weighted distance*.

modificada), pois considera como fatores de alocação de custos, as capacidades, as distâncias entre os pontos relevantes e os custos unitários da rede.

6. Nos termos do artigo 26.º do Código de Rede de Tarifas sempre que a metodologia proposta para o cálculo do preço de referência seja diferente da metodologia CWD, deve proceder-se à comparação dos preços obtidos com a aplicação das duas metodologias.

7. O CT considera que a metodologia CWD modificada, proposta pela ERSE, é de aplicação mais simples que a atualmente em vigor, a matricial, indo de encontro aos objetivos estabelecidos no código, nomeadamente, por permitir aos utilizadores de rede a reprodução do cálculo dos preços de referência.

8. Esta metodologia implica a consideração de uma série de pressupostos, nomeadamente, relacionados com as características técnicas do sistema de transporte em Portugal. Para além dos *inputs* associados aos critérios de alocação de custos (capacidades, distâncias entre os pontos relevantes e custos unitários da rede), a metodologia considera ainda como *input* uma divisão dos proveitos a recuperar pela aplicação de tarifas às entradas e às saídas da rede de transporte.

9. Para a definição desta proporção a ERSE definiu um critério tendo considerado uma repartição entre entradas e saídas dos custos de investimento associados às linhas principais que constituem a rede de gasodutos, complementada com a imputação total às saídas dos custos de infraestrutura em ramais e estações de regulação e medida de gás (GRMS) que constituem saídas para consumo.

10. Tendo por base este racional obtém-se uma relação entrada/saída na ordem dos 40%/60%. Importa, contudo, referir, que durante o atual período regulatório as tarifas foram calculadas tendo por base uma repartição 27%/73%.

11. A alteração agora proposta pela ERSE, para um mesmo nível de proveitos e quantidades associados às tarifas de uso da rede de transporte, vai naturalmente implicar um aumento dos preços de capacidade à entrada e uma redução dos preços de capacidade à saída.

12. Tendo em conta, por um lado, a desejável harmonização regulatória entre os dois mercados da Península Ibérica, essencial para o bom funcionamento do MIBGÁS e, por outro lado, a repartição atualmente existente na recuperação dos proveitos da rede de transporte entre entradas e saídas, de 27% nas entradas e 73% nas saídas, considera o CT que a evolução para uma repartição proposta pela ERSE deve ser introduzida de forma gradual e com avaliação intercalar.

13. Deste modo, seria possível acomodar os princípios previstos no Regulamento, com a vantagem de não criar condicionantes à revisão regulamentar que se antecipa para breve, bem como à definição dos novos parâmetros regulatórios tendo em conta o aproximar do fim do período regulatório 2016-2019, garantindo também as condições que permitirão um maior alinhamento com o que venha a ser, entretanto, decidido pelas entidades competentes em Espanha.

B. TERMOS TARIFÁRIOS DE ENTRADA E SAÍDA DA REDE DE TRANSPORTE

1. Da discussão realizada pela ERSE nos documentos submetidos a consulta pública explicita-se que, tanto o termo de entrada como o de saída, apesar de serem faturados de forma distinta, não deixam de representar instrumentos de recuperação dos proveitos permitidos da atividade de transporte.

2. Esta precisão agora conseguida deveria também ser utilizada para clarificar que a alteração da ponderação entre os termos de entrada e saída não corresponde a uma diminuição dos custos de utilização do sistema, como poderia ser aparente a partir da observação simples da tarifa de acesso que incorpora apenas o termo de saída da tarifa de transporte.

3. O conjunto dos dois termos da tarifa de transporte corresponde à tarifa de acesso integral da RNTIAT, entendendo o CT que deve ser anunciada como tal, para uma maior transparência na comunicação da relação entre proveitos permitidos e tarifas.

III - CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que a proposta apresentada pela ERSE deverá ser reformulada em conformidade com as recomendações constantes deste parecer.

Aprovado em 17 de outubro de 2018.

[Parecer integral digitalizado]

◆ Alteração ao Regulamento Tarifário ◆ [Consulta Pública n.º 63]

Os Estatutos da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, republicados pelo Decreto-Lei n.º 84/2013 de 25 de junho, dispõem sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (doravante abreviado CT): órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços"[178].

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: "… *emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços*", parecer este que é aprovado por maioria, não tem carácter vinculativo e deve ser emitido no prazo máximo de 30 dias após a receção da proposta.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT uma proposta de Alteração do Regulamento Tarifário do SGN, solicitando parecer sobre a mesma.

Posto o que, nos termos do n.º 3 do artigo 147.º do Regulamento Tarifário (RT), conjugado com o n.º 1 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 84/2013 de 25 de junho, a Secção do Setor do Gás Natural do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I - GENERALIDADE

ENQUADRAMENTO

A revisão regulamentar do Regulamento Tarifário (RT) do Setor do Gás Natural (SGN) visa adequar a regulamentação do setor do gás natural à legislação nacional e às normas europeias aplicáveis ao setor energético.

A. NO ÂMBITO DA LEGISLAÇÃO NACIONAL:

1) O Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na sua atual redação, veio criar a figura do Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC) independente;

2) Por seu turno o Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, no desenvolvimento do citado diploma legal, bem como da Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, que aprova o Orçamento de Estado para 2017, vem estabelecer o regime jurídico aplicável à atividade de operação logística de mudança de comercializador única para o Sistema Elétrico Nacional (SEN) e para o Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN);

3) O Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, cria a Tarifa Social de fornecimento de Gás Natural a clientes finais economicamente vulneráveis. A Lei n.º 14/20.17, de 29 de dezembro, que aprova o Orçamento do Estado para 2018, através do seu artigo 209º, introduz alterações na forma de financiamento dos custos com a tarifa social no setor do gás natural, ao determinar que os custos decorrentes da aplicação da tarifa social aos clientes de gás natural, nos termos do artigo 121.º da Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, e do Despacho n.º 3229/2017, de 18 de abril, são suportados pelas empresas transportadoras e comercializadoras de gás natural na proporção do volume de gás comercializado no ano anterior.

[178] Cf. artigo 48.º do Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho.

B. NO TOCANTE ÀS NORMAS EUROPEIAS:

1) O Código de Rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás, aprovado pelo Regulamento (CE) 2017/460 da Comissão, de 16 de março, é de aplicação direta aos Estados-Membros da União Europeia e às Entidades Reguladoras.

2) As principais modificações dizem respeito à alteração dos prazos associados ao processo anual de aprovação tarifária, visando cumprir a obrigação de aprovação e publicitação das tarifas de uso da rede de transporte com a antecedência de 30 dias face à data da realização do leilão de atribuição anual de capacidade.

3) Outra alteração relevante diz respeito à harmonização do prazo de vigência das tarifas aplicáveis às entradas e saídas da rede de transporte nas interligações, passando assim a ser coincidente com o ano de atribuição de capacidade (entre outubro e setembro do ano seguinte) e não de acordo com o período tarifário nacional, que decorre entre julho e junho do ano seguinte.

4) O Código de Rede de Tarifas (CRT) iniciou a sua vigência em 6 de abril de 2017, prevendo entradas em vigor diferenciadas no tempo em matérias identificadas, como a seguir analisado na Especialidade.

II - ESPECIALIDADE

A. PRAZO PARA A APROVAÇÃO DOS PREÇOS DAS TARIFAS DE GÁS NATURAL PELA ERSE

Sem prejuízo da vigência do CRT, a partir de 6 de abril de 2017, nas disposições do Código foi estabelecido um calendário de aplicação diferenciado, consoante as matérias em causa:

1) Início de vigência dos capítulos l, V, VII e IX - 6 de abril de 2017

Estes capítulos dizem respeito a: I - disposições gerais; V - preços de capacidade agrupada e em pontos de interligação virtuais; VII - requisitos de consulta pública sobre as disposições do CRT; IX - capacidade incremental.

2) Início de vigência dos capítulos VI e VIII - 1 de outubro de 2017

Estes capítulos dizem respeito a: VI — preços (fecho e de leilão) relativos a produto normalizado de capacidade; VIII — requisitos de informação e publicitação sobre os leilões de capacidade anual.

3) Início de vigência dos capítulos II, III e IV — 31 de maio de 2019

Estes capítulos dizem respeito a: II — metodologia de estabelecimento de preços de referência; III — metodologia de estabelecimento de preços de reserva; IV — conciliação de receitas.

A proposta colocada em Consulta Pública diz nomeadamente respeito aos procedimentos no âmbito dos pontos 2 e 3 anteriores, *inter alia*:

a) No que respeita aos Capítulos VI e VIII, considerando a necessidade de publicação das tarifas até 1 de junho de cada ano, de modo a ser respeitado o prazo de antecedência de 30 dias para o leilão anual de capacidade (a realizar em 1 de julho), a ERSE propõe antecipar todo o calendário de aprovação do tarifário de gás em 15 dias, nomeadamente na apresentação da proposta (para 31 de março) e na emissão do parecer do CT até 30 de abril, de forma a permitir a aprovação do tarifário até 1 de junho;

b) No que respeita aos Capítulos II, III e IV, considerando a data limite para a sua entrada em vigor, as respetivas disposições serão aplicadas a partir do ano gás 2019-20, sem prejuízo das necessárias consultas públicas a realizar. Neste ponto, são especialmente relevadas pela ERSE as exigências acrescidas que estas consultas exigem, quer em termos dos prazos procedimentais, quer da referência à ACER e desta à Comissão Europeia.

Estas disposições levaram a ERSE a propor alterações ao articulado do RT, nomeadamente no que diz respeito ao programa de consultas públicas a realizar — anualmente na consulta à entidade reguladora adjacente (CNMC - *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia*) (tarifas e seus multiplicadores) e com periodicidade mínima de 5 anos (metodologias de cálculo) - à definição das informações a disponibilizar pelo operador de transporte, e à caraterização dos elementos tarifários a aprovar.

4) De modo a respeitar os prazos previstos e a data de entrada em aplicação das diferentes disposições, a ERSE anuncia que a primeira consulta pública sobre a metodologia de estabelecimento dos preços de referência deverá ocorrer até final de junho de 2018.

5) Adicionalmente, é proposto pela ERSE que o período de vigência das tarifas nos VIP passe a ser aderente ao ano gás de reserva de capacidade (de 1 de outubro a 30 de setembro) a partir do ano gás tarifário de 2018-19, prevendo-se um regime de exceção, de modo a realizar a ponte entre os calendários antigo e proposto.

6) Na medida em que as alterações propostas decorrem necessariamente da entrada em vigor faseada do CRT, o CT considera a proposta da ERSE equilibrada, sem prejuízo de o CT valorizar especialmente a necessidade de aplicação do programa de consultas públicas anunciado.

B. CONSULTA PÚBLICA À ENTIDADE REGULADORA ADJACENTE

1) O Código de Rede de Tarifas prevê, no seu artigo 28.º, a necessidade de a entidade reguladora nacional proceder a uma consulta junto das entidades reguladoras nacionais de todos os Estados-Membros (EM) diretamente ligados sobre:

   a) O nível dos multiplicadores,

   b) O nível dos fatores sazonais e respetivos cálculos, se for caso disso,

   c) Os níveis de descontos nos produtos interruptíveis e nos pontos de entrada da rede de transporte a partir do terminal de GNL.

2) Decorrente desta obrigação, existe a necessidade de a ERSE passar a realizar uma consulta anual à CNMC, enquanto entidade reguladora do único Estado-Membro diretamente ligado a Portugal, devendo considerar as respetivas posições aquando da decisão final.

3) Neste sentido, a ERSE propôs a inclusão deste procedimento como parte integrante do processo de decisão anual de tarifas, a aplicar a partir do ano 2019-2020.

4) OCT recomenda que, aproveitando esta interdependência entre os mercados ibéricos, se procure ir mais além, nomeadamente na harmonização dos períodos de fixação e aplicação das tarifas de acesso.

5) O CT considera que existem vantagens neste alinhamento entre ambos os países do mercado ibérico, pela criação de um enquadramento operativo mais coerente e de menor incerteza tarifária para as partes interessadas, que têm que tomar decisões com base numa estrutura de custos global.

C. PRAZOS DE VIGÊNCIA DAS TARIFAS DE USO DA REDE TRANSPORTE APLICÁVEIS ÀS ENTRADAS E SAÍDAS DA REDE NAS INTERLIGAÇÕES (VIP)

1) As regras para as estruturas harmonizadas de tarifas de transporte de gás natural estão definidas no Regulamento (UE) 2017/460 da Comissão, de 16 de março de 2017 (Código de Rede de Tarifas), que entrou em vigor a 6 de abril de 2017. Foi desenvolvido nos termos do artigo 6.º do Regulamento (UE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu, de 13 de julho de 2009, relativo às condições de acesso às redes de transporte de gás natural e que revoga o Regulamento (CE) n.º 1775/2005.

2) Este Regulamento, sendo como todos os regulamentos europeus de execução vinculativa para os Estados-Membros da União Europeia, também o é para a ERSE que, no quadro nacional, tem a responsabilidade de fixação das tarifas a aplicar pelas atividades reguladas que supervisiona e regula.

3) Este Código de Rede de Tarifas pretende contribuir para a definição de tarifas e suas metodologias de cálculo de forma transparente, tendo em conta:

   a) A necessidade de integridade do sistema;

   b) O seu desenvolvimento, refletindo os custos de forma não discriminatória;

   c) Facilitar a concorrência no mercado e as trocas comerciais;

   d) Evitar subsidiações entre utilizadores de rede;

   e) Promover incentivos ao investimento.

4) As tarifas são um elemento fundamental de sinalização do preço para a atividade de todos os agentes. Assim, a obrigatoriedade de uniformização de processos ao nível europeu que o presente Regulamento reflete implica o sincronismo da vigência de preços na UE para que os processos de contratação de acesso em mercado sejam possíveis nas mesmas datas.

5) Para tal, todo o processo de definição, cálculo e discussão das tarifas deve ser ajustado, de modo a permitir, de forma transparente, a contratação de acesso nas interligações das redes europeias de gás natural.

6) Estas premissas são consideradas na obrigação de aprovação e publicação das tarifas de uso da rede de transporte com a antecedência de 30 dias face à data da realização do leilão anual, permitindo o seu conhecimento com a devida antecedência.

7) Estas alterações devem estar refletidas nos regulamentos nacionais e na conjugação da vigência das tarifas das interligações com o ano de atribuição de capacidade (outubro a setembro).

8) Sobre esta matéria, o CT reconhece a necessidade de implementar as regras e prazos idênticos aos da regulamentação europeia, sem prejuízo de ser ouvido nas diversas fases do seu estabelecimento.

9) O CT sublinha que este código de tarifas tem também implicações nas metodologias de cálculo e atribuição de custos às tarifas. É essencial que o CT, enquanto órgão consultivo da ERSE para matéria tarifária, seja chamado a pronunciar-se sobre as metodologias e preços que possam vir a ser implementados, uma vez que o código de tarifas permite uma razoável amplitude de atuação nesta matéria.

10) Em complemento ao ponto anterior, o CT não pode deixar de sublinhar a importância de se sincronizar as tarifas nas interligações com as restantes tarifas aplicáveis no SNGN para que o quadro de preços seja estável e previsível para os comercializadores, traduzindo-se em ofertas aos consumidores mais adequadas e comparáveis.

11) Adicionalmente, o CT reforça a opinião já anteriormente expressa de que o processo de fixação de tarifas e proveitos permitidos não obriga necessariamente a uma sincronia da sua aplicação. Deste modo, pode ser considerado um desfasamento temporal do processo de aprovação de tarifas e fixação de proveitos permitidos, tendo em conta que estes últimos são relativamente estáveis e que a volatilidade da procura é a verdadeira fonte de instabilidade tarifária que não pode ser totalmente antecipada nos processos de cálculo das tarifas.

12) Neste quadro, reconhecendo que a alteração agora proposta resulta de uma necessidade imediata de harmonização ao nível europeu, o CT recomenda que na próxima revisão regulamentar ordinária a

realizar em 2019, se preveja que todas as tarifas — VIP, transporte, terminal GNL, armazenamento subterrâneo e distribuição - sejam aprovadas nas datas agora estabelecidas (1 junho), mas que sejam aplicadas no ano de contratação, ou seja a partir de 1 de outubro seguinte.

D. PROVEITOS PERMITIDOS AO OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

1) O Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, veio estabelecer que as funções associadas à gestão do processo de mudança de comercializador passam a ser da responsabilidade da ADENE. O OLMC passa assim a ser uma entidade única para o SEN e para o SNGN.

2) Este diploma definiu um modelo de financiamento tripartido das atividades desta entidade, através de:

   a) Aplicação de receitas próprias da ADENE;

   b) Taxa paga pelo comercializador cessionário, fixada por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, sob proposta da ERSE;

   c) Tarifas de eletricidade e de gás natural, desde que não constituam um agravamento de custos para os respetivos clientes finais;

3) O art.º 3º do mesmo diploma consagrou que compete à ERSE monitorizar as alterações necessárias à atividade e constituição de OLMC,

4) Aquando da revisão do RT do SEN, o CT apresentou no seu parecer, as seguintes preocupações que importa aqui replicar, uma vez que se trata da mesma problemática, agora adaptada ao SNGN:

   a) Deverá existir um cuidado especial na separação das atividades e na identificação dos seus custos para que não sejam considerados em duplicado ou, noutras situações, por omissão;

   b) O valor a recuperar através da tarifa OLMC não deverá ser superior ao que se verificou em média nos últimos anos, para esta atividade;

   c) A incorporação de outros eventuais custos que poderão advir do alargamento das funções concedidas ao OLMC, ainda que estes custos possam não ser refletidos sob a forma de tarifa;

   d) O diploma legal que aprovou o regime jurídico aplicável ao OLMC prevê que a tarifa regulada do OLMC seja uma das formas de financiamento desta atividade. Neste contexto, constitui uma preocupação saber qual é a afetação entre as diferentes formas de financiamento e os custos que se pretende recuperar.

5) Uma vez que o diploma acima referido, no n.º 2 do art.º 3º, consagra como atividade do OLMC diversas funções que recaem fora da gestão direta do processo de mudança de comercializador, é entendimento do CT que, para o processo de fixação dos proveitos permitidos e restantes parâmetros regulatórios do OLMC, a correspondente atividade regulada deverá respeitar exclusivamente à atividade de gestão do processo de mudança de comercializador.

6) O CT entende que o legislador foi explícito aquando da definição das formas de financiamento do OMLC, pelo que reitera a necessidade de ser monitorizado o cumprimento do disposto no art.º 6º do diploma legal acima mencionado, que "refere que as tarifas de energia como fonte de financiamento não poderão constituir um agravamento de custos para os respetivos clientes finais".

7) Ao contrário do referido pela ERSE na sua proposta de alteração ao RT existe uma referência histórica dos níveis de custos associados à atividade de mudança de comercializador, como evidenciado na figura infra, retirada do documento enquadrador da revisão regulamentar da ERSE:

8) Assim, o CT recomenda que, para o efeito da definição dos proveitos permitidos para a atividade do OLMC, seja assumido como referência o valor que tem sido considerado para a realização desta atividade de mudança de comercializador pelo ORT.

9) O CT considera assim de extrema importância que se garanta a transparência de todo o mecanismo de financiamento do novo OLMC, continuando a ERSE a acompanhar a evolução histórica dos custos com o processo de gestão de mudança de comercializador no setor do gás natural.

10) Por outro lado, a mudança da atividade de OLMC da REN Gasodutos para a ADENE, em janeiro de 2018, deverá originar a oportuna transferência para o novo operador dos montantes alocados a esta atividade, sem criar sobrecustos ao sistema ou desvios para a próxima definição das tarifas de 2018/2019, mas assegurando a correta continuidade das operações.

11) O CT considera também fundamental, nesta fase, garantir que os proveitos permitidos provenientes do setor elétrico e do setor do gás natural sejam claramente separados, garantindo que não há subsidiação cruzada entre os dois setores. Deste modo, as comparticipações a realizar pelos SEN e SNGN devem ser calculadas independentemente, sem prejuízo da busca de sinergias em termos de desenvolvimento de atividades que o OLMC necessariamente procurará.

E. TARIFA DO OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

E.1. CONSIDERAÇÕES DE BASE

1) A proposta apresentada pretende atender às diferentes caraterísticas do mercado, considerando nomeadamente o nível de pressão de fornecimento (AP ou MP/BP) para destrinçar o tipo de clientes e, assim, a maior ou menor carga administrativa que os mesmos aportarão ao OLMC, em termos de prestação dos serviços de mudança de comercializador.

2) Como princípio orientador, o CT considera esta base de trabalho como válida, dada a marcada diferença em termos do número de clientes nos diferentes segmentos[179], que necessariamente será proporcional ao número de operações de mudança a gerir pelo OLMC, pelo que os custos incorridos por este terão como indutor principal o mercado residencial, principal gerador das mudanças de comercializador, devendo a construção tarifária atender a esta realidade.

3) No entanto, o CT nota que existem clientes de dimensão significativa ligados nas redes de MP e BP, pelo que a simples diferenciação por nível de pressão poderá não ser adequada à correta repartição dos proveitos a recuperar, tornando-se necessária uma melhor clarificação de como o objetivo expresso pela ERSE de não existência de subsidiação cruzada entre segmentos se concretizará.

E.2. ESTRUTURA TARIFÁRIA

1) No que concerne à estrutura tarifária a adotar, a ERSE pretende uma aderência da estrutura e variáveis tarifárias a criar com os próprios tarifários de acesso aplicáveis em cada nível de pressão. Deste modo, é proposto que as tarifas em AP aplicadas peto ORT tenham uma unidade de "capacidade", enquanto as tarifas de MP/BP a aplicar pelos ORDs considerariam um termo fixo mensal.

2) Como referido anteriormente, o CT considera que a proposta não é suficientemente explícita sobre a metodologia de cálculo destas tarifas e repartição dos proveitos a recuperar por nível de pressão. Acresce aqui que esta falta de clareza se torna especialmente relevante no caso da tarifa de MP/BP, dado a proposta não esclarecer como será construído o ªtermo mensal" a aplicar, que poderá ser obtido, por exemplo, pelo número de pontos de entrega, pelo volume veiculado, pelo número de mudanças de comercializador verificadas, opções estas que, naturalmente, impactam diferentemente

[179] De acordo com o Relatório da ERSE de novembro de 2017, de caraterização do mercado de GN, existem cerca de 1.45 milhões de clientes no SNGN, dos quais 1.34 milhões são do segmento residencial.

os agentes de mercado, consoante os segmentos em que concentrem a sua atividade e a sua própria dimensão.

3) A título de exempto, uma tarifa baseada em volumes penalizaria os clientes com consumos elevados, os quais dão origem a reduzido número de mudanças de comercializador.

4) O CT considera assim que, como apresentada, a proposta de estrutura tarifária a aplicar pelos operadores de rede aos comercializadores é demasiado simplificada, não permitindo uma correta avaliação dos seus objetivos e fundamentos, recomendando uma maior elaboração do mecanismo de cálculo e da ponderação atribuída às diferentes variáveis de faturação a aplicar.

5) No que concerne ao próprio OLMC e à tarifa a aplicar por este junto do ORT para recuperação dos seus proveitos permitidos, a ERSE propõe a capacidade como unidade de medida. Dado tratar-se de uma faturação específica, realizada sobre os volumes veiculados na rede de transporte, a proposta não parece desadequada.

6) Sem prejuízo do anterior, considerando que o valor dos proveitos permitidos do OLMC é proporcionalmente reduzido face aos proveitos globais recuperados pelo ORT, o CT deixa à consideração a possibilidade de se realizarem transferências mensais fixas do ORT para o OLMC (duodécimos dos proveitos permitidos estimados para este), de modo a garantir uma constância de recuperação dos proveitos por esta entidade, evitando-se a necessidade de ajustamentos interanuais relevantes, nomeadamente em situações de variabilidade do consumo.

E.3. ARTICULADO DO RT

1) Sem prejuízo do acima exposto regista o CT algumas inconsistências no texto da proposta de alteração do RT. Assim:

   a) No artigo 75.º (Proveitos do operador logístico de mudança de comercializador), de acordo com a proposta da ERSE, os proveitos permitidos do OLMC resultam da aplicação da fórmula 13 do n.1 do artigo 75.º do RT e são recuperados pela faturação ao ORT em função da capacidade, pelo que os ajustamentos resultam não só de desvios na estimativa de custos, operacionais e de capital, como também de desvios de quantidades associados à variável tarifária. Os ajustamentos dos anos (s-1) e (s-2), fórmulas 15 e 16, respetivamente, do referido artigo apenas têm em conta desvios por estimativa dos custos.

   b) No artigo 78.º-A (Proveitos a recuperar pelo ORT por aplicação da tarifa de OLMC), a referência às tarifas do OLMC devem ser explícitas e referir que se trata da tarifa de OLMC aplicada pelo ORT ou da tarifa de OLMC aplicada pelo próprio OLMC

   c) Na fórmula 41c do n.º 4, deste artigo, a componente não se encontra definida.

2) Nesse sentido, entende o CT que deverão as inconsistências identificadas ser retificadas pela ERSE.

F. TARIFA SOCIAL

1) Os custos decorrentes da aplicação da tarifa social aos clientes de gás natural, desde a sua criação até 2017, foram suportados pelos consumidores de GN, na proporção da energia consumida, e repercutidos nas tarifas de acesso às redes de distribuição.

2) A Lei n.º 114/2017, de 29 de dezembro, que aprovou o Orçamento do Estado para 2018, no seu Artigo 209.º alterou a alocação destes custos, determinando que: "Os custos decorrentes da aplicação da tarifa social aos clientes de gás natural, nos termos do artigo 121.º da Lei n.º 7A/2016, de 30 de março, e do Despacho n.º 3229/2017, de 18 de abril, são suportados pelas empresas transportadoras e comercializadoras de gás natural na proporção do volume comercializado de gás no ano anterior".

3) Na proposta em análise é expresso o entendimento da ERSE que ao conceito de "empresas transportadoras", é seguramente subsumível o Operador da Rede de Transporte (ORT), por ser responsável pela atividade de transporte de gás natural. Adicionalmente, são "comercializadoras de gás natural" tanto as comercializadoras em mercado livre, como as Comercializadoras de Último Recurso (CUR), que tenham clientes finais de gás natural.

4) O CT identifica um conjunto de dúvidas de interpretação da Lei por parte da própria ERSE que levaram esta entidade, por iniciativa própria, a fixar alguns conceitos para a sua aplicação, designadamente o de empresas "transportadoras, comercializadores e repartição de custos".

5) Neste contexto, o CT recomenda que a ERSE obtenha junto do legislador uma completa clarificação antes de verter em documento regulamentar de aplicação tarifária uma metodologia de concretização da sua aplicação, eventualmente não conforme ao sentido e extensão das normas contidas na Lei de Orçamento de Estado.

6) Adicionalmente, o CT assinala que a solução proposta conduz a uma redução dos proveitos regulados das empresas ORT e CUR's, criando um desequilíbrio entre custos e proveitos permitidos às empresas.

7) É assim entender do CT, encontrarem-se neste quadro as medidas de apoio social no conceito de combate à pobreza energética que, devem ser financiadas de forma coordenada para as diversas formas de energia, por forma a não por em causa a sustentabilidade do setor.

III - CONCLUSÃO

O Conselho Tarifário considera que a proposta de alteração do Regulamento Tarifário do SGN que lhe foi apresentada pela ERSE deverá integrar os comentários e recomendações constantes do presente parecer.

Aprovado em 02 de março de 2018.

[Parecer integral digitalizado]

◆ Alteração do Regulamento da Qualidade de Serviço do setor do gás natural e Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço do SGN ◆ [Consulta Pública n.º 61]

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei nº 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho "(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços"[180].

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário o documento contendo a "Proposta de alteração do Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor do Gás Natural" e "Proposta de alteração do Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviços do SEN e GN".

No período em que decorreu a elaboração do parecer foi realizada uma audição Pública no dia 22 de junho de 2017.

Posto o que, a Secção do Setor do Gás Natural do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I
GENERALIDADE

A. REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO (RQS)

1) O RQS tem por objeto estabelecer os padrões de qualidade de serviço de natureza técnica e comercial a que devem obedecer os serviços prestados no Sistema Nacional de Gás Natural.

2) O RQS estabelece as regras de avaliação e caracterização da qualidade do serviço de fornecimento de gás natural.

3) O RQS aplica-se aos clientes, aos comercializadores e aos operadores das infraestruturas do setor (operadores das redes de distribuição, operador da rede de transporte, operadores de armazenamento subterrâneo e operadores de terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL).

4) O RQS estabelece regras com as quais se pretende garantir um nível mínimo de qualidade de serviço prestado aos clientes, nomeadamente, através de disposições relativas a:

- **a)** Competências, responsabilidades e obrigações dos diferentes operadores e agentes envolvidos;
- **b)** Indicadores e padrões de qualidade de serviço técnica e comercial;
- **c)** Compensações a pagar aos clientes pelas empresas quando excedidos os padrões de qualidade definidos, assim como as compensações a pagar pelos clientes às empresas por incumprimento das suas obrigações;
- **d)** Clientes com necessidades especiais e clientes prioritários.

5) Com o objetivo de monitorizar e aferir os níveis da qualidade de serviço prestados, o RQS é direcionado para duas vertentes específicas: a vertente técnica e a vertente comercial.

[180] Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

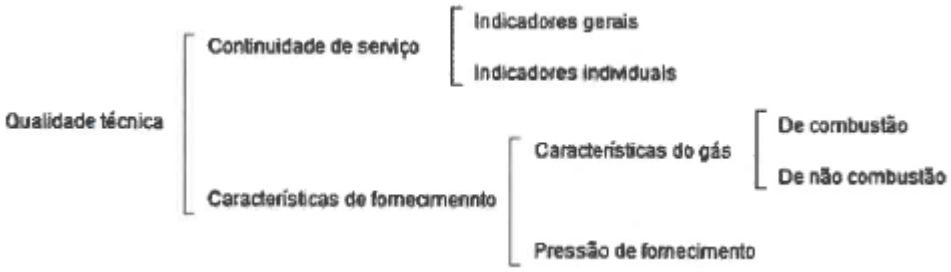
6) A vertente técnica refere-se a questões de fornecimento do gás natural tais como:

- Continuidade de fornecimento (ex. número e duração das interrupções);
- Características do gás natural fornecido (ex. poder calorífico, índice de Wobbe) e condições de fornecimento (ex. pressão).

7) Por outro lado, a vertente comercial refere-se ao relacionamento entre os operadores das redes de distribuição e comercializadores, incluindo os comercializadores de último recurso e os clientes (por exemplo, atendimento, informação e reclamações).

A1. QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

1) As disposições de qualidade técnica estão divididas em dois aspetos: a continuidade de serviço e as características do fornecimento do gás natural.



Fonte: ERSE

2) A qualidade de serviço técnica abrange o desempenho de todas as infraestruturas, o terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, o armazenamento subterrâneo, a rede de transporte, as redes de distribuição e as UAG, sendo avaliada através de indicadores gerais e indicadores individuais.

3) Os indicadores gerais destinam-se fundamentalmente a avaliar o desempenho global das diversas infraestruturas do sistema de gás natural.

4) Os indicadores individuais avaliam a qualidade do serviço prestado a cada um dos clientes individualmente.

A.1.1 CONTINUIDADE DE SERVIÇO

1) Indicadores gerais

O RQS estabelece indicadores gerais de qualidade de serviço para todos os operadores das infraestruturas do sistema de gás natural,

a) A operação do terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL deve permitir:

(i) A receção de GNL contratado pelos diversos agentes;

(ii) A injeção de gás natural na fase gasosa para a rede;

(iii) Carga de camiões-cisterna com gás natural na fase líquida.

b) Os indicadores gerais referentes à operação do terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, contemplam os seguintes três processos:

(i) Os operadores de armazenamento subterrâneo são responsáveis por gerir os fluxos de gás natural, assegurando a sua interoperabilidade com a rede de transporte.

(ii) Em termos de qualidade de serviço prestada por estes operadores, é importante avaliar a gestão da receção de gás nas cavernas e a gestão de injeção de gás natural na rede. Os indicadores estabelecidos pelo RQS avaliam este processo.

(iii) A avaliação da continuidade de serviço da rede de transporte e das redes de distribuição está associada à ocorrência de interrupções de fornecimento e baseia-se na quantificação do número de interrupções e da sua duração.

(iv) Relativamente às interrupções de fornecimento, o RQS define o conceito e a forma de identificação de interrupção e as situações em que o fornecimento pode ser interrompido. Na caracterização das redes e do serviço prestado ao cliente, as interrupções devem ser diferenciadas, nomeadamente, de acordo com a sua previsibilidade (e consequente impacto da sua ocorrência na instalação do cliente) e a possibilidade de atuação do operador da rede, no sentido da interrupção poder ou não ser evitada. Assim, a classificação das interrupções traduz essa diferenciação. Cada uma das classes previstas no RQS indica se a interrupção é acidental ou prevista, e controlável ou não controlável.

(v) Para efeitos de aplicação do RQS consideram-se as interrupções verificadas nos pontos de ligação entre as infraestruturas exploradas por diferentes operadores e entre as redes e as instalações dos clientes.

c) Indicadores gerais para a rede de transporte:

(i) Número médio de interrupções por ponto de saída - quociente do número total de interrupções nos pontos de saída, durante determinado período, pelo número total dos pontos de saída, no fim do período considerado.

(ii) Duração média das interrupções por ponto de saída - quociente da soma das durações das interrupções nos pontos de saída, durante determinado período, pelo número total de pontos de saída existentes no fim do período considerado,

(iii) Duração média de interrupção - quociente da soma das durações das interrupções nos pontos de saída, pelo número total de interrupções nos pontos de saída, no período considerado.

d) Indicadores gerais para a rede de distribuição:

(i) Número médio de interrupções por cliente - quociente do número total de interrupções a clientes, durante determinado período, pelo número total de clientes existentes, no fim do período considerado.

(ii) Duração média das interrupções por cliente - quociente da soma das durações das interrupções nos clientes, durante determinado período, pelo número total de clientes existentes no fim do período considerado.

(iii) Duração média das interrupções - quociente da soma das durações das interrupções nos clientes, pelo número total de interrupções nos clientes no período considerado.

2) Indicadores individuais

O RQS estabelece indicadores individuais para a rede de distribuição que avaliam as interrupções sentidas pelos clientes individualmente:

a) Número de interrupções - número de interrupções por cliente, durante determinado período;

b) Duração das interrupções - duração acumulada das interrupções, durante determinado período.

Os indicadores individuais devem ser determinados diferenciando as seguintes classes de interrupções:

- Interrupções previstas controláveis;
- Interrupções não controláveis;
- Interrupções acidentais controláveis.

3) Padrões de qualidade de serviço técnico

Para além do cálculo dos indicadores gerais de continuidade de serviço, os operadores das redes de distribuição devem cumprir um nível de qualidade de serviço mínimo estabelecido por padrões,

O RQS estabelece padrões para os indicadores gerais "Número médio de interrupções por cliente" e "Duração média das interrupções", considerando a classificação das interrupções, apresentados no quadro seguinte:

Indicadores	Classes de interrupções			
	Controláveis previstas			Controláveis acidentais
	Lisboagás		Outros operadores das redes	
	Renovação da rede	Outras situações		
Número médio de interrupções por 1000 clientes	não definido	3,25	não definido	não definido
Duração média das interrupções (min/interrupção)	420	360	360	300

Fonte: ERSE

Os padrões apresentados aplicam-se aos operadores das redes de distribuição com mais de 100 000 clientes no ano gás anterior ao ano gás a que se referem.

A.1.2. CARACTERÍSTICAS DO FORNECIMENTO DE GAS NATURAL

O RQS define as características do gás natural e a pressão de fornecimento, bem como as metodologias de verificação destas duas especificações do fornecimento.

A.2. QUALIDADE DE SERVIÇO COMERCIAL

A qualidade de serviço comercial, prestada aos clientes pelas empresas, quer sejam operadores de rede ou comercializadores, abrange uma série de temas como a rapidez de atendimento, a resposta a solicitações diversas, a leitura de contadores ou a avaliação da satisfação dos clientes.

B. RELATÓRIO DA QUALIDADE DE SERVIÇO DO ANO 2015

1) A qualidade de serviço como instrumento essencial para a avaliação do desempenho das empresas, constitui também um fator essencial nas opções de consumo e para a competitividade das empresas.

2) No último Relatório de Qualidade de Serviço do SNGN publicado pela ERSE, referente ao ano de 2015, verifica-se um bom desempenho geral por parte das empresas. No entanto, ressalva-se que, no momento da presente consulta, se desconhece ainda a avaliação da qualidade de serviço referente a 2016, o que reforça a necessidade de adequação das datas de publicação dos relatórios, nomeadamente para a sua consideração na apreciação da proposta anual de tarifas e proveitos permitidos.

3) Cumpre ao CT salientar os seguintes aspetos decorrentes da análise do último relatório publicado pela ERSE:

QUALIDADE TÉCNICA:

I - CONTINUIDADE DE SERVIÇO

d) Não se verificou qualquer interrupção do serviço na rede de transporte, o que representa uma melhoria, dado que em 2014 se registou uma interrupção;

e) Na rede de distribuição não se registaram interrupções em cinco dos onze distribuidores, sendo que, 68% das interrupções foram consideradas não controláveis acidentais.

II - CARACTERÍSTICAS DO GÁS NATURAL

Verificou-se que em 2015 foram respeitados todos os limites regulamentares aplicáveis às características do GN.

III - PRESSÃO DO FORNECIMENTO

A monitorização da pressão de fornecimento ocorreu em 353 pontos da rede de distribuição, e embora se tenham verificado incumprimentos pontuais, os ORD referiram não se terem registado consequências para os consumidores.

QUALIDADE DE SERVIÇO COMERCIAL:

I- ATIVAÇÄO DO FORNECIMENTO

O tempo médio de ativação do fornecimento continua a respeitar o limite de três dias úteis, registando-se cinco incumprimentos por cada dez mil agendamentos, o que consubstancia uma redução face a 2014, em que se registaram oito incumprimentos, também, por cada dez mil agendamentos.

II - ATENDIMENTO PRESENCIAL

a) Registaram-se desempenhos negativos no que respeita ao indicador de avaliação do atendimento presencial, uma vez que foi ultrapassado, em três centros de atendimento presencial, o tempo médio de espera de 20 minutos. No entanto, a maioria das empresas teve um desempenho que respeitou este indicador;

b) Verifica-se que em 2015 a percentagem global de atendimentos monitorizados não atingiu 40% do total dos atendimentos, tal como exige o RQS.

III - ATENDIMENTO TELEFÓNICO (CALL CENTER)

Regista-se um aumento dos tempos de espera no que toca ao atendimento telefónico comercial face ao ano anterior, sendo que o tempo médio de espera para o contacto posterior com o cliente (2,7 dias úteis) foi superior ao limite regularmente estabelecido (2 dias úteis).

IV - ATENDIMENTO TELEFÓNICO DE AVARIAS E EMERGÊNCIAS

Todas as empresas cumpriram os indicadores exigidos, registando-se melhorias no tempo de espera e na percentagem de desistências.

V - COMUNICAÇÃO DE LEITURAS

Regista-se o cumprimento global dos indicadores de eficácia na comunicação de leituras, o que consubstancia uma melhoria global face a 2014.

VI - VISITAS COMBINADAS

O número de incumprimentos dos ORD por cada mil agendamentos foi de 1,1 em 2015, o que consubstancia uma melhoria face ao ano anterior em que se registou o valor de 2,3.

VII - FREQUÊNCIA DE LEITURA DE CONTADORES

Regista-se que a maioria das empresas cumpriu o desempenho mínimo exigido, no entanto, o número de estimativas por cada mil leituras reais aumentou face ao ano anterior.

VIII - RESPOSTA A RECLAMAÇÕES

O tempo médio de resposta a reclamações foi, globalmente, de 13 dias úteis, a taxa de incumprimento foi de 20% e a percentagem de compensações pagas foi de 52%,

IX- RESPOSTA A PEDIDOS DE INFORMAÇÕES

No âmbito das obrigações do atendimento por *call-centers* aplicáveis à resposta a pedidos de informação apresentados telefonicamente (prazo de três dias úteis para resposta ao cliente), a análise ao desempenho das empresas é negativa, excetuando a EDP Gás Universal. Regista a ERSE que tem acompanhado esta situação e solicitado às empresas que procedam a melhorias.

4) Conclui o CT, no que respeita à qualidade técnica, a apreciação global é positiva, destacando-se melhorias face a 2014.

5) Quanto à qualidade de serviço comercial, embora se registem alguns progressos, registam-se várias situações de incumprimentos dos padrões exigidos, o que denota uma pertinente necessidade de aperfeiçoamento nesta vertente da qualidade de serviço.

6) A atual proposta tem como objetivo, entre outros, aprofundar as exigências respeitantes à qualidade de serviço comercial, o que o CT considera positivo, uma vez que é nesta matéria que se regista um desempenho mais negativo por parte das empresas.

7) Por outro lado, uma vez que a atual proposta consubstancia a harmonização do RQS para o SGN e para o SEN num mesmo documento, considera o CT que esta opção vai ao encontro da recomendação anteriormente efetuada no seu parecer: "o anunciado processo de revisão regulamentar da qualidade de serviço deverá visar a introdução de alterações no plano da articulação entre os setores do gás natural e da eletricidade que permitirão uma avaliação conjunta dos mesmos".

C. GRUPO DE ACOMPANHAMENTO

1) O RQS do setor elétrico, em vigor desde 1 de janeiro de 2014, estabelece no artigo 69.º a constituição do grupo de acompanhamento do RQS. O objetivo fundamental deste grupo é contribuir para o aprofundamento da regulação e regulamentação de matérias de qualidade de serviço. Este grupo tem como competências:

   a) O acompanhamento das disposições estabelecidas no RQS e nas normas complementares, nomeadamente no Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço;

   b) A recolha de contributos para futuros processos de revisão regulamentar;

   c) A harmonização das práticas adotadas pelas diferentes entidades.

2) Reconhece o CT a importância da existência e funcionamento deste Grupo de Acompanhamento na identificação de situações e matérias que devam ser objeto de correção em sede de revisão regulamentar, bem como no cumprimento das normas existentes pelas entidades nele representadas.

3) O CT regista positivamente o alargamento do Grupo de Acompanhamento ao setor do GN, instando a ERSE a promover a sua operacionalização de forma célere.

D. RQS COMUM AOS SEN e SNGN

1) O CT regista que um dos principais objetivos do processo de revisão regulamentar é a uniformização de normas transversais ao setor elétrico e ao setor do gás natural, o que se materializa na fusão dos RQS da eletricidade e do gás natural.

2) Considerando que, inequivocamente:

   a) Há muitos paralelismos ao nível, por exemplo, das regras de contratação, faturação e informação;

   b) Os fornecimentos duais (eletricidade e gás natural) atingiram um número significativo (e já constituem, hoje, um importante fator de dinamização do mercado retalhista).

3) Acresce que, na sequência da revisão legislativa do setor energético ocorrida em 2012, nomeadamente com a aprovação do Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro, a aprovação do regulamento de qualidade de serviço do SEN passou para a esfera de competência da ERSE (anteriormente na DGEG), como ocorria já com o SNGN, o que mais aproximou o enquadramento em que os dois setores operam,

4) Entende o CT como fator positivo, a atribuição da competência para a aprovação e publicação destes regulamentos numa única entidade, que articule os conceitos, conteúdos, indicadores e reporte de informação.

5) O CT acolhe, sem objeções, a proposta da ERSE colocada à discussão pública, uma vez que uma harmonização mais profunda das regras aplicáveis nos dois setores pode ser fonte, quer de eficiência, quer de melhoria do relacionamento entre consumidores e comercializadores.

6) De qualquer forma, o CT não pode deixar de sublinhar que, apesar dos pontos em comum, importa que a ERSE não deixe de atender às especificidades de cada um dos setores e à separação por setor da monitorização e reporte, porque, não o fazendo, comprometerá a bondade da sua proposta,

7) Entende também o CT a necessidade de que fique bem patente no documento as partes comuns aos dois setores, normalmente associadas à qualidade do serviço comercial, e as partes aplicáveis a cada setor em particular, mais associadas à vertente da qualidade técnica, como forma de colmatar a crescente complexidade e dimensão do documento.

8) No sentido do ponto anterior, o CT reconhece a adequação da metodologia seguida pela ERSE na organização do Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço, documento de caraterísticas marcadamente técnicas, ao identificar claramente os que dizem respeito ao SNGN ou ao SEN, o que permitirá, quando se verificar alguma necessidade de alteração, um processo mais simplificado de análise e decisão, recorrendo aos *stakeholders* de cada setor com interesse especifico na matéria em revisão.

9) O CT reconhece vantagens significativas na regulamentação das matérias de qualidade de serviço de energia elétrica e gás natural através de um regulamento de serviço comum aos dois setores, até porque a experiência tem demonstrado que os temas do atendimento presencial ou da resposta a reclamações são comuns, não fazendo sentido a existência de regras distintas para situações semelhantes entre setores.

10) Outra razão que valoriza a opção agora apresentada de harmonização dos RQS e que o CT regista, prende-se com o desenvolvimento dos mercados de eletricidade e gás natural e o aparecimento de novas ofertas, nomeadamente as ofertas duais (GN e eletricidade) que levantam novas questões e para as quais os atuais RQS são omissos e que desta forma poderão ser melhor salvaguardadas.

11) Em conclusão, o CT não identifica desvantagens claras capazes de justificar objeção à uniformização de normas, no pressuposto de que serão respeitadas as especificidades próprias de cada setor.

E. MANUAL DE PROCEDIMENTOS DA QUALIDADE DE SERVIÇOS DO SEN E GN

Sem prejuízo da emissão de um manual único de procedimentos para a qualidade de serviço, para o SEN e para o SNGN, coerente com a fusão dos dois regulamentos para estes setores, o CT regista positivamente a elaboração de procedimentos perfeitamente destacados para os dois setores, o que permite a sua análise separada pelos interessados, bem como facilita eventuais revisões futuras que apenas incidam sobre um dos setores.

II
ESPECIALIDADE

1. EVOLUÇÃO DA QS E *BENCHMARKING* DO ESTADO ATUAL

a) O CT entende como relevante recomendar à ERSE que os Relatórios de Qualidade de Serviço do SNGN, do ano n-2, sejam publicados previamente à apresentação da proposta de tarifas e preços do GN, de modo a que seja possível aperceber a relação custo/benefício deste importante vetor de avaliação.

b) A outro nível, o CT recomenda a realização de estudos de *benchmark* da qualidade de serviço no SNGN, que atenda às diferenças de maturidade dos mercados comparados, dimensão dos operadores e comercializadores, grau de liberalização atingido e nível de concorrência, comparando aquilo que efetivamente é comparável, incluindo se possível uma avaliação do binómio custo/qualidade de serviço para níveis similares.

c) Sem prejuízo do anterior, tendo quase sempre, de um modo direto ou indireto, o aumento dos níveis de exigência de qualidade de serviço impacto na fatura final dos consumidores, o equilíbrio entre custo e benefício deverá ser cuidadosamente avaliado e para isso a realização deste estudo comparativo será seguramente a peça fundamental.

2. IDENTIFICAÇÃO DE ASPECTOS A CORRIGIR

a) Tendência de agrupamento dos setores

i) Entende o CT que a união dos dois regulamentos de qualidade de serviço do setor de energia elétrica e do setor do gás natural não devem conduzir a uma análise conjunta dos dois setores em termos de análise de desempenho, sob pena de se camuflar fragilidades de um determinado setor por dispersão da informação.

ii) Esta separação é ainda mais relevante quando se analisa a componente técnica, que é muito distinta nos dois setores e que deve ser sempre realizada compreendendo a complexidade de cada setor.

b) Análise de reclamações

i) Reconhecendo que as reclamações dos clientes são uma fonte fidedigna de informação relativa à satisfação percecionada pelo consumidor final, considera-se importante que haja uma separação clara entre as reclamações do setor de energia elétrica, do setor do gás natural e das opções duais. Só separando os indicadores se poderá ter a perceção efetiva da qualidade de serviço prestada num determinado setor.

ii) O RQS do setor do gás natural, relativo ao ano 2015, vem mostrar esta fragilidade, tendo-se notado que alguns comercializadores apenas apresentam esta informação consolidada.

iii) Considera-se também importante uma análise mais aprofundada dos temas que originaram as reclamações, para que se possa compreender quais as principais fragilidades e se possam

monitorizar as ações concretas levadas a cabo pelos diferentes operadores e comercializadores com vista à melhoria da qualidade de serviço efetivamente prestada.

iv) O CT recomenda por isso, que a ERSE promova uma maior separação e transparência na informação prestada sobre as reclamações apresentadas.

c) Remoção do tema de mudança de comercializador das disposições regulamentares de qualidade de serviço

i) Da análise ao relatório de QS do setor do gás natural, relativo ao ano 2015, nota-se que o tema "contratação" é o segundo principal motivo de reclamação, sendo que 27% das reclamações registadas em 2015 e 13% das registadas em 2014 visavam este tema.

ii) Acresce que, com a alteração e introdução de um novo operador de mudança de comercializador, comum aos dois setores, iremos atravessar um período de nova adaptação que poderá originar perturbações na qualidade de serviço percecionada pelos consumidores.

iii) Sendo um tema tão sensível, o CT recomenda que, nesta fase, não só o tema se mantenha no regulamento de qualidade de serviço, como seja reforçada a sua importância face ao impacto que um novo operador pode ter na qualidade de serviço, em especial relativamente à definição de indicadores de medição de tempos de resposta.

3. PRATICAS COMERCIAIS

a) O CT é conhecedor de que, quer os consumidores domésticos, quer os consumidores empresariais, são, por vezes, alvo de práticas comerciais agressivas que não contribuem, nem para a boa imagem dos comercializadores, nem para um relacionamento são entre estes e os consumidores em geral.

b) Práticas comerciais agressivas são, para o CT, motivo de preocupação porque comprometem o sucesso e a credibilidade do processo de liberalização em curso, especialmente quando aliadas à iliteracia energética, à infoexclusão de muitos clientes e à dificuldade de perceção de algumas propostas apresentadas; importa, portanto, que a ERSE, dentro do quadro legal em vigor, atue, preferencialmente de forma preventiva, nos segmentos dos clientes domésticos e das PME.

c) Neste sentido, o CT considera que a ERSE, embora já tenha demonstrado preocupação com a ocorrência destas práticas através da campanha informativa que lançou no passado Dia Mundial da Energia (29/05/2017; iniciativa "Alerta Más Práticas"), deverá ir mais longe no seu esforço de combate à realidade em apreço.

d) Por outro lado, algumas das propostas comerciais apresentadas a consumidores carecem de clareza e de objetividade, pelo que este tema deverá ser, também, devidamente acompanhado pela ERSE.

4. AUDITORIAS TEMÁTICAS

a) A proposta da ERSE de realizar auditorias temáticas merece a concordância do CT dado que permitirá aprofundar a análise da qualidade de serviço prestada pelos vários operadores, nos seus diversos aspetos.

b) No entanto a ERSE deverá garantir que num período alargado de tempo, são cobertos todos os temas auditáveis, de forma a garantir monitorização da totalidade dos temas do RQS.

c) Deste modo, o CT recomenda que seja estabelecido com alguma antecedência, programas das auditorias, de modo a permitir uma maior clareza e evidenciação da abrangência das matérias tratadas.

5. INDICADORES DE QUALIDADE DE SERVIÇO

O CT reconhece o enorme esforço que esta proposta de alteração dos RQS vem trazer relativamente aos temas relacionados com a comunicação com os clientes, no sentido de beneficiar genericamente todos os consumidores, nomeadamente:

a. Meios de atendimento

(i) O CT reconhece vantagens na harmonização das condições gerais relativas aos meios de atendimento obrigatórios, assim como a clarificação de que o relacionamento com o cliente é da responsabilidade dos comercializadores.

(ii) Relativamente aos atendimentos presenciais a manutenção do indicador e harmonização e clarificação dos aspetos de cálculo, clarificação das condições de partilha de centros de atendimento e tipificação de atendimentos (eletricidade, gás natural, dual e outros), parecem ser escolhas acertadas na sistematização e aferição da qualidade de serviço.

(iii) O CT considera positiva esta revisão do RQS, no caso de grupos integrados, com centros de atendimento conjuntos de ORD e comercializadores, nomeadamente no aprofundamento da separação de imagem e independência operacional entre as empresas envolvidas, por forma a garantir a transparência ao cliente do serviço/empresa a que se está a dirigir, e a rastreabilidade dos procedimentos.

b. Atendimento telefónico

(i) O CT regista a introdução de padrão para o atendimento telefónico de âmbito comercial, único para ambos os setores, mantendo-se o indicador (quociente entre o número de chamadas com tempo de espera até 60 segundos e o número total de chamadas) em vigor.

(ii) O CT regista também a preocupação conferida a toda a informação relativa à comunicação de leituras, nomeadamente, os canais utilizados, as leituras totais, as comunicadas automaticamente e as corretamente comunicadas.

c. Pedidos de Informação e Reclamações

(i) O CT reconhece também o esforço na introdução de alterações nos temas relativos aos pedidos de informação e reclamações, destacando que os mesmos fazem impender sobre os comercializadores, maiores responsabilidades nestas matérias.

(ii) O CT destaca a este propósito algumas das alterações mais importantes:

- Manutenção das definições de pedido de informação e reclamação, tema que ganha agora maior pertinência, porquanto a proposta de alteração dos RQS vem impender sobre o regime das reclamações especificidades próprias e compensações;
- Para as reclamações os comercializadores ficam agora sujeitos a um prazo de resposta até 15 dias uteis, sendo definida uma compensação mínima de 5€, cujo pagamento é sempre devido em caso de incumprimento.
- Para os pedidos de informação mantém-se a avaliação através de um indicador geral relativo ao tempo de resposta e é proposto um padrão para ORD, CUR(R) e comercializadores de 90%.
- Regista-se uma proposta de diminuição do nível mínimo do desempenho requerido aos ORDs, do setor do gás natural de 98% para 90%, que no entendimento do CT não se encontra suficientemente fundamentada.

(iii) O CT recomenda que a ERSE monitorize os eventuais impactos do alargamento destas obrigações aos comercializadores em regime livre, nomeadamente no que respeita à diferenciação de ofertas comerciais e à dinamização do mercado.

(iv) A revisão do regulamento recomenda a discriminação de reclamações entre atividades de transporte e de Gestor Técnico e Global do Sistema (GTG). Neste quadro e no sentido de simplificar o tratamento da informação, o CT não pode deixar de recomendar a manutenção de um único ponto de contacto que tem evidenciado vantagens para os agentes de mercado. De facto, não deve exigir-se que o utilizador/cliente ou consumidor consiga classificar a sua questão entre uma responsabilidade do GTG, ou uma responsabilidade de um dos operadores de alta-pressão que este representa no seu relacionamento no quadro da sua atividade e dos regulamentos em vigor.

(v) O CT recomenda que a ERSE monitorize os eventuais impactos do alargamento destas obrigações aos comercializadores em regime livre, nomeadamente no que respeita à diferenciação de ofertas comerciais e à dinamização do mercado.

6. INDICADORES GERAIS PARA O TERMINAL DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL (TGNL)

a) Foram introduzidos novos indicadores no TGNL: Tempo médio de carga de navios e situações de pagamento por atrasos na carga (reporte trimestral) e eliminados os indicadores do cumprimento de nomeações por parte dos operadores do terminal e do armazenamento subterrâneo.

b) O CT reconhece que as operações de carga deverão passar a ter um indicador semelhante ao de descarga. No entanto, o serviço de carga de navios tem um conjunto de limitações técnicas que dependem das características do navio e sua compatibilidade com o terminal, e de limitações de disponibilidade para a prestação deste serviço.

c) Neste quadro, o CT recomenda que as regras comerciais para a carga de navios reflitam as condições prioritárias do serviço de descarga não se devendo aplicar clausulas de pagamento por atraso ou que estas reflitam as condições especificas em que foram acordadas e que a definir-se um indicador ele reflita o caudal (quantidade/tempo) e não um tempo médio por carga.

d) Quanto à exclusão dos indicadores de cumprimento das nomeações para o TGNL e Armazenamento Subterrâneo (AS) considera o CT adequado uma vez que estas são garantidas à partida pelo gestor de sistema.

7. INTERAÇÃO ENTRE COMERCIALIZADORES E OPERADORES DE REDE

a) Também nesta matéria o CT reconhece o esforço no sentido de serem encontradas soluções que visem a celeridade, coordenação e partilha de responsabilidades no sentido de melhorar o relacionamento comercial com o cliente.

b) Neste sentido, o CT destaca a aplicação de prazos e obrigações para o ORD (prazo para a realização dos serviços) e para os comercializadores e CUR(R) - prazo para a solicitação da realização do serviço ao ORD- em relação aos serviços que exigem coordenação entre estas entidades.

8. ATIVAÇÃO DE FORNECIMENTO

Nesta matéria são propostas as seguintes medidas:

a) Harmonização do conceito de ativação do fornecimento para os dois setores.

b) Definição do prazo de 3 dias úteis para o agendamento da ativação (o Incumprimento do prazo implica dever de compensação ao cliente).

c) Definição para os comercializadores e CURR do prazo de 1 dia útil para comunicar ao ORD as solicitações (incumprimento do prazo implica dever de compensação ao cliente).

Para prevenir algum aumento potencial de conflitualidade associada ao cumprimento destes prazos, o CT recomenda que sejam definidos procedimentos claros de comunicação entre os interessados, bem como a metodologia de monitorização do cumprimento das obrigações.

9. DESATIVAÇÃO DO FORNECIMENTO

a) A proposta de revisão do RQS não permite ultrapassar as questões omissas quanto às ações e implicações associadas à desativação do fornecimento:

   i) Definição para os ORD o prazo de 3 dias úteis, para o agendamento da desativação (incumprimento do prazo implica dever de compensação ao cliente).

   ii) Definição para os comercializadores e CURR do prazo de 1 dia útil para comunicar ao ORD as solicitações (incumprimento do prazo implica dever de compensação ao cliente).

b) Adicionalmente, o CT nota que existem novas disposições, cujos impactos ficam por clarificar:

   i) Impactos financeiros nos custos de operação do ORDs, pela diminuição do período em que ocorre interrupção da contagem do prazo (reduzida para o período 02-06h).

   ii) Clarificação sobre a responsabilidade pelos custos de energia, no caso do ORD não cumprir com a data solicitada pelo comercializador e ocorrer consumo após esta.

10. RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO

a) Como alteração relevante ao atual clausulado, o CT regista que os comercializadores e CURR deverão informar o ORD da cessação do motivo que levou à interrupção, 30 minutos após dela terem conhecimento.

b) O CT realça que este prazo - nomeadamente em pagamentos por transferência bancária ou em multibanco - não ocorre imediatamente após a ação do cliente, pelo que a redação adotada não deverá criar expetativas desajustadas.

c) Não resultando claro como será realizada a monitorização deste prazo, nomeadamente em função do tipo de pagamento utilizado, o CT recomenda que sejam clarificados os procedimentos a aplicar.

d) Identicamente ao ponto anterior, considera-se que deverá ser clarificado o impacto financeiro nos custos de operação dos ORD, pela diminuição do período em que ocorre interrupção da contagem do prazo (reduzida para o período 02-06h).

e) Pela profundidade das alterações agora propostas, o CT recomenda finalmente à ERSE a realização de um estudo de avaliação da satisfação dos clientes, para que este instrumento possibilite a avaliação da satisfação dos clientes, não apenas numa perspetiva de obtenção de informação para a gestão interna das empresas, mas também numa visão mais alargada e incorporada dos setores do GN e da eletricidade.

f) Adicionalmente, e no seguimento de recomendações já expressas noutros pareceres, o CT recomenda que a ERSE monitorize de perto a realidade dos CURR, considerando que a manutenção dos requisitos de qualidade de serviço aos níveis que têm sido praticados objetivo com o qual o CT concorda - obrigam à manutenção de uma estrutura de custos fixos, independente do número de clientes ainda fornecidos por estas empresas e que, previsivelmente, continuarão a diminuir.

11. EVENTOS EXCECIONAIS

a) O CT recomenda que seja considerado na regulamentação para o setor do gás natural o conceito de evento excecional à semelhança do que foi estabelecido para a eletricidade (evento de grande impacto na regulamentação elétrica) assegurando a consistência entre o RQS e o Código de rede Europeu de Interoperabilidade (NC INT).

b) O "Evento excecional" tem uma definição própria no âmbito do NC INT e estabelece obrigações para o ORT relativamente à informação a disponibilizar aos utilizadores da rede relativamente a eventos excecionais que afetem as interligações (art.º 10.º): «Evento excecional, qualquer ocorrência imprevista que não seja razoavelmente controlável ou evitável e possa causar reduções de capacidade por um período limitado, afetando assim a quantidade ou a qualidade do gás num determinado ponto de interligação, com possíveis consequências nas interações entre os operadores de redes de transporte, bem como entre operadores de redes de transporte e os utilizadores das redes".

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que, na proposta apresentada pela ERSE, deverão ser tidas em conta as recomendações constantes deste parecer.

Aprovado em 3 de julho de 2017.

[Parecer integral digitalizado]

◆ Alteração do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor do gás natural ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho "(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços"[181].

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário o documento contendo a "Proposta de alteração do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor do gás natural", cabendo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias.

Posto o que, a Secção do Setor do Gás Natural do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I
GENERALIDADE

A. O Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor do gás natural (GMLDD SGN) em vigor data de dezembro de 2008.

B. O CT tem recorrentemente instado a ERSE a proceder à sua revisão, pelo que acolhe como positiva a presente proposta.

C. A proposta de revisão do GMLDD SGN visa integrar, a modificação do quadro regulamentar do setor do gás natural, em particular do Regulamento de Relações Comerciais (RRC), do Regulamento de Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações, (RARII), do Regulamento de Operação das Infraestruturas (ROI) e do Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNGN (MPGTG), mas também de desenvolvimentos legislativos e outros com incidência nas matérias objeto do Guia de Medição.

D. Deve ser indiscutível a aplicação do Guia ao OLMC[182] – esta entidade não se encontra referida na pág. 2 – ainda que na listagem de legislação aplicável seja incluído o Decreto Lei n.º 38/2017, que estabeleceu o regime jurídico aplicável ao OLMC.

II
ESPECIALIDADE

A. ESTIMATIVA DA LEITURA NA MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

1) A introdução de um capítulo dedicado à estimativa de leitura, no âmbito do processo de mudança de comercializador, é naturalmente uma alteração expectável e que naturalmente o CT dá a sua concordância.

2) Cumpre apenas salientar que no âmbito deste processo deverá ser dada preferência à leitura real, por forma a assegurar que a faturação emitida pelo anterior e novo comercializadores são ajustadas ao consumo efetivamente realizado.

[181] Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

[182] A numeração indicada corresponde à paginação do documento, não ao pdf.

B. ACESSO AOS DADOS DE MEDIÇÃO

1) A proposta apresenta uma reformulação do capítulo referente ao acesso aos equipamentos de medição de gás natural, que configura uma melhor distinção entre as entidades que acedem a estes dados, e introduz o OLMC como agente com direito a aceder aos dados de medição.

2) Regista o CT que esta alteração decorrente da publicação do Decreto-Lei n.º 37/2017 de 29 de março, pretende criar condições para o funcionamento do OLMC com as atribuições que lhe são destinadas no referido diploma.

C. DOCUMENTOS COMPLEMENTARES

Ainda que seja entendível o princípio de que estes documentos poderão ser emitidos/atualizados pelos "*operadores de redes a pedido de qualquer interessado, se devidamente fundamentado*" (cf. pág. 9), importa clarificar:

1) De que modo os operadores poderão recusar essa emissão de documentos, se considerarem esse pedido injustificado, bem como a forma de instrução dessa recusa junto da ERSE;

2) Como será garantida a uniformidade de procedimentos nas redes de distribuição a nível nacional, atendendo à existência de 11 ORD;

3) Se a aprovação a realizar pela ERSE terá necessariamente âmbito nacional, quais os procedimentos a adotar no caso de contestação por outro(s) ORD;

4) Quais os procedimentos em situação de divergência.

D. EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO

1) O CT regista proposta formal por parte da ERSE referente à instalação de um segundo equipamento de contagem, podendo o seu registo de medição ser útil em caso de divergência de contagem.

2) De qualquer modo, o CT rejeita que sejam apuradas quaisquer médias entre contadores para efeitos de faturação.

3) Salienta o CT que, no que respeita ao segundo contador, todos os custos associados à sua existência deverão ser totalmente suportados pelo cliente.

4) O ponto 9 alínea a) da proposta prevê que os equipamentos de medição instalados nos pontos de ligação da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN) ao Terminal de Gás Natural Liquefeito (TGNL) e ao Armazenamento Subterrâneo (AS), sejam da responsabilidade do ORT, o que neste momento não acontece. O CT salienta a inexistência de justificação desta alteração, que deverá ser devidamente justificada com uma análise custo/benefício.

E. QUALIDADE DO GÁS NATURAL

A disponibilização das caraterísticas do GN pelo GTG do SNGN parece adequada. No entanto considera o CT:

1) A data de 31 de julho para os dados do ano anterior parece tardia, pelo que o seu estabelecimento deveria ser clarificado, ou considerada a sua antecipação;

2) Não resulta clara a discriminação da publicação dos dados, que o CT admite vir a ser diária.

F. ERROS MÁXIMOS ADMISSÍVEIS NOS CONTADORES

1) O CT concorda com a proposta da ERSE, de adoção de soluções tecnológicas com classe de precisão superior.

2) Igualmente o CT recomenda que sejam adotadas soluções comercialmente já disponíveis, numa lógica de custo benefício.

G. MEDIÇÃO DE VOLUMES - CORREÇÃO POR TEMPERATURA E CONVERSÃO PARA ENERGIA

1) A proposta de que a correção por temperatura passe a ser diferenciada por ORD, considerando as temperaturas médias das capitais de distrito[183] parece adequada. No entanto, a proposta refere "*como metodologia de cálculo a média anual das temperaturas médias mensais*". Este algoritmo deve ser melhorado, utilizando a média ponderada pelos consumos dos escalões onde é aplicável o fator de conversão, uma vez que os maiores consumos são registados nas épocas frias

2) Em contrapartida, no que respeita à aplicação de PCS único [184], definido anualmente pela ERSE com base nos valores verificados nos anos anteriores, a aplicar aos clientes com medição não diária, no atual contexto regulatório criado pela entrada em vigor do Código de Rede de Compensação em outubro de 2016, o considera CT a proposta excessivamente simplista.

3) O CT entende que esta alteração configura um retrocesso face à prática vigente em que o sistema utiliza valores diários do PCS.

4) A metodologia de construção dos balanços e repartições dos agentes de mercado realizada pelos operadores de redes baseia-se na energia veiculada por conta destes, com base nos valores diários reais.

5) O CT considera que as implicações desta opção são potencialmente negativas, recomendando a sua não adoção.

H. PCS A APLICAR EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO ABASTECIDAS POR UAG

1) O CT entende que a natureza particular das UAG possa justificar um tratamento diferenciado no que respeita ao PCS a aplicar na determinação das repartições nas redes de distribuição a montante destas e cálculo dos consumos.

2) Importa, no entanto, clarificar, dado ser o próprio operador a realizar o cálculo do PCS a aplicar, como serão monitorizados os valores aplicados, considerando a complexidade do cálculo (existências inicial/final, períodos entre cargas, diferentes perfis de emissões por agente de mercado).

3) O CT nota que a ERSE propôs um procedimento de simplificação e uniformização no conjunto da RNDGN (sem prejuízo das reservas colocada no ponto anterior), enquanto que para o mesmo parâmetro (determinação do PCS) o processo a aplicar em UAGs é, consideravelmente, complexificado;

4) Pelas considerações anteriores entende o CT que esta proposta não deve adotada.

I. ACERTOS DE ERROS EM SITUAÇÃO DE CARTEIRAS FECHADAS (>6 MESES)

1) Esta possibilidade apenas ocorrerá em situações de impacto significativo, e após aprovação da ERSE, o que parece adequado.

2) Entende o CT que deverá ser clarificado como será alocado gás em falta/excesso pelos agentes de mercado afetados pela correção.

[183] No caso da Sonorgás, será considerada a temperatura apurada para a Duriensegás, pela proximidade geográfica.

[184] Pág. 16 e figura 17 da proposta.

J. PROCEDIMENTOS EM SITUAÇÃO DE FRAUDE

1) O CT considera relevante que a inclusão de regulamentação relativa ao procedimento de fraude no SNGN, uma vez que estas práticas, para além das consequentes questões de responsabilidade civil e penal, colocam em risco a segurança de pessoas e bens.

2) No entanto, o CT entende que a ocorrência e eventual apuramento de responsabilidades por procedimentos fraudulentos nos contadores, para além de lesar os ORD e comercializadores, lesa igualmente, de forma grave, os direitos daqueles consumidores a quem são imputadas responsabilidades decorrentes de viciação de instrumentos de medição, que não conheciam nem podiam conhecer e não autorizaram, sendo necessário conferir-lhes um conjunto de mecanismos de defesa, adequados e proporcionais aos interesses em causa e fundamentais ao equilíbrio contratual.

3) O prazo de prescrição de 36 meses proposto, sendo definido com base nos prazos de prescrição do Código Civil parece adequado à gravidade da situação. No entanto, nas situações em que o titular do contrato não seja comprovadamente o autor do procedimento fraudulento, ou por ele responsável, entende o CT, que o prazo máximo para efeitos de apuramento de consumos não deverá exceder o prazo de 6 meses, a contar da última leitura real registada.

4) Quanto às situações em que o infrator seja inequivocamente identificado, regista o CT a proposta de que os procedimentos para alocação do gás natural associado a consumo fraudulento sejam idênticas às correções de dados definitivos.

5) Considera ainda o CT que, relativamente às situações em que o titular do contrato não seja comprovadamente o autor do procedimento fraudulento, ou por ele responsável, ao consumo a apurar não deverá ser adicionado o desvio padrão, pois nestas situações, o consumidor não deverá ser penalizado, devendo estar apenas sujeito ao pagamento do gás natural consumido associado ao procedimento fraudulento.

K. DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS

1) A metodologia de disponibilização sequencial de consumos discriminados agregados durante 6 meses, até à consolidação dos consumos agregados definitivos, deverá permitir aos agentes de mercado ir conhecendo os consumos da sua carteira, limitando os acertos/compensações a realizar, por conta de períodos mais antigos.

2) No entanto, recomenda o CT que na emissão das repartições mensais corrigidas, dado as mesmas acabarem por impactar os ajustes no balanço da RNTGN, estas correções sejam apresentadas discriminadas pelo período a que dizem respeito e não de forma agregada sobre os meses em que a repartição incide.

L. ENTIDADES DESTINATÁRIAS E CONTEÚDOS DOS FLUXOS DE INFORMAÇÃO

1) A proposta do GMLDD que consagra a agregação das Repartições no balanço do agente de mercado que contratou adesão à gestão técnica global, parece adequada quanto à emissão do Balanço da RNTGN, no sentido de que tal corresponde a simplificação de processos para os grupos empresariais que optem por operações com comercializadores distintos em operações grossistas e retalhistas.

2) Sem prejuízo do anterior e, naturalmente considerando que caberá aos grupos a identificação dos consumos a agregar e que empresas estão associadas, recomenda-se que seja estabelecida a obrigação dos ORD de, nestes casos de agregação, disponibilizar aos interessados as Repartições separadas pelos diferentes comercializadores para efeitos de registo e transparência.

3) Em contrapartida, parece menos adequada a agregação na carteira do CURG dos consumos associados aos diferentes CURR, recomendando-se a sua publicação desagregada, mesmo ao nível de balanço na

RNTGN. Por um lado, nota-se que nem todos os CURRs pertencem ao mesmo grupo empresarial; por outro, sendo a zona de atuação de cada CURR limitada em exclusivo a uma área de Distribuição, esta publicação separada não obrigará a desenvolvimentos específicos, resultando diretamente do processo de repartição realizado pelo ORD respetivo.

4) Deste modo, recomenda-se que para os CURR seja o próprio GTG a disponibilizar os valores por empresa, para clarificação e transparência dos volumes ainda comercializados em condições estritamente reguladas (tarifas transitórias).

5) O CT reconhece a vantagem da existência de um único meio para disponibilização de informação desta natureza (balanços e repartições), face à multiplicidade de agentes neste setor.

6) O CT recomenda o estudo de uma solução privilegiando a eficiência de utilização de meios e a simplificação dos processos operacionais.

M. MECANISMO DE ACERTO DE CONSUMOS

A proposta constante do GLMDD, que consagra o fim do acerto nas carteiras dos CURR das diferenças observadas entre as entregas na GRMS e a previsão dos consumos não diários é adequada, permitindo ultrapassar uma situação há muito identificada como originadora de incorreções nas repartições, pelo elevado peso deste segmento na carteira dos CURR.

N. INDICADORES DE ATIVIDADE DA APLICAÇÃO DO GMLDD

1) O CT considera naturalmente adequada esta sistematização da aplicação do GMLDD, nomeadamente em termos de monitorização da qualidade dos serviços associados, recomendando uma reverificação dos indicadores listados na tabela 1, dado da mesma constarem dados já hoje reportados pelas empresas, nomeadamente em sede de RQS e RT (por ex. número de instalações ligadas às redes, periodicidade de leituras).

2) De modo a evitar-se duplicação de tarefas, recomenda-se a definição de quadro único de reporte das empresas reguladas à ERSE.

III
CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que, na proposta apresentada pela ERSE deverão ser tidas em conta as recomendações constantes deste parecer.

Aprovado em 23 de junho de 2017.

◆ Revisão do Regulamento Tarifário do setor do gás natural ◆

Os estatutos da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, revistos pelo Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro, dispõem sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (doravante abreviado CT): "(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços"[185].

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: "(…) emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços", parecer este que é aprovado por maioria, não tem carácter vinculativo e deve ser emitido no prazo máximo de 30 dias após a receção da proposta.

O Conselho de Administração da ERSE entregou ao CT uma proposta de "*Revisão do Regulamento Tarifário do Setor do Gás Natural*", solicitando parecer sobre a mesma.

Posto o que, nos termos do n.º 3 do artigo 147.º do Regulamento Tarifário (RT), conjugado com o n.º 1 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro, a Secção do Setor do Gás Natural do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I
GENERALIDADE

1) PARCELA II DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA (UGS)

a) Com a revisão do Regulamento Tarifário (RT) ocorrida em fevereiro de 2010, foi criada uma nova parcela da tarifa de UGS, designada por parcela II, que visa devolver/recuperar os desvios extraordinários de custos de aquisição de gás natural incorridos pelos comercializadores de ultimo recurso, transferidos para a tarifa de UGS, no âmbito da sustentabilidade do mercado livre e do mercado regulado, e que não se aplica aos fornecimentos às centrais de produção de energia elétrica em regime ordinário.

b) A parcela II apresenta dois preços distintos, que refletem a repercussão tarifária de dois conjuntos diferentes dos desvios referidos: desvios associados à atividade de compra e venda de gás natural a clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m^3 e os desvios associados à atividade de compra e venda de gás natural a clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m^3.

c) O regime da Contribuição Extraordinária sobre o Setor Energético (CESE)[186] prevê, no artigo 11.º, n.º 4, que a parcela da receita da CESE que incide sobre o valor económico equivalente dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de "*take-or-pay*", bem como sobre o excedente apurado para o valor económico destes contratos, seja totalmente afeta à minimização dos encargos do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN), devendo o Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético (FSSSE) definir a respetiva periodicidade e prever mecanismos para abater o montante das respetivas cobranças que daí resultem na tarifa de Uso Global do Sistema (UGS), excluindo as tarifas que se aplicam aos centros electroprodutores.

d) O CT considera que, sendo esta tarifa um meio de devolver/recuperar os desvios extraordinários de anos anteriores de custos de aquisição de gás natural, deve ser construída de modo a não gerar défices e para que tal aconteça a verba do FSSSE deve corresponder a movimentos financeiros efetivamente

[185] Cf. artigo 48.º do Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro.

[186] O regime da CESE foi aprovado pelo artigo 228.º da Lei n.º 83.º-C/2013, de 31 de dezembro, e conta com as alterações da Lei n.º 82-B/2014, de 31 de dezembro, Lei n.º 33/2015, de 27 de abril, e Lei n.º 42/2016, de 28 dezembro.

ocorridos para o Operador da Rede de Transporte (ORT), de modo a que a ERSE possa adequadamente incorporar as verbas recebidas no cálculo dos proveitos permitidos a recuperar por esta tarifa.

e) O facto de serem previstos nos proveitos a recuperar pelas tarifas potenciais transferências para o SNGN, poderá gerar défices caso estas não ocorram pondo em causa a sustentabilidade do SNGN.

f) Na alteração agora proposta, (consequência das medidas legislativas associadas ao FSSSE), a tarifa UGS do ORT e, em particular por decisão da ERSE a sua parcela II (tarifa UGS-II), passa a constituir um meio de redistribuição pelos diferentes níveis de consumo, das verbas que resultem da transferência desse fundo.

g) Sendo a parcela II um meio de assegurar a atribuição de encargos de consumo, passados ou futuros, com reflexo exclusivo nos clientes finais, considera o CT que esta tarifa deve ser aplicada diretamente pelos operadores de rede em que os consumos se verificam, evitando-se uma tarifação em cascata entre operadores, o que prejudica o rastreio e transparência dos fluxos financeiros no SNGN.

h) Assim, o CT recomenda que as transferências do FSSSE sejam diretamente realizadas para os operadores de rede a que os clientes finais estão ligados e incorporadas na parcela II das tarifas UGS_{ORD} e UGS_{ORT} já previstas no atual regulamento tarifário.

i) Desta forma, o CT considera que a introdução da parcela "MSS - Mecanismo de Sustentabilidade do SNGN" nas fórmulas do Regulamento Tarifário deve ser estendida a todos os operadores de rede, na componente que lhes é aplicável, para acomodar as verbas transferidas.

j) Adicionalmente, considera o CT que esta tarifa UGS-II, pela sua natureza, deve ser dedicada exclusivamente ao ajustamento e compensação de custos de aquisição de GN no âmbito dos CURSI permitindo assim a identificação clara deste efeito.

2) SUBREGULAMENTAÇÃO

a) O CT regista a proposta de revisão do RT, com a incorporação das transferências do FSSSE, no cálculo da recuperação dos proveitos permitidos, a realizar pela tarifa UGS-II, comentados em ponto particular deste parecer.

b) Sem prejuízo da alínea anterior, o CT relembra o parecer emitido em fevereiro de 2016, relativo à proposta de revisão ordinária do RT, em que se instou a ERSE em prosseguir com a revisão da Subregulamentação, considerando quer a necessária incorporação das Diretivas Europeias na regulamentação nacional, quer os desenvolvimentos tornados necessários pela liberalização do mercado de gás natural.

c) Sendo certo que se observou a revisão do Manual de Procedimentos de Gestão Técnica do Sistema (aprovado pela Diretiva da ERSE n.º 18/2016) e, mais recentemente, a consulta pública para a revisão do Manual de Procedimentos de Acesso às Infraestruturas, nota-se a premente necessidade de atualização de outros instrumentos regulatórios, nomeadamente o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados, as Condições Gerais de Acesso às Infraestruturas e a subregulamentação de ligação às redes, bem como as atualizações tornadas necessárias pelos desenvolvimentos associados à concretização do MIBGAS. Deste modo, o CT recomenda a tempestiva apresentação das respetivas propostas de alteração para análise com os *stakeholders* do SNGN.

3) OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR (OLMC)

a) Nos termos Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, que alocou as responsabilidades da gestão do processo de mudança de comercializador à ADENE, quer para o SEN, quer para o SNGN, a ERSE deve "elaborar e aprovar mecanismos e procedimentos de mudança de comercializador, bem como a sua monitorização e supervisão de aplicação" (cf. n.º 4 do Art.º 7.º do mesmo diploma).

b) A ERSE deverá, nos termos das suas competências, monitorizar as alterações que estão em curso relativamente à atividade e constituição de OLMC, tendo em conta o vasto conjunto de funções que foram atribuídos a este operador, nos termos do Art.º 3.º do mesmo diploma;

c) Dada a relevância desta alteração legislativa e a necessidade de garantir uma transição adequada do modelo atual, em que estes serviços são prestados pela REN-Gasodutos (SNGN) e EDP-Distribuição (SEN), o CT insta a ERSE a avançar com as necessárias propostas quanto ao modus operandi, que deveriam ser objeto de consulta pública, de modo a permitir o cumprimento dos calendários desejados.

d) O CT alerta também para a necessidade da atividade de OLMC não vira agravar os custos das tarifas de GN para os clientes finais, pelo que importa que a ERSE esclareça o modelo de financiamento do novo OLMC, e promova a sua monitorização de forma a torná-lo transparente para todos os intervenientes do SNGN.

e) Adicionalmente, o CT nota que no RT são referidos os custos do OLIVIC no n.º 3 do artigo 77.º a recuperar através da parcela I da UGS e no n.º 12 do mesmo artigo, a recuperar através da parcela II da UGS. O CT recomenda a integração destas parcelas numa tarifa independente única, de forma a permitir monitorizar de forma transparente eventuais custos desta entidade que venham a ser recuperados através das tarifas do SNGN,

f) Finalmente, sem prejuízo da independência e competências específicas das Secções do Gás Natural e da Eletricidade do CT, a seção do GN permite-se recomendar que o anteriormente expresso seja igualmente considerado a *simile* na revisão similar que venha a ocorrer na regulamentação do SEN.

4) TARIFA OPCIONAL MP (DESCONTO TARIFA MP-AP)

a) O CT regista positivamente a alteração agora aprovada pela ERSE, em linha com a recente recomendação do próprio CT, que permitirá que os clientes passem a ser elegíveis para este desconto MP-AP, independentemente da pressão física da sua ligação à rede;

b) O CT relembra a posição que tem consistentemente defendido de promoção da competitividade tarifária para os clientes industriais, pela sua relevância em termos de desenvolvimento económico e criação de emprego;

c) Neste sentido, a criação de limitações à obtenção deste desconto, por motivo de decisões históricas quanto à pressão de ligação às instalações, tomadas então numa lógica de otimização dos custos de construção de rede, resultava desajustada, sendo agora adequadamente corrigida;

d) Sem prejuízo do anterior, o CT nota os comentários específicos constantes do parecer sobre a proposta de "Tarifas e preços para o ano gás 2017-2018" nesta data submetido ao CA da ERSE;

e) Finalmente, o CT não pode deixar de reiterar, como já recomendado, em pareceres anteriores, que futuramente seja encontrada uma solução de progressividade tarifária que permita assegurar uma transição contínua entre níveis tarifários, evitando-se diferenças entre consumos semelhantes que levantarão sempre a questão da definição da fronteira.

II
ESPECIALIDADE

1. Considerando o recomendado nos pontos anteriores deste parecer, as componentes $MSS_{UGS2<,t}$ e $MSS_{UGS2>,t}$ deverão ter as seguintes definições:

$MSS_{UGS2<,t}$ Medidas de sustentabilidade do SNGN, a repercutir na parcela II< da tarifa de uso global do sistema do operador da rede de transporte, transferidos para o ORT até 31 de março do ano s

$MSS_{UGS2>,t}$ Medidas de sustentabilidade do SNGN, a repercutir na parcela II> da tarifa de uso global do sistema do operador da rede de transporte, transferidos para o ORT até 31 de março do ano s

2. As alterações propostas nos n.os 13 a 15 do artigo 77.º por simplificação, introduziram uma nova componente UGS2<>. Porém, com vista a uma maior transparência no cálculo destas componentes, o CT recomenda a desagregação do seu apuramento nas habituais UGS2> e UGS2<.

3. Tendo em conta o referido no ponto 1.1 deste parecer, o artigo 80.º do RT, relativo aos proveitos a recuperar pelos ORDs por aplicação da tarifa de uso global do sistema, deve ser alterado em conformidade, incorporando a parcela referente ao contributo das medidas de sustentabilidade do SNGN na formulação da UGS.

4. Por fim o CT sugere a alteração do artigo 77.º do RT, proveitos da atividade de gestão técnica global do SNGN que contemple a recomendação do ponto I.3, quanto aos proveitos permitidos do OLMC.

III- CONCLUSÃO

O Conselho Tarifário considera que a proposta de "Revisão do Regulamento Tarifário do Setor do Gás Natural" que lhe foi apresentada pela ERSE deverá ser complementada de acordo com os comentários e recomendações constantes do presente parecer.

Aprovado em 15 de maio de 2017.

◆ Alteração do Manual de Procedimentos do Acesso às Infraestruturas do SNGN ◆ [Consulta Pública n.º 58]

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho "(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços"[187].

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural -emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário o documento contendo a "*Alteração do Manual de Procedimentos do Acesso às Infraestruturas do SNGN*", cabendo ao CT emitir parecer até 24 março de 2017.

No decurso dos trabalhos foram efetuadas ao CT duas apresentações do mesmo, respetivamente ORD (EDPD) e ERSE.

Posto o que, a Secção do Setor Gás Natural do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I
GENERALIDADE

1. Após a revisão do Regulamento de Acesso às Redes, Infraestruturas e Interligações (RARII) que decorreu entre 18 de dezembro de 2015 e abril de 2016, e que veio consagrar a aplicação do Regulamento (UE) n.º 984/2013 da Comissão, de 14 de outubro, a presente proposta de revisão do Manual de Procedimentos do Acesso às Infraestruturas (MPAI) tem como objetivo a operacionalização integral de um conjunto de novas disposições adotadas no referido regulamento.
2. São também propostas alterações que visam a introdução das normas consagradas no Regulamento (CE) n.º 715/2009, do Parlamento e do Conselho, de 13 de junho.
3. A proposta apresentada tem como principais alterações:
   a. A implementação de produtos de capacidade na RNTGN, no horizonte intradiário;
   b. A implementação de produtos de capacidade diários na infraestrutura de armazenamento subterrâneo de gás natural;
   c. A implementação de mecanismos de gestão de congestionamentos nas interligações, nomeadamente o mecanismo de cedência de capacidade, aos produtos de maturidade mensal.
   d. Um novo modelo de mecanismo de atribuição de capacidade no terminal de GNL, que procura um sistema mais flexível que melhor se ajuste às necessidades dos agentes de mercado de menor expressão no SNGN.
4. Outra alteração importante está relacionada com a operacionalização do MIBGAS, mais especificamente a possibilidade de implementação de um mecanismo implícito de atribuição de capacidade no ponto virtual de interligação (VIP – *Virtual Interconnection Point*).
5. São assim apresentadas alterações aos procedimentos do MPAI, das quais se destacam as alterações ao procedimento n.º 4, n.º 6, n.º 11 e n.º 13 e as inovações introduzidas no procedimento n.º 5.

[187] Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

II
ESPECIALIDADE

1. MECANISMO DE ATRIBUIÇÃO DE CAPACIDADE NOS TERMINAIS DE GNL

A. CONSIDERAÇÕES GERAIS

1) O CT considera que uma das mais importantes alterações do MPAI se prende com a intenção de atribuir ao terminal de GNL uma nova dinâmica no que respeita à utilização da sua capacidade de armazenamento e processo de regaseificação para abastecimento regular do mercado, que correspondem igualmente às atividades mais relevantes na recuperação dos proveitos permitidos desta infraestrutura.

2) Para o CT a proposta de criação de um novo mecanismo tem o mérito, primeiramente, de permitir doravante a coexistência de dois modelos de acesso: o modelo existente que continuará disponível para ser utilizado e um novo modelo que pressupõe uma alternativa para fazer face às necessidades dos agentes de mercado para o abastecimento da sua carteira de clientes numa base regular de regaseificação mais prolongada no tempo.

3) Embora o mecanismo considere que os dois regimes de acesso irão coexistir, para o CT o documento não permite concluir de que forma se concretizará a sua articulação de modo a assegurar a sua independência operacional, nomeadamente, no que respeita às existências de GN de cada um dos agentes nos dois regimes.

4) O CT pressupõe que será salvaguardada a utilização do terminal, sem restrições adicionais significativas às que hoje podem verificar-se no atual processo de acesso, quando ocorram situações de coincidência de solicitação de acesso pelos agentes de mercado.

5) O CT reconhece que o acesso ao mecanismo de continuidade é voluntário. Para o efeito, o agente de mercado deverá indicar ao Operador do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação (OTRAR), no momento da programação dos navios para entrega no terminal, o seu interesse na adesão ao mecanismo de continuidade. Estes navios passarão a incorporar o Plano Anual de Navios (PNAV) que considera também os navios dos restantes agentes e regimes de acesso, sendo todos eles tratados numa base não discriminatória. Como resultado desta adesão ao mecanismo, o agente de mercado fica automaticamente vinculado às atribuições e obrigações decorrentes da mesma, nomeadamente a obrigação de levantamentos uniformes e regulares de GNL, nos termos do mecanismo de continuidade.

6) O CT realça que o MPAI não refere ainda, de forma explícita, as medidas que visem a penalização dos agentes de mercado que aderindo ao mecanismo, venham a incumprir as regras definidas, nomeadamente, aquelas que se prendem com o planeamento de navios. Nota-se que no caso de atrasos significativos nas datas de chegada de navios, o OTRAR em coordenação com o GTG, solicitará quando necessário aos agentes incumpridores a elaboração de um Programa de Reposição de Quantidades (PRQ).

7) O CT entende que no quadro da gestão destes riscos, a ERSE deverá prever um sistema de reposição de quantidades com recurso a um mecanismo de mercado, à semelhança do que já hoje está previsto na rede de transporte à luz das recomendações dos regulamentos europeus, sendo de considerar medidas proporcionais à dimensão dos volumes a repor em caso de atraso do abastecimento ao terminal para o cumprimento das obrigações do agente em causa.

8) Neste sentido, o CT considera primordial a definição de um sistema de garantias a prestar pelos agentes que adiram ao mecanismo, nomeadamente para fazer face a eventuais incumprimentos quer para entregas de GNL quer para entregas de GN no sistema nacional tendo em consideração as obrigações atuais de compensação de rede que podem induzir problemas de índole semelhante.

9) O CT considera igualmente que deverão ser clarificados os mecanismos de mercado que permitirão ao OTRAR/GTG fazer face a estas situações, nomeadamente, com recurso aos mecanismos já existentes na rede de transporte para o abastecimento do SNGN, não podendo os restantes *stakeholders* do SNGN (consumidores, operadores e agentes de mercado) assumir custos por incumprimento de terceiros, devendo ser assegurado que o incumpridor pagará o custo das suas ações,

10) No entendimento anterior, o CT considera que a capacidade financeira dos agentes que operam no mercado nacional deverá ser verificada pela entidade emissora das licenças de comercialização, e encontrados os meios para garantir que possuem as condições para atuar no mercado, responsabilizando-se pelas suas ações enquanto agentes do SNGN e em particular quando aderentes ao presente Mecanismo.

B. CUSTOS TARIFÁRIOS

1) O CT regista que a ERSE não fez acompanhar a apresentação deste Mecanismo com uma análise dos respetivos custos e benefícios esperados decorrentes da sua aplicação o que constituiria um elemento essencial na análise deste Conselho.

2) O regista, contudo, que o mecanismo proposto assenta no pressuposto de uma maior utilização das infraestruturas, por via da criação de condições de acesso mais efetivas para os agentes de mercado e consequentemente, com redução dos custos unitários.

3) Paralelamente, o CT considera que os documentos não incluem qualquer referência a eventuais alterações à estrutura e níveis tarifários decorrentes da coexistência dos 2 mecanismos de utilização do terminal.

4) O CT recomenda assim, que previamente à implementação do mecanismo, sejam explicitados os custos associados e as tarifas a aplicar.

C. RISCO DE PREÇO DO GN

1) É reconhecida a variabilidade de preço no GN ao longo do ano. A proposta refere que será privilegiada a distribuição das cargas de modo uniforme ao longo do período de referência. Tendo em conta que ao longo do referido período poderão existir variações de preços do GN, o CT entende que a proposta deve incluir disposições que previnam a existência de risco de preço sobre outros agentes por falha de abastecimento, uma vez que a regaseificação (consumo) é uniforme no período, o que será especialmente relevante em períodos de referência mais alargados.

2) Neste quadro, o CT insta a ERSE que dedique uma atenção específica para esta questão, em particular, no sentido de prevenir a indução de problemas de abastecimento por decisões pontuais dos agentes.

D. ADESÃO VOLUNTÁRIA

1) Para o CT importa clarificar o que o MPAI considera como "gestão conjunta dos volumes armazenados" e de que forma serão tratadas as existências dos agentes de mercado que não adiram ao Mecanismo.

2) O CT entende que a opção pela não adesão deverá assegurar, como hoje, que os agentes de mercado que subscrevam os produtos tarifários base sejam os únicos proprietários do seu CNL, com todos os direitos e deveres associados, nomeadamente: propriedade e livre utilização, capacidades de armazenamento e regaseificação contratadas, tarifas aplicáveis, bem como existências e emissão mínimas.

E. REPORTES OBRIGATÓRIOS

1) Relativamente às questões associadas à "gestão conjunta dos volumes" dos agentes aderentes ao Mecanismo, o CT considera que deve também ser clarificada a sua aplicação no que respeita aos

reportes obrigatórios a que os agentes de mercado estão sujeitos, em particular, pela sua relevância, os associados ao nível das reservas de segurança e REMIT-

2) Para o cumprimento destas obrigações legais terá particular relevância a questão de propriedade do gás, sendo necessário clarificar como poderão os agentes assegurar tais obrigações.

2. MERCADO ORGANIZADO EM PORTUGAL E MIBGÁS

1) A concretização do mercado organizado em Portugal e MIBGÁS é uma aspiração que importa reforçar, aliás na senda do que já foi referido neste Conselho em anteriores pareceres. Entende o CT que o desenvolvimento do MIBGAS é fundamental para garantir um mercado competitivo, que promova a concorrência entre agentes e que aumente a transparência do SNGN.

2) AERSE continua a definir regras complementares à existência do mercado organizado em Portugal, designadamente para a existência de capacidade implícita na interligação entre Espanha e Portugal, ou em produtos de curto prazo, sem que seja claramente definida data para a implementação do mercado em Portugal.

3) Realça o CT que continuamos a usar a legislação europeia para justificar um conjunto de alterações no SNGN, não cumprindo por outro lado as exigências também impostas por esta legislação, no sentido da criação do mercado organizado em Portugal e MIBGÁS.

4) Como o CT tem feito referência, o MIBGAS é fundamental para o funcionamento integral do setor de acordo com as regras do Código Europeu de Balanço, sendo que se entende que a ERSE deveria assumir uma posição proativa neste processo e assegurar a coordenação com as entidades governamentais responsáveis, no sentido de promover com os diversos *stakeholders*, os procedimentos necessários para a implementação deste desiderato.

5) Esta proposta de alteração do MPAI, em especial, apresenta mecanismos adicionais, designadamente o mecanismo de atribuição de capacidades nos terminais de GNL (mecanismo de continuidade) assentando em grande parte no pressuposto, ainda inexistente, de um mercado organizado em pleno funcionamento. Na realidade, impõem-se alterações estruturais que têm sido tratadas como peças avulsas e adicionais, mas que são necessárias ao funcionamento tanto do mercado organizado como do Código Europeu de Balanço.

6) Fica assim mais um alerta neste parecer, na certeza de que as entidades competentes, nomeadamente a ERSE, compreenderão a importância e a necessidade de promover os passos necessários para completar o arranque efetivo do MIBGÁS.

3. IMPACTO ECONÓMICO DA REVISÃO DO MANUAL DE PROCEDIMENTOS DO ACESSO ÀS INFRAESTRUTURAS DO SNGN (MPAI-SNGN)

1) De acordo com o documento apresentado, as alterações propostas ao MPAI-SNGN, que decorrem de legislação comunitária, tendencialmente, não deverão ter impacto negativo nas tarifas suportadas pelos consumidores.

2) O CT reconhece que a proposta de alteração ao mecanismo de atribuição de capacidade no TGNL pode promover um aumento da utilização do mesmo, com incremento da sua eficiência e ajustamento às necessidades dos agentes de mercado. O CT considera que tal alteração poderá ser vantajosa para os consumidores nacionais que suportam, nas tarifas reguladas, o custo de operação desta infraestrutura de interesse nacional.

3) Se a intenção de revisão do MPAI é positiva, importa garantir que o aumento de eficiência esperada conduza à redução dos custos incorporados nas tarifas suportadas pelos consumidores, bem como ao

aumento da competitividade do mercado, o que deveria traduzir-se na redução do preço final do gás natural ao consumidor.

4) As tarifas reguladas de acesso às redes, suportadas por todos os consumidores, incluem os custos das infraestruturas de gás natural, das quais o TGNL é parte integrante. Importa por isso conhecer:

   (i) os custos que serão acrescentados ao sistema pela implementação deste novo mecanismo de flexibilidade do TGNL;

   (ii) as receitas que serão incrementadas ao sistema pelo aumento dos volumes de GN movimentados no TGNL.

5) O CT realça ser da maior importância que a melhoria da eficiência dos agentes seja resultado do previsível aumento de volume movimentado de gás natural. Entende, por isso, o CT, que é fundamental que a ERSE implemente mecanismos de monitorização das operações no TGNL que garantam que o balanço entre custos acrescidos e receitas geradas resulte numa redução do custo global da infraestrutura suportado pelos consumidores através das tarifas de acesso às redes.

6) Por outro lado, acresce que o previsível aumento de volume movimentado deverá, no futuro, contribuir para uma efetiva operacionalização do MIBGAS e, assim, contribuir, para o aumento da competitividade dos agentes de mercado e, consequentemente, para a diminuição do preço suportado pelo consumidor final de GN em Portugal. Nestas condições, o CT recomenda que a ERSE implemente mecanismos de acompanhamento e monitorização do mercado que garantam que os ganhos de eficiência promovem uma efetiva melhoria da competitividade.

7) Sendo inerente a este mecanismo um previsível aumento do risco de incumprimento por parte dos agentes e da segurança de abastecimento, entende o CT que cabe à ERSE garantir a existência de mecanismos de cobertura de risco que garantam que os encargos que possam surgir não resultem em aumento dos custos suportados pelos consumidores.

8) Em suma, o CT considera importante que os previsíveis ganhos de competitividade atrás referidos, decorrentes das alterações em apreço, sejam partilhados por todos os consumidores, não deixando de impactar positivamente também na competitividade das empresas consumidoras portuguesas em geral.

III
CONCLUSÕES

1) O CT reconhece o mérito da apresentação de soluções inovadoras que procurem a otimização do acesso e da utilização das infraestruturas do SNGN. No entanto, o CT entende que a documentação disponibilizada nesta consulta não assegura ainda toda a informação necessária à completa avaliação do mecanismo de continuidade que permita uma esclarecida adesão ao mesmo por parte dos agentes a que se destina,

2) Assim, atendendo ao potencial interesse deste mecanismo, OCT recomenda à ERSE que aprofunde a caraterização das regras de funcionamento do acesso ao TGNL, num cenário de coexistência dos dois processos de acesso, com enfoque particular, no que concerne ao mecanismo de continuidade, nas matérias relativas à gestão conjunta de quantidades, sistema de garantias, risco de preço de gás natural e estrutura tarifária, que permitirão a sua mais correta avaliação em termos de custo-benefício para o SNGN-

3) Deste modo o CT recomenda a sua discussão e análise pelos diferentes *stakeholders* do SNGN, especialmente por parte dos agentes de mercado-

4) Em qualquer caso, OCT recomenda também que a aplicação deste novo mecanismo seja precedida por uma fase piloto, permitindo que a ERSE em diálogo com os agentes e os operadores, possa ajustar com celeridade as regras que se revelem, na prática, insuficientes.

IV
PARECER

Sem prejuízo das preocupações e recomendações supramencionadas o Conselho Tarifário considera que a proposta apresentada pela ERSE respeita os objetivos preconizados.

Aprovado em 22 de março de 2017.

[Parecer integral digitalizado]

3 PLANOS DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO

◆ Plano de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição de Gás Natural para o período 2019-2023 — PDIRD-GN 2018 ◆ [Consulta Pública n.º 69]

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho "(…) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*" [188].

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário a proposta de "*Plano de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição de Gás Natural para o período 2019-2023 — PDIRD-GN 2018*", cabendo ao CT emitir parecer até 28 de janeiro de 2019.

No decurso dos trabalhos foram efetuadas ao CT apresentações do mesmo, respetivamente pela ERSE e pelos Operadores de Rede de GN (ORDGN).

Posto o que, a Secção do Setor Gás Natural do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I
ENQUADRAMENTO E DESENVOLVIMENTO DO PDIRD-GN

1. O Regulamento (CE) n.º 715/2009 do Parlamento e do Conselho Europeu reforça a necessidade de coerência de uma estratégia comum entre os estados membros, no que diz respeito à elaboração, acompanhamento e monitorização dos planos de investimento dos Operadores de Rede de Transporte (ORT) nacionais.
2. Acresce que o Decreto-Lei n.º 140/2006 de 26 de julho, na sua versão atual, refere que os planos de desenvolvimento e investimento nas redes de distribuição de gás natural são quinquenais e também sujeitos a um processo de apreciação e aprovação previsto no artigo 12.º-C do mesmo diploma.
3. Os operadores de rede de distribuição de gás natural apresentam as suas propostas de PDIRD-GN à DGEG até ao final de abril de cada ano par e esta entidade, por sua vez, pode solicitar alterações.
4. As propostas são posteriormente sujeitas ao parecer do operador da rede de transporte, enquanto gestor do sistema, e a parecer da ERSE, que previamente promove uma consulta pública.
5. Cabe ao membro do Governo responsável pela área da energia a decisão final relativamente à aprovação do PDIRD-GN, após receção da proposta acompanhada dos pareceres da ERSE e do operador da rede de transporte, bem como dos resultados da consulta pública.
6. O CT considera fundamental que o ciclo de planeamento funcione de forma otimizada, nomeadamente em matéria de custos, sendo relevante que as etapas acima descritas sejam sucessivamente cumpridas.
7. O CT realça que o PDIRD-GN 2018 é a terceira proposta apresentada nos termos da legislação em apreço, o que permite algum conhecimento histórico, e que relativamente às propostas anteriores não foi concluído o processo acima descrito, por falta de decisão quanto à aprovação dos planos.

[188] Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

8. Finalmente há ainda a realçar os compromissos europeus e globais de descarbonização, o que deverá implicar uma análise responsável dos investimentos em novas infraestruturas de modo a permitir a assunção transparente de responsabilidades e custos para o setor energético no médio/longo prazo.

9. Assim, o CT valoriza positivamente que a ERSE tenha desde já incluído uma abordagem sobre os cenários de procura energética, em especial do gás natural que consta do Roteiro da Neutralidade Carbónica, ainda em processo de consulta pública.

II
GENERALIDADE

A. PARECER ERSE AO PDIRD-GN 2017-2021

1. Em julho de 2017, nos termos dos n.os 6 e 7 do artigo 12.º-C do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei nº 231/2012, de 26 de outubro, a ERSE emitiu um parecer sobre as onze propostas relativas aos Planos de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição para o período de 2017 a 2021 (PDIRD-GN 2017-2021).

2. Nas conclusões produzidas, a ERSE apresentou um conjunto de razões justificativas da não oposição a uma aprovação por parte do concedente das propostas de PDIRD-GN 2017-2021, designadamente:

   a. O impacto tarifário tendencialmente nulo das propostas, em especial se não fossem tidos em conta os 18 novos polos de licença de distribuição de gás já atribuídos à Sonorgás e, por isso, não sujeitos a avaliação da ERSE;

   b. Os comentários globalmente positivos recebidos de todos os participantes na consulta pública promovida pela ERSE e a significativa melhoria da qualidade dos documentos comparativamente com as anteriores propostas de PDIRD-GN.

3. Não obstante, a ERSE considerou que o concedente deveria ponderar na sua tomada de decisão outros fatores, em especial os impactes económicos, sociais e de ordenamento do território subjacentes a estas propostas de PDIRD-GN.

B. PDIRD-GN 2019-2023 *VERSUS* PDIRD-GN 2017-2021

1. O CT congratula-se com o reforço da qualidade das propostas do PDIRD-GN 2018, em especial com o continuado esforço de homogeneização dos 11 planos dos ORD e com a compilação dos principais elementos dos planos num único documento por parte da ERSE.

2. É notório neste documento o prosseguimento do trabalho conjunto na definição de critérios e indicadores comuns a todos os planos dos ORD, indo ao encontro de uma das recomendações emitidas por este CT no parecer anterior.

3. O CT reforça novamente a importância da existência de *guidelines* transparentes e objetivas para a elaboração dos planos pelos vários ORD, para evitar dúvidas quanto ao conteúdo e quanto à forma de cálculo dos vários indicadores apresentados por cada ORD.

4. Não obstante, verificam-se melhorias nas propostas de PDIRD-GN 2018 no que diz respeito à seleção de investimentos, nomeadamente na maior preocupação na quantificação de benefícios, dando seguimento aos comentários da ERSE. Ainda assim, embora os ORD identifiquem os critérios de racionalidade económica utilizados, verifica-se o uso de metodologias com diferentes métricas (como TIR/ROR, TOTEX, VAL, indicadores por ponto de ligação adicional).

5. O CT reitera a recomendação de anteriores pareceres, relativa à importância dos investimentos apresentados nos planos dos vários ORD demonstrarem a sua vantagem para o SNGN, com base em

critérios conhecidos e objetivos claramente definidos, que tomem em consideração a estratégia nacional.

6. A compilação e análise comparativa e conjunta dos vários planos apresentados pelos ORL), feita pela ERSE, vai ao encontro das sugestões do CT, a saber:

   a. Apresenta de forma clara o montante dos investimentos deste plano, mostrando uma tendência de redução do TOTEX unitário por energia veiculada e ponto de abastecimento nas tarifas no horizonte dos planos;

   b. Permite apreender facilmente a diferente dimensão das várias redes e comparar indicadores de desempenho de forma harmonizada;

   c. Salienta a discriminação por tipo de investimento que cada ORD se propõe fazer;

   d. Apresenta, por fim, de forma clara uma análise de sensibilidade à variação da procura total e os impactes destes investimentos nas tarifas suportadas pelos consumidores.

III
ESPECIALIDADE

A. ENQUADRAMENTO DOS PLANOS DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

1. A quantidade de gás natural veiculado pelas redes de distribuição tem crescido, no seu total, desde 2015, mas ainda sem ter sido atingido o valor verificado em 2010.

2. Apesar deste prolongado período de não aumento dos consumos face a 2010, o número de pontos de abastecimento cresceu sempre, por força da continuação da penetração do gás natural como forma alternativa de energia nas áreas atribuídas das concessões e das licenças de distribuição de gás natural.

3. De acordo com a informação constante da proposta de PDIRD-GN 2018, o valor da taxa de crescimento do número de pontos de abastecimento tem sido superior ao da expansão das redes de distribuição de gás natural, o que confirma, no geral, a tendência de densificação na utilização da rede já existente.

4. Porém, constata-se que esta avaliação global reflete situações, estratégias e pressupostos da evolução da procura bem diversos por parte dos ORD nesta proposta de PDIRD-GN 2018:

   a. GGND (GALP Gás Natural Distribuição), tal como no plano anterior, opta claramente pela não extensão da rede e por uma maior saturação da existente, indicando incrementos moderados dos volumes de gás natural distribuídos.

   b. A Tagusgás opta agora por apresentar previsões de consumo conservadoras e por não considerar extensão da sua rede.

   c. Já a REN Portgás Distribuição dá continuidade ao plano anterior, propondo completar a cobertura do abastecimento de gás natural a todos os concelhos da sua concessão e, simultaneamente, aumentar em 25% a extensão da sua rede devido a conversões/reconversões de consumos de clientes domésticos e industriais, prevendo um significativo aumento do volume de gás natural distribuído.

   d. A Sonorgás, em linha com a sua proposta de PDIRDGN anterior, continua a concentrar claramente o seu esforço de investimento nos novos polos (18 novas licenças). Com estes novos polos estará previsto um crescimento de 168% em pontos de abastecimento e uma evolução dos níveis de consumo de 220% até 2023. A Sonorgás indica: "que atrairá consumidores que, atualmente são abastecidos em GPL e eletricidade para as suas necessidades de aquecimento".

5. O CT reitera, na avaliação deste Plano, aspetos essenciais do parecer emitido sobre o PDIRD-GN 2016, a saber:

   a. As previsões de consumo apresentadas por cada ORD devem assumir as evoluções históricas e as projeções de novas ligações justificáveis em cada área geográfica com base em estudos do mercado potencial.

   b. Os critérios de previsão da procura apresentados pelos ORD devem reger-se por critérios semelhantes e comparáveis, permitindo a agregação das previsões para realização de uma análise conjunta.

   c. Cada ORD deverá ser responsabilizado pelo rigor da sua previsão de consumo, quer para o consumo regular, quer para os novos pontos de consumo, devendo responder pelos desvios que não sejam imputáveis a alterações imprevistas na estrutura dos consumidores.

6. É agora proposto neste Plano um valor global para investimento de cerca de 306,5 milhões de euros, superior em cerca de 10% do valor previsto no PDIRD-GN 2016.

7. Este aumento do valor previsto deverá ser objeto de cuidada apreciação em função da defesa de sustentabilidade do setor de gás natural e da incerteza nas variáveis futuras da evolução do setor, tendo em conta o enquadramento ditado pelos objetivos e estratégias aprovadas pelo País ou em curso de discussão pública.

8. Este valor global para os investimentos a considerar no PDIRD-GN 2018 prevê um aumento face à previsão contida no Plano anterior, mas a sua avaliação deverá ter em consideração a evolução prevista para os consumos no período de vigência do Plano.

   De acordo com as análises disponibilizadas pela ERSE, contemplando 3 cenários, verifica-se que a incidência unitária nos proveitos dos ORD não sofrerá aumentos, com exceção da Sonorgás, cuja previsão de consumos é claramente superior ao cenário mais otimista previsto pela ERSE.

9. O CT congratula-se com o esforço demostrado por cada ORD na quantificação dos critérios de seleção e benefícios estimados dos investimentos apresentados nas propostas de PDIRD-GN 2018.

10. Finalmente, o CT não pode deixar de salientar que o rigor desta análise de enquadramento é muito prejudicado pela não aprovação dos Planos anteriores, com a consequente ausência de verificação da sua execução, mesmo que parcial, e, portanto, a ausência de monitorização: da execução; da incidência na eficiência do serviço, e na repercussão de custos nos consumidores.

B. *FOLLOW-UP* SEQUENCIAL DOS PDIRD-GN

1. O CT nota que os PDIRD-GN continuam a ser elaborados numa lógica temporal sequencial, em que sobre o plano anterior são adicionados os dois anos subsequentes ao período então abrangido, e retirados os dois primeiros anos do mesmo período. Assim, o PDIRD-GN em análise incide sobre o período 2019-2023, sendo sequencial ao anterior que abrangia o período 2017-2021.

2. No entanto, o CT considera importante que seja feita uma menção, a título informativo, de eventuais alterações aos pressupostos que estiveram na base de PDIRD-GN anteriores, nomeadamente no que se refere a critérios de previsão da evolução da procura e critérios de seleção e avaliação dos investimentos.

3. Tal como referido em parecer anterior, o CT considera que os documentos que instruem a Consulta Pública lançada pela ERSE seriam enriquecidos se fosse apresentado um capítulo de análise da execução física e financeira dos anos retirados do plano anterior, de forma a permitir avaliar o cumprimento dos objetivos propostos pelos operadores. Adicionalmente, esta avaliação permitiria

ainda aferir a coerência do novo PDIRD-GN face ao anterior, em termos de coerência geográfica e financeira, designadamente no que respeita aos três anos comuns aos dois planos consecutivos.

4. Sendo este PDIRD-GN o terceiro exercício de PDIR da distribuição de GN realizado de acordo com o atual quadro legislativo e regulatório, considera o CT que a ERSE dispunha já de informação relevante sobre grande parte do período inerente ao primeiro PDIRDGN realizado ao abrigo do atual enquadramento legislativo, relativo aos anos 20152019, que lhe teria permitido uma análise robusta e abrangente dos investimentos desde então realizados.

C. IMPACTES TARIFÁRIOS

1. O CT regista o cuidado da ERSE na avaliação dos impactes que as propostas do PDIRDGN poderão ter a nível tarifário.

2. O CT reitera o igualmente expresso em pareceres anteriores no sentido de que devem ser evitados aumentos das tarifas de acesso pela realização de investimentos que, no final, não aportem aumentos de consumo ao SNGN.

3. Sem prejuízo de reconhecer que o alargamento das redes de distribuição de GN a novas áreas pode representar uma melhoria da qualidade de vida das populações, o CT realça que um programa de investimentos que não seja geograficamente equilibrado entre ORDs poderá desvirtuar os objetivos subjacentes ao princípio da uniformidade tarifária nacional que tem sido aplicado pela ERSE e que, aliás, merece o acordo do CT.

4. A ERSE apresenta uma análise de sensibilidade baseada na comparação de vários cenários de procura, o que parece metodologicamente correto ao CT.

5. O CT realça em particular o "cenário zero", que analisa a realização dos investimentos previstos sem qualquer aumento de consumo, em que o GN adicional veiculado nas novas infraestruturas apenas reporia os consumos que naturalmente irão cessar nas redes existentes, nomeadamente pela substituição por outras energias.

6. Reconhecendo o caráter "limite" deste cenário, o CT não pode deixar de assinalar que, mesmo nesse caso, o impacte tarifário seria reduzido pelo efeito positivo que a progressiva amortização dos ativos existentes, com a correspondente redução no ativo remunerado, tem nas tarifas.

7. Em contrapartida, os outros cenários, que consideram um crescimento moderado dos consumos, indicam que os investimentos propostos cumprem o objetivo de não crescimento das tarifas de acesso.

8. O CT nota que o impacte moderado nas tarifas resulta do montante dos investimentos agora propostos no PDIRD-GN ser comparativamente reduzido face ao elevado montante do ativo remunerado da Distribuição, o que amortece o efeito na tarifa nacional, especialmente considerando a perequação que lhe está subjacente.

9. O CT considera assim que estas análises não se devem limitar ao efeito sobre o eventual impacto global nas tarifas, mas passar igualmente a considerar uma análise mais específica sobre os custos unitários dos investimentos, quando os mesmos puderem ser adequadamente comparados.

10. O CT recomenda assim que a ERSE complemente as análises apresentadas, de modo a também induzir um equilíbrio nos custos unitários de desenvolvimento das redes dos diferentes ORD.

IV
RECOMENDAÇÕES

Conforme anteriormente exposto sintetizam-se as recomendações do CT:

1. Os documentos que instruem a consulta pública serão valorizados se for apresentado um capítulo de análise da execução física e financeira dos dois anos passados retirados do plano anterior, o que permitirá aquilatar sobre o cumprimento dos objetivos propostos, bem como da lógica de construção do novo PDIRD-GN, em termos de coerência geográfica e financeira, nomeadamente nos três anos comuns aos dois planos.
2. Para tal, é igualmente relevante a tomada de posição em tempo útil e coordenada das entidades oficiais competentes, o que não se encontra suficientemente explicitado no documento em consulta, relativamente aos documentos sucessivamente apresentados pelos operadores. Tal visa garantir a consistência e a articulação na execução entre os planos de investimento dos operadores da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Abastecimento e Terminal de GNL (RNTIAT) e os planos dos ORD, e entre estes planos e o Relatório de Monitorização de Segurança do Abastecimento (RMSA).
3. Sem prejuízo da informação relevante aportada por cada ORD, deverá ser elaborado um guia de apresentação dos planos a apresentar aos ORD, que permita uma análise facilitada e uma comparabilidade mais clara das propostas, nomeadamente na identificação dos custos e benefícios associados aos investimentos propostos.
4. Adicionalmente, deverão ser utilizadas métricas comuns em análises de investimentos, garantindo a comparabilidade entre planos.
5. Os novos clientes deverão ser caracterizados por consumos médios, por todos os ORD.
6. Deverão ser incluídos mecanismos de responsabilização dos ORD pelas estimativas de consumo que apresentam, como forma de obviar a criação de cenários artificialmente otimistas que onerem o sistema e os consumidores.
7. Como refere o documento em consulta "*não é conhecida pela ERSE a aprovação das propostas de PDIRD-GN 2014 e PDIRD-GN 2016, nos termos da legislação em vigor e relativamente aos quais a ERSE apresentou pareceres respetivamente em 18 de junho de 2015 e em 20 de julho de 2017*".
8. O CT reitera a preocupação pela ausência de decisão pela tutela quanto aos planos de investimento apresentados.
9. A conclusão do processo dará segurança aos ORD para investir, aos consumidores que verão incorporados nas tarifas apenas os investimentos aprovados, e ao SNGN que verá assim garantida a continuidade da atividade, permitindo a monitorização de execução dos planos.

V
CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que as preocupações e recomendações constantes deste parecer deverão ser consideradas e incorporadas pela ERSE no seu parecer sobre o PDIRD GN 2019-2023.

Aprovado em 28 de janeiro de 2019.

[Parecer integral digitalizado]

◆ Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimentos e Investimento na RNTIAT para o período 2018-2027 — PDIRGN 2017 ◆ [Consulta Pública n.º 62]

Os estatutos da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, republicados pelo Decreto-Lei n.º 84/2013 de 25 de junho, dispõem sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (doravante abreviado CT): "(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços."[189]

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: "(…) emitir parecer (…) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços ", parecer este que é aprovado por maioria, não tem carácter vinculativo e deve ser emitido no prazo máximo de 30 dias após a receção da proposta.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT uma proposta *Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimentos e Investimento na RNTIAT para o Período 2018-2027 – PDIRGN 2017*, solicitando parecer sobre a mesma.

No decurso do período para emissão de parecer, foram efetuadas 2 apresentações do PDIRGN ao CT:

- Pela REN em 19 janeiro 2018;
- Pela ERSE em 30 janeiro 2018.

Posto o que, nos termos do nº 3 do artigo 147º do Regulamento Tarifário (RT), conjugado com o nº 1 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro, a Secção do Setor do Gás Natural do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I - GENERALIDADE

1. Apesar do aprofundamento do processo de análise estabelecido em legislação, que passa agora nomeadamente por Audições na Assembleia da Republica (AR), os PDIR - quer da RNTIAT, quer da RNDGN - continuam sem ver o processo concluído com decisão da tutela, o que retira significância às consultas.
2. A falta de definição não é apenas negativa em termos do planeamento energético de médio-longo prazo – reconhecidamente estratégico em termos nacionais – como prejudica o próprio ambiente para o investimento, pela incerteza criada.
3. Esta incerteza é ainda agravada pela insegurança jurídica criada pelas sucessivas alterações legislativas anunciadas (*eg*. condições de remuneração, enquadramento fiscal – CESE e TOS; financiamento da tarifa social).
4. O CT considera a separação efetuada pelo Operador da Rede de Transporte (ORT) entre projetos base e projetos complementares justificada pelas circunstâncias, salientando que:
   a. Projetos base – aqueles cuja decisão de realização compete à REN Gasodutos, em resultado da sua avaliação técnica dos ativos em serviço, bem como das condições, segurança e operacionalidade da rede existente;
   b. Projetos complementares – os que resultam da necessidade de criação das condições requeridas para o cumprimento das orientações de política energética, em linha com os compromissos assumidos pelo Estado concedente.

[189] Cf. artigo 48.º do Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho.

5. O CT salienta que o conjunto de projetos base apresentados obedece a dois critérios importantes:
   a. Controlar e medir com rigor para poder gerir bem e,
   b. Garantir a segurança e a operacionalidade das instalações existentes da RNTIAT.
6. O impacto tarifário reduzido da presente proposta, nos primeiros cinco anos do período em análise, resulta do facto de se considerarem apenas os projetos base. No entanto, este impacto poderá ser diferente se o ORT nomeadamente por decisão do concedente, tiver de implementar decisões de política energética traduzidas no desenvolvimento dos projetos complementares ou outros.
7. É importante também salientar que, se estas decisões futuras sobre os projetos complementares ocorrerem em datas diferentes das consideradas neste PDIRGN, os impactos tarifários nele identificados poderão resultar alterados. O atual nível de incerteza sobre as decisões de política energética associada aos projetos complementares em discussão neste PDIRGN, não permite uma avaliação definitiva do seu impacte tarifário, além do que já se encontra estabelecido no próprio PDIRGN e que pressupõe determinadas datas de entrada em exploração.
8. Assim, o CT recomenda que na ponderação sobre a decisão final de investimento destes projetos complementares, caso esta ocorra na vigência do presente PDIRGN, seja avaliada a sua repercussão tarifária de modo a permitir compreender o seu impacte, e que se assegure a prévia pronúncia por parte da ERSE.
9. O CT entende como fundamental para o futuro a existência prévia de um Plano Nacional de Energia e Clima, que permita:
   a. Realizar previsões de consumo menos voláteis;
   b. Planear investimentos de carácter estrutural das infraestruturas com base nas necessidades futuras;
   c. Garantir os investimentos necessários à segurança de abastecimento de GN em datas objetivas;
   d. Avaliar o grau de integração da infraestrutura no mercado único europeu de GN.

II - ESPECIALIDADE

1. AVALIAÇÃO DA PROPOSTA DO PDIRGN

a) O CT considera adequada a metodologia de organização da atual proposta de PDIRGN, sendo evidente o cuidado tido pela REN para acomodar as sugestões que, a ERSE e o CT apresentaram sobre a estrutura e conteúdo do anterior exercício de PDIRGN elaborado em 2015.

b) Das alterações introduzidas pela REN nesta proposta de PDIRGN o CT destaca a definição e análise de três cenários de procura, com maior aderência à realidade e incluindo um cenário mais conservador que simula a estagnação da procura, a análise mais detalhada dos projetos de investimento apresentados e do seu respetivo impacto tarifário, e a apresentação clara da análise custo-benefício efetuada para todos os projetos propostos.

c) O CT regista a opção da REN pela separação do conjunto de investimentos identificados para o horizonte em análise, período de 10 anos entre 2018 e 2027, entre projetos base, essencialmente relacionados com reposição e/ou manutenção de ativos, que deverão ser executados no mais curto prazo (próximos cinco anos) e projetos complementares, que dependem de opções de política energética e que, a serem executados, deverão ter início na segunda metade da década em análise.

d) Se, por um lado, o impacto tarifário associado aos projetos base, com um investimento de 44,95 milhões de euros, é reduzido, já o impacto associado aos designados projetos complementares, com um investimento estimado associado de cerca de 150 milhões de euros, é mais significativo e deve ser tido em conta nas decisões a tomar sobre os mesmos.

e) Ainda no que respeita à separação dos projetos incluídos no âmbito do PDIRGN em base e complementares, o CT verifica com preocupação que esta opção por parte da REN resulta em grande medida da ausência de discussão estratégica de médio-longo prazo sobre as opções de desenvolvimento do SNGN, o que é agravado pelos prazos longos de execução dos projetos da responsabilidade da REN.

f) Neste contexto, o CT considera fundamental que a ERSE, em articulação com as entidades competentes em razão da matéria, promova o quanto antes a discussão sobre o futuro do SNGN, designadamente no que respeita à sua interação com o setor elétrico, a concretização do MIBGAS e a integração na rede de infraestruturas europeias.

2. CONSUMO DE GN PARA PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE

a) Resulta evidente de todos os cenários de procura apresentados no PDIRGN que o consumo de GN para produção de eletricidade é a variável determinante para o planeamento, que tem apresentado variações anuais entre 3-25 TWh, enquanto o consumo convencional (indústria + serviços + doméstico) se apresenta resiliente entre 40-45 TWh.

b) O CT entende que face à variabilidade dos consumos de gás verificados e tendo em conta as condições de escassez de água que afetou a produção de energia e que pode vir a intensificar-se em frequência com os anos, deve ser utilizada prudência na consideração de cenários para o futuro de modo a não comprometer o desempenho do sistema energético nacional no seu todo.

c) Perpassa pela proposta de PDIRGN a necessidade de existirem decisões estruturais ao nível do SEN sobre as opções futuras de produção de eletricidade (*eg.* calendário de descomissionamento das centrais a carvão, papel do GN como *backup* da intermitência das renováveis e garantia de potência, regime de interruptibilidade na procura, etc.).

d) Sem uma adequada definição deste tipo de questões, que competem ao concedente a preparação do PDIRGN continuará a ser prejudicada e baseada em pressupostos de difícil avaliação.

3. PROJETOS BASE

a) Pela primeira vez neste PDIRGN, os projetos apresentados são desagregados em dois tipos de projetos, distinguindo aqueles cuja decisão de realização depende sobretudo da avaliação técnica que a REN Gasodutos faz sobre os ativos da RNTIAT em serviço e sobre as condições de segurança e operacionalidade da rede existente (projetos base), de outros que resultam da necessidade de criação das condições requeridas para o cumprimento das orientações de política energética, em linha com os compromissos assumidos pelo Estado (projetos complementares).

b) Na elaboração do Plano, a REN Gasodutos considerou nos primeiros 5 anos apenas projetos base e para o respetivo segundo quinquénio apenas projetos complementares, justificando essa opção pela elevada incerteza associada a uma eventual aprovação dos projetos complementares.

c) Neste contexto, os projetos base, constituídos pelos projetos de remodelação e modernização das infraestruturas e pelos projetos em curso que transitaram de anos anteriores, podem ainda ser desagregados em:

   i) Projetos de melhoria operacional,

   ii) Projetos de adequação regulamentar, e ainda em

iii) Projetos de fim de vida útil.

d) Assim, o valor global previsto para os projetos base no horizonte temporal 2018-2022 totaliza 44,95M€, sendo que o montante de entradas em exploração reduz-se de 24,9M€ anuais no período de 2013 a 2017, para 9,0M€ anuais no período de 2018 a 2022.

e) Para os três primeiros anos do Plano (que incluem os projetos que deverão ter Decisão Final de Investimento (DFI) neste Plano) o valor global ascende a 34,5M€, que compara com o valor de 34,1 M€ proposto nos três primeiros anos da proposta de PDIRGN 2015, avaliados a Custos Diretos Externos (CDE).

f) Estão previstos 27,7M€ de investimento entre 2018 e 2020 para os projetos de modernização e remodelação da RNTIAT, sendo a maior parcela de investimento no próximo triénio reservada aos projetos relacionados com o fim de vida útil dos ativos (17,4M€), seguido dos projetos de melhoria operacional (9,0M€) e por fim os de adequação regulamentar (1,4M€).

g) Para o projeto de otimização da estação de gás do armazenamento subterrâneo do Carriço prevê-se um investimento de 4,3M€ em 2018 e 2,5M€ em 2019. Este projeto, que se encontra em curso, permitirá aumentar e flexibilizar a capacidade de injeção tendo obtido parecer favorável da ERSE nos PDIRGN anteriores.

h) Os referidos Projetos Base propostos não têm qualquer impacto na capacidade das infraestruturas da RNTIAT, nem ao nível da capacidade de oferta, nem ao nível da capacidade de armazenamento.

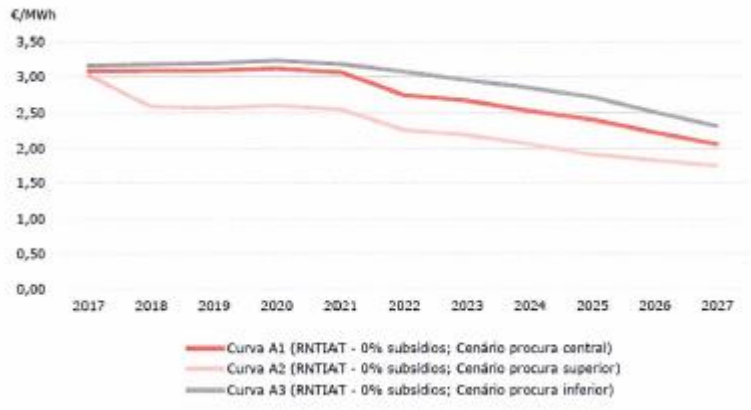
4. IMPACTO TARIFÁRIO DOS PROJETOS BASE

a) Na proposta do PDIRGN apresentada foi efetuada uma análise à evolução dos proveitos permitidos unitários (proveitos permitidos/procura), de modo a avaliar o impacto dos Projetos Base, tendo sido assumido para efeitos de simplificação, entre outros, o pressuposto de que os custos de exploração mantinham os valores atuais constantes.

b) Para avaliação dos impactos, a REN apresentou na sua proposta três cenários: central, superior e inferior, variando ao nível da previsão da procura. O impacto associado à execução dos projetos base é reduzido, apresentando-se a previsão de evolução da procura como o maior fator que determina a evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT.

c) Tomando como referência os valores calculados para o ano de 2017, observa-se, para todos os cenários, uma tendência de decréscimo dos proveitos permitidos unitários, especialmente acentuada a partir do ano 2021 nos cenários central e superior da evolução da procura.

d) Em particular, a evolução dos proveitos permitidos unitários no cenário central e superior, apresenta variações mais significativas com proveitos permitidos mais reduzidos devido ao pressuposto de desclassificação das atuais centrais térmicas a carvão de Sines e do Pego. O cenário inferior não considera a desclassificação destas centrais pelo que a curva dos proveitos permitidos unitários é superior face às outras, ainda que se registe uma redução a partir do início do 2.º quinquénio (2023) devido às necessidades para o mercado elétrico também aumentarem neste cenário.



Fonte: REN - PDIRGN 2018-2027

e) O terceiro cenário acrescentado pelo operador da RNTGN nesta proposta de PDIRGN 2017 vai ao encontro das recomendações anteriores da ERSE, pelo que o CT toma boa nota desta melhoria.

f) O CT sublinha ainda a significativa melhoria da informação disponibilizada pela REN sobre o impacto dos investimentos propostos nas tarifas, tendo apresentado os diferentes cenários excluindo os projetos complementares, em particular os investimentos relacionados com a 3.ª interligação, tal como sugeriu o CT no parecer da anterior edição do PDIRGN.

5. INFRAESTRUTURAS E SEGURANÇA DO ABASTECIMENTO

a) A segurança de abastecimento entendida como disponibilidade das infraestruturas é uma das vertentes de análise do PDIRGN. Para o efeito aplica-se a metodologia prevista no Regulamento (UE) 2017/1938 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2017, para assegurar o cumprimento do designado critério N-1.

b) O seu cumprimento significa que a capacidade técnica das infraestruturas de GN deverá satisfazer a procura total de GN na zona de cálculo em caso de interrupção da maior infraestrutura individual de GN (no caso do SNGN o terminal de GNL de Sines) nas circunstâncias de procura estabelecidas no referido regulamento. Este facto releva para o cumprimento do Regulamento a importância da capacidade disponível nas restantes entradas do SNGN, ou seja, as interligações com Espanha e o armazenamento subterrâneo, para satisfação da procura em situação de indisponibilidade do terminal de Sines.

c) Em complemento à disponibilização de capacidade, o regulamento prevê o recurso à gestão da procura através de medidas de mercado, designadamente a possibilidade de existirem consumidores disponíveis a reduzirem o consumo para que a capacidade técnica existente possa assegurar as necessidades de consumo.

d) Nas questões colocadas a consulta pública, a ERSE refere duas medidas especificas com influência na avaliação da capacidade segundo o critério N-1, analisadas em maior detalhe nos pontos 5.1. e 5.2. abaixo:

   i) Do lado da oferta, a redução da capacidade de extração do armazenamento subterrâneo face a PDIRGN anteriores;

   ii) Do lado da procura, a possibilidade de interrupção de centrais de ciclo combinado que disponham de combustível alternativo.

e) O CT reconhece que as questões de segurança de abastecimento são reguladas por um quadro europeu claro e que as decisões sobre esta matéria estão na esfera das medidas de política energética que são da responsabilidade do Estado.

5.1. CAPACIDADE DE EXTRAÇÃO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

a) A informação de caracterização das instalações de armazenamento subterrâneo sofreu uma modificação relevante, nomeadamente no que se refere à sua capacidade de extração, anunciando agora o operador da RNTGN a existência de uma limitação em cerca de 45% do valor máximo daquela capacidade de extração, caso o volume disponível de GN nas cavernas seja inferior a 60% do volume máximo operacional.

b) A existência de limitações ao valor da capacidade de extração nos termos considerados na proposta de PDIRGN 2017, que não estava considerada na edição de 2015, tem por base a análise dos dados reais mais recentes de utilização desta infraestrutura.

c) Tendo em conta que a quantidade média armazenada decresceu no período 2014 a 2016, a oferta de capacidade técnica das infraestruturas decorre do nível médio do armazenamento, a fim de não sobrestimar a disponibilidade de capacidade.

d) O comportamento da procura do armazenamento em mercado, exposto a uma volatilidade que se tem demonstrado elevada, é apontado como justificação para a decisão de redução da capacidade de extração no âmbito do apuramento do cumprimento do critério N-1.

e) O CT entende que a opção de considerar esta capacidade é adequada, e recomenda que quando o nível médio se modifique de forma sustentada, seja avaliada a correspondente alteração de capacidade de extração.

5.2. INTERRUPTIBILIDADE

a) A interrupção ou redução voluntária de consumos através de medidas baseadas no mercado está prevista no Regulamento Europeu no dimensionamento do critério N-1, como uma das medidas do lado da procura para gerir situações de escassez de capacidade das infraestruturas.

b) A adoção desta opção pelo ORT prevê a aplicação de critérios objetivos e transparentes para garantir a eficiência dos custos de interrupção ou redução voluntária do consumo para o SNGN, o que se entende face à disparidade de custos e criticidade de utilizações no universo de consumidores de GN.

c) A proposta de PDIRGN refere que a interrupção em emergência (medida não baseada no mercado) está prevista no quadro legal nacional. A interrupção baseada no mercado não está regulamentada pelo que não foi considerada.

d) Assim, o CT recomenda que sejam desenvolvidas as medidas legislativas necessárias para assegurar a disponibilização de medidas de gestão da procura em mercado para dotar o ORT dos meios necessários à sua contratação e utilização.

e) O CT não pode deixar de realçar que a utilização de medidas de gestão do lado da procura não baseadas no mercado deverão apenas ser utilizadas na eventualidade de uma situação de emergência, nomeadamente a interrupção dos consumos das centrais de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares.

f) A decisão de dotar essas centrais de sistemas *dual fuel*'[190] residiu num racional de mitigação do risco de interrupção do fornecimento de GN em caso de falha nacional de aprovisionamento de GN e não de falta de capacidade da rede. Entendeu o legislador privilegiar numa situação de emergência de

[190] Utilização de combustíveis alternativos.

aprovisionamento o fornecimento aos mercados doméstico e industrial em detrimento do mercado elétrico.

III - CONCLUSÃO

O Conselho Tarifário considera que a ERSE no seu parecer à proposta de "Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimentos e Investimento na RNTIAT para o Período 2018-2027 – PDIRGN 2017" que lhe foi apresentada pela REN deverá integrar os comentários e recomendações constantes do presente parecer.

Aprovado em 14 de fevereiro de 2018.

[Parecer integral digitalizado]

◆ Plano de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição para o período 2017-2021 — PDIRD-GN 2016 ◆ [Consulta Pública n.º 60]

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho *"(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*"[191].

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural -emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário a proposta de "*Plano de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição para o período 2017-2021 – PDIRD-GN 2016*", cabendo ao CT emitir parecer até 2 de maio de 2017.

No decurso dos trabalhos foram efetuadas ao CT apresentações do mesmo, respetivamente pela ERSE e pelos Operadores de Rede de GN (ORDGN).

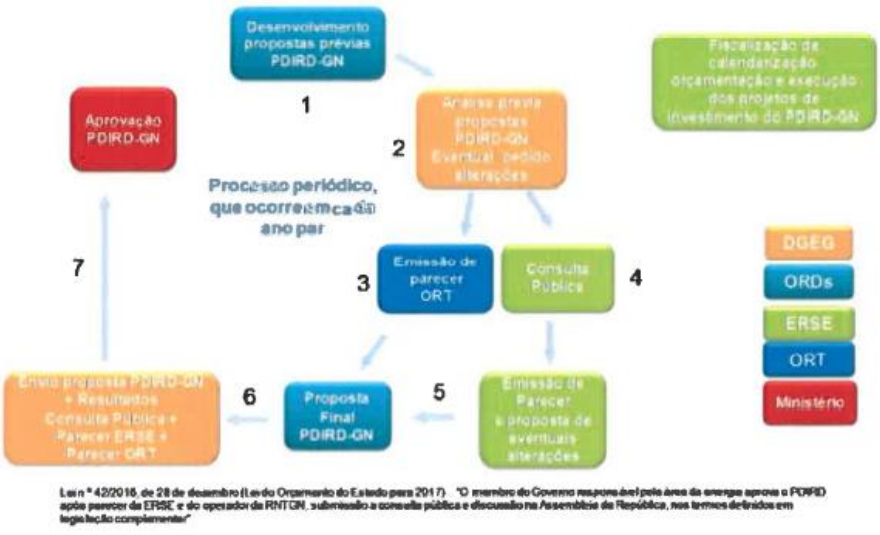
Posto o que, a Secção do Setor Gás Natural do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I
GENERALIDADE

A. DESENVOLVIMENTO DO PDIRD-GN

1. Nos termos do artigo 12.º-C do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, o ciclo de desenvolvimento, aprovação e execução dos PDIRD-GN encontra-se descrito na figura seguinte:

Figura 1-1 – Esquematização de desenvolvimento, aprovação e execução do PDIRD-GN



Fonte: ERSE

[191] Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

2. O CT considera fundamental que o ciclo de planeamento funcione de forma otimizada, incluindo em matéria de custos, sendo importante que as etapas acima descritas sejam sucessivamente cumpridas.

3. Para tal, é relevante a tomada de posição em tempo útil e coordenada das entidades oficiais competentes, o que não se encontra suficientemente explicitado no documento em consulta, relativamente aos documentos sucessivamente apresentados pelos operadores, por forma a garantir a consistência e a articulação na execução entre os planos de investimento dos operadores da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Abastecimento e Terminal de GNL (RNTIAT) e dos ORD, e entre estes planos e os Relatório de Monitorização de Segurança do Abastecimento (RMSA).

B. PDIRD GN 2017-2021 *VERSUS* PDIRD GN 2015-2019

1. O CT congratula-se com a clara melhoria de qualidade do Plano de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição (PDIRD GN 2016), em especial com o esforço de homogeneização dos 11 planos dos ORD e com a compilação dos principais elementos dos planos num único documento por parte da ERSE.

2. É notório neste documento o trabalho conjunto na definição de critérios e indicadores comuns a todos os planos, indo ao encontro de uma das recomendações emitidas por este CT no anterior parecer.

3. Ainda assim, considera o CT importante que existam *guidelines* transparentes e objetivos para a elaboração dos planos pelos vários ORD, para que não possam surgir dúvidas quanto ao conteúdo e quanto à forma de cálculo dos vários indicadores apresentados por cada ORD.

4. Igualmente o CT considera que o desenvolvimento destes *guidelines* poderia contribuir para a avaliação quantitativa dos benefícios dos planos de investimento.

5. De facto, embora os ORD identifiquem os critérios de racionalidade económica utilizados, verifica-se o uso de metodologias diferentes (como TIR/ROR, TOTEX, VAL, indicadores por ponto de ligação adicional), dificultando a comparabilidade entre os ORD a este respeito.

6. O CT considera que seria desejável que os novos clientes fossem caracterizados por consumos médios.

7. O CT reitera a recomendação de anterior parecer, relativa à importância de os investimentos apresentados nos planos dos vários ORD demonstrarem a sua vantagem para o SNGN, através de critérios conhecidos e de objetivos claramente definidos, que tomem em consideração uma estratégia nacional, participada por e conhecida de todos os *stakeholders*.

8. A compilação e análise comparativa e conjunta, feita pela ERSE dos vários planos apresentados pelos ORD, vai ao encontro das sugestões do CT, nomeadamente:

   a) Apresenta de forma clara o montante dos investimentos deste plano, mostrando uma tendência de redução dos investimentos nas redes já implantadas;

   b) Permite compreender facilmente a diferente dimensão das várias redes e comparar indicadores de desempenho de forma uniformizada;

   c) Salienta as composições por tipo de investimento que cada ORD se propõe fazer;

   d) Por fim apresenta de forma clara uma análise de sensibilidade à variação da procura total e os impactos destes investimentos nas tarifas suportada pelos consumidores.

9. O CT reitera que os planos de investimento devem ser aprovados atempadamente uma vez que dará segurança aos ORD para investir, aos consumidores que verão incorporados nas tarifas investimentos aprovados e ao SNGN que verá assim garantida a continuidade da atividade, para além de permitir ainda a monitorização de execução dos planos.

II
ESPECIALIDADE

A. ENQUADRAMENTO DOS PLANOS DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA REDES DE DISTRIBUIÇÃO

1. O CT considera que a expansão das redes de distribuição de GN pode ser um importante motor de desenvolvimento socioeconómico e de coesão territorial, devendo os investimentos ser acompanhados da correspondente quantificação de benefícios e custos associados.

2. O CT considera por isso prudente, no seguimento aliás do anterior parecer sobre o mesmo tema, que os documentos submetidos pelos ORD optem por uma estrutura comum e sempre que possível por metodologias de seleção dos investimentos semelhantes.

3. O CT constata que esta proposta de PDIRD GN 2017-2021 apresenta melhorias significativas relativamente à anterior proposta.

4. Ainda assim, o CT recomenda que, sem prejuízo da informação relevante, a partir das dúvidas e questões levantadas na presente consulta, seja elaborado um guia de apresentação dos planos, incluindo formulários (normas) a apresentar aos ORDGN, que permitam uma análise facilitada e uma comparabilidade mais clara das propostas, sobretudo na identificação dos custos e benefícios associados.

5. O CT salienta o esforço dos ORD ao apresentarem métricas de avaliação dos seus investimentos nas melhorias que se verificam nestes planos, que ainda que não comparáveis entre si, permitem já uma avaliação dos benefícios dos planos com uma qualidade bastante superior às apresentadas no período anterior.

6. Não obstante, o CT recomenda que se criem metodologias de avaliação de investimento comuns entre os ORD que facilitem a leitura e comparação dos vários planos.

7. Considerando a importância dos novos investimentos e os custos a eles associados, o CT recomenda que seja incentivada uma discussão profícua entre os ORD e os vários *stakeholders*, nomeadamente os municípios e os comercializadores, previamente à apresentação dos planos, em que se inclui a articulação com o ORT já consagrada na Lei, e bem assim seja mantida uma adequada articulação no desenvolvimento dos investimentos.

8. O CT reafirma que os planos de investimento devem ser encimados pelo princípio da racionalidade económica do investimento, devendo a ERSE na sua análise transmitir com clareza o impacto dos mesmos nas tarifas, nomeadamente em cada segmento de consumo.

9. O CT considera também vantajoso que se crie uma metodologia de monitorização de execução dos planos e que o seu resultado seja apresentado nas versões subsequentes dos mesmos, de modo a permitir confirmar a consistência dos investimentos apresentados pelos ORD.

10. Considera, ainda o CT que, uma vez que os planos são elaborados pelos ORD com base em consumos estimados, é importante introduzir mecanismos de responsabilização pelas suas estimativas como forma de obviar a criação de cenários artificialmente otimistas que onerem o sistema e consumidores.

11. O CT, relativamente à evolução de consumos prevista por cada ORD, tece os seguintes comentários:

    a) As previsões de consumo apresentadas por cada ORD devem assumir as evoluções históricas e as projeções de novas ligações em cada área geográfica justificáveis com base em estudos do mercado potencial.

    b) Os critérios de previsão da procura apresentados pelos ORD devem reger-se por critérios semelhantes e comparáveis, permitindo a agregação das previsões para realização de uma análise conjunta.

c) Cada ORD deverá ser responsabilizado pelo rigor da sua previsão de consumo, quer para o consumo regular quer para os novos pontos de consumo, devendo responder pelos desvios que não sejam justificáveis por alterações imprevistas na estrutura dos consumidores.

12. A compilação e análise comparativa e conjunta, feita pela ERSE dos vários planos apresentados pelos ORD, merece o reconhecimento do CT, permite concluir sobre o conjunto dos PDIRD:

a) A generalidade dos ORD reviu em baixa as suas estimativas de investimentos no sistema;

b) A generalidade dos ORD apresenta cenários de crescimento de pontos de abastecimento e rede no sistema;

c) A generalidade do ORD apresenta custos unitários de investimento correlacionáveis com a realidade das suas áreas de concessão em termos de densidade populacional e tipologia de clientes;

d) Com a exceção do custo por ramal, não se verificam assimetrias de informação significativas nas variáveis de custo de redes, conversões e reconversões;

e) A generalidade dos ORD apresenta reduções marginais de consumos específicos de GN por cliente;

f) O conjunto de investimentos dos Planos, considerando os cenários de consumos dos ORD e o cenário mais otimista da ERSE, poderá contribuir para a redução de tarifas, sendo que o cenário de consumos mais conservador considerado pela ERSE poderá conduzir a um agravamento das tarifas;

g) O CT regista que apenas teve conhecimento pela consulta publica do plano de desenvolvimento de 18 das 26 licenças a concurso para atribuição de licenças de distribuição local de gás natural, bem como o esforço de investimento e as estimativas de consumo nelas inscritas.

Relativamente aos planos de investimento associados às novas licenças atribuídas de distribuição local de gás natural, importa discriminar a forma como os investimentos serão financiados, maximizando a obtenção de fundos comunitários de modo a prevenir impactos tarifários.

Efetivamente, e tendo em conta os objetivos exigentes de captação de consumos que lhes estão associados, este aspeto será fundamental para que se realizem os investimentos de forma a não agravar as tarifas suportadas pelos consumidores.

h) O CT recomenda, tal como já referido anteriormente, que se monitorize a evolução de consumos prevista nos planos, de modo a ser possível avaliar com clareza o seu impacto nas tarifas.

B. *FOLLOW-UP* SEQUENCIAL DOS PDIRD-GN

1. O CT nota que os PDIRD-GN são preparados numa lógica temporal sequencial, em que sobre o plano anterior são adicionados os dois anos subsequentes ao período abrangido, e retirados os dois primeiros anos do mesmo período. Assim, o PDIRD-GN em análise incide sobre o período 2017-21, sendo sequencial ao anterior que abrangia o período 2015-19.

2. Neste sentido, o CT considera que os documentos que instruem a consulta pública seriam enriquecidos se fosse apresentado um capítulo de análise da execução física e financeira dos anos retirados do plano anterior, que permitiria aquilatar o cumprimento dos objetivos propostos, bem como da lógica de construção do novo PDIRD, em termos de coerência geográfica e financeira, nomeadamente em particular nos três anos comuns aos dois planos.

3. Reconhecendo-se que este PDIRD-GN é apenas o segundo realizado de acordo com o atual quadro legislativo e regulatório, o que limita ainda algum conhecimento histórico, considera-se, contudo, que

no próximo PDIRD-GN, em que 80% do período do PDIDR-GN 2015-19 estará já transcorrido, será um momento adequado para o início deste procedimento de monitorização e avaliação.

III
RECOMENDAÇÕES

Conforme anteriormente expresso elencam-se as principais recomendações do CT:

1. Seja elaborado um guia de apresentação dos planos, incluindo formulários (normas) a apresentar aos ORDGN, que permita uma análise e uma comparabilidade *mutatis mutandis* mais clara das propostas, sobretudo na identificação dos custos e benefícios associados.
2. Definição de metodologias comuns (como TIR/ROR ou TOTEX ou VAL), garantindo a comparabilidade entre ORD a este respeito.
3. O CT considera que seria desejável que os novos clientes fossem caracterizados por consumos médios.
4. Monitorização do cumprimento dos objetivos de cada plano de investimentos, *inter alia* no que respeita a consumos, pontos de entrega, extensão das redes.
5. Implementação de uma metodologia de monitorização de execução dos planos, e que o seu resultado seja apresentado nas versões subsequentes dos mesmos, de modo a permitir confirmar a consistência dos investimentos apresentados pelos ORD.
6. A introdução de mecanismos de responsabilização dos ORD pelas estimativas de consumo que apresentam, como forma de obviar a criação de cenários artificialmente otimistas que onerem o sistema e os consumidores.
7. Por último importa garantir a atempada aprovação do PDIRD GN.

IV
CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que as preocupações e recomendações constantes deste parecer deverão ser consideradas e incorporadas pela ERSE no seu parecer sobre o PDIRD GN 2017-2021.

Aprovado em 17 de abril de 2017.

[Parecer integral digitalizado]

gás

Período regulatório
2013-2016

I. COMPOSIÇÃO DO CONSELHO

Alfredo Rocha *Paulo Fonseca*	Representante da Associação Nacional de Municípios Portugueses
Ana Teixeira Pinto	Representante dos comercializadores de último recurso retalhistas de gás natural.
António Domingues Pires *Nuno Fitas Mendes*	Representante das entidades concessionárias de distribuição regional de gás natural
Eduardo Quinta Nova *Carlos Chagas*	Representante das associações de defesa do consumidor: UGC - União Geral de Consumidores
Gonçalo Santos *Fernanda Silva*	Representante dos comercializadores de gás natural em regime livre
Luis Pisco	Representante das associações de defesa do consumidor: DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor
Paula Almeida	Representante das entidades concessionárias das atividades de receção, armazenagem e regaseificação de GNL.
Jorge Lúcio	Representante das entidades concessionárias das atividades de armazenamento de gás natural
José Manuel Cerqueira *Celso Pedreiras*	Representante das associações que tenham como associados consumidore de gás natural com consumos anuais superiores a 10 000 m^3
José Saldanha Bento	Representante do comercializador de último recurso grossista de gás natural
José Maurício	Representante das associações de defesa do consumidor: UGC - União Geral de Consumidores
Manuela Moniz	Representante das associações de defesa do consumidor: DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor
Maria Cristina Portugal	*Personalidade de reconhecido mérito e independência designada pelo membro do Governo responsável pela área da energia* (Presidente)
Miguel Campos	Representante dos comercializadores de gás natural em regime livre
Nuno Gomes	Representante das associações de defesa do consumidor: DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor

Nuno Moreira	Representante das entidades licenciadas para distribuição de gás em regime de serviço público
Patrícia Gomes	Representante da Direção-Geral do Consumidor
Paula Bernardo *Viriato Batista* *Eduardo Quinta Nova*	Representante das associações de defesa do consumidor: UGC - União Geral de Consumidores
Paulo Rosa	Representante das associações que tenham como associados consumidores de gás natural com consumos anuais superiores a 10 000 m^3
Pedro Furtado	Representante da entidade titular da concessão do transporte de gás natural através da rede de alta pressão.
Ricardo Rodrigues	Representante das associações que tenham como associados consumidores de gás natural com consumos anuais superiores a 10 000 m^3

II. PARECERES

1 PARÂMETROS, TARIFAS E PREÇOS

◆ Tarifas e preços para o ano gás 2016-2017 e parâmetros para o período de regulação 2016-2019 ◆

Os estatutos da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, revistos pelo Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro, dispõem sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (doravante abreviado CT): "(...) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços"[192].

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: "(...) emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços", parecer este que é aprovado por maioria, não tem carácter vinculativo e deve ser emitido no prazo máximo de 30 dias após a receção da proposta.

O Conselho de Administração da ERSE entregou ao CT uma "Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2016-2017 e parâmetros para o período de regulação 2016-2019", solicitando parecer sobre a mesma.

No decurso do período para emissão de parecer, o CT solicitou à ERSE esclarecimentos, tendo esta respondido em 06.05.2016.

Posto o que, nos termos do n.º 3 do artigo 147.º do Regulamento Tarifário (RT), conjugado com o n.º 1 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro, a Secção do Setor do Gás Natural do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I - GENERALIDADE

1 - ENQUADRAMENTO

1. A proposta da ERSE de "Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2016-2017 e parâmetros para o período regulatório 2016-2019", traduz-se na aplicação dos parâmetros agora propostos para o período regulatório 2016-2019.
2. A proposta encerra uma redução global média de 18,5%, para as tarifas transitórias de venda a clientes finais aplicáveis aos consumidores de gás natural com consumos inferiores a 10.000 m^3/ano, aqui se incluindo os consumidores domésticos, micro e pequenas empresas, aplicável a 4% do consumo de GN estimado.
3. A tarifa social de venda a clientes finais com consumos ≤500 m^3/ano, apresenta uma redução de 32,4%, no período de 1 de julho de 2016 a 30 de junho de 2017.
4. Complementarmente são propostas as seguintes variações:

Variação anual das tarifas de acesso às redes

Tarifas de Acesso às Redes	Variação 2016-2017/2015-2016
Clientes em AP (> 50 milhões de m^3) *	-13,7%
Clientes em MP e BP > (> 10 000 m^3)	-30,3%
Clientes em BP < (< 10 000 m^3)	-19,2%

(*) Os limites de consumo indicados são indicativos

[192] Cf. artigo 48.º do-Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro.

Variação anual das tarifas por atividade

Tarifas por atividade	Variação 2016-2017/2015-2016
Infra-estruturas de Alta Pressão	
Tarifa de Uso do Terminal de GNL	4%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	0%
Acesso às Redes e Gestão Global do Sistema	
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	-23%
Tarifa de Uso Global do Sistema	-2%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	-23%

Variação anual da tarifa de Energia para clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m³/ano

Tarifas por atividade	Variação tarifária acumulada julho 2017/julho 2016
Tarifa de Energia ≤ 10 000 m^3/ano	-20,5%

Variação anual da tarifa de comercialização para clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m³/ano

Tarifas por atividade	Variação 2016-2017/2015-2016
Tarifa de Comercialização ≤ 10 000 m^3/ano	-9,9%

Pelo que:

a. O CT reitera e lamenta, conforme expresso em pareceres anteriores, que a ERSE não tenha aproveitado a atual conjuntura para promover a uniformidade tarifária nacional, sendo que sobre os consumidores recaem encargos adicionais diferenciados resultantes das Taxas de Ocupação de Subsolo (TOS), aplicadas por município.

b. O CT enfoca ainda que as TOS, pelas elevadas e díspares taxas praticadas pelos diversos municípios, afetam a competitividade relativa das empresas, potenciando igualmente situações de não instalação ou deslocalização de unidades industriais, que não podem deixar de ser encaradas como penalizadoras para os municípios em causa.

c. O CT constata manter-se o processo judicial respeitante ao valor dos ativos de cada uma das redes da RNDGN e à interpretação dos contratos de concessão da distribuição, situação a que o CT aludiu em parecer anterior reiterando a recomendação que nos documentos se evitem opiniões subjetivas quanto à posição das partes no âmbito do mesmo.

d. Como recorrentemente tem sugerido, o CT entende ser necessário que a ERSE promova, junto do Legislador, o desenvolvimento urgente de medidas conducentes à redução dos custos fixados ou permitidos legislativamente, sugerindo nomeadamente a alteração do modo de fixação do custo do GN; a supressão do sobrecusto de 4€/cliente/ano; a introdução de limites e critérios quanto ao modo de fixação das taxas de ocupação do subsolo pelos municípios e, ainda, a alteração da metodologia de financiamento da tarifa social.

2 - COMUNICAÇÃO DOS IMPACTOS TARIFÁRIOS

1. O CT constata a crescente relevância do mercado liberalizado no Setor do Gás Natural, evidenciada no documento de "Caracterização da procura de gás natural no ano gás 2016-2017", onde a estimativa aponta para que 77% do número total de clientes e 97% do total de energia fornecida já estejam em regime de mercado, não incluindo os centros electroprodutores. Com a inclusão destes centros electroprodutores o consumo de energia no mercado regulado será de 2,4%.
2. De realçar que, o consumo médio dos clientes do mercado regulado é diferente do consumo médio dos clientes do mercado livre, pelo que os impactos das alterações tarifárias são distintos.
3. Neste sentido, as tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais (TVCF) são cada vez menos relevantes para os consumidores e para a sua perceção dos impactos das alterações tarifárias na sua fatura mensal, considerando o CT por isso que a comunicação dos impactos das alterações tarifárias deve ter um maior enfoque nas alterações propostas nas tarifas de Acesso às Redes (TAR) e respetiva repercussão nos consumidores do mercado liberalizado.
4. O CT recorda a este propósito que o Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro, veio proibir a indexação das tarifas de mercado às TVCF, pelo que cada comercializador estabelece as suas próprias ofertas. Neste contexto, torna-se mais difícil ao consumidor distinguir o valor das componentes reguladas nas propostas de tarifas dos comercializadores de mercado.
5. Deste modo, deve a ERSE monitorizar e garantir que existe um *pass-through* das variações das tarifas de acesso as redes para os consumidores que já estão no mercado livre.

3 - REVISÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO

1. Na medida em que a revisão do Regulamento Tarifário agora aprovado pela ERSE, tem tradução na proposta de tarifário em apreciação, o CT tomou nota dos comentários da ERSE às diferentes propostas apresentadas pelos *stakeholders* do SNGN sobre os documentos propostos na 54.ª Consulta Pública (Revisão Regulamentar do SNGN), em particular no que concerne ao seu parecer relativo ao RT, emitido em 3 de fevereiro de 2016.
2. Pela sua relevância no triénio regulatório que agora se inicia, o CT não pode deixar de registar que a ERSE poderia ter incorporado algumas das recomendações apresentadas no processo de Consulta Pública (CP), de resto, consensuais entre os vários *stakeholders*.
3. Sem prejuízo do poder decisório do Regulador, o CT considera que deve a ERSE encarar o processo de consulta pública como um procedimento aberto à inclusão e discussão de novas questões colocadas pelo CT, uma vez que que tem o CT desde sempre considerado que os processos de CP são fundamentais como um momento de apreciação da efetividade dos regulamentos e das melhorias a introduzir.
4. A título de exemplo, o CT ressalva que, a própria ERSE reconhece que a avaliação da proposta de "Recuperação dos proveitos permitidos do transporte e distribuição de gás natural associada à procura" (cf. pág.77 e seguintes do Documento "Discussão dos comentários à proposta de revisão do RT") foi consensualmente negativa[193], desde logo pelo potencial de criação de défices tarifários que o CT tem recomendado dever ser evitado.
5. Na sequência do anteriormente exposto, o CT recomenda uma maior abertura da ERSE às sugestões que lhe são apresentadas durante os processos de CP, com o que se poderá enriquecer as revisões regulamentares, discutindo as questões consideradas mais relevantes pelos intervenientes no SNGN,

[193] cf. comentários do CT, AdC e empresas reguladas.

especialmente se apresentadas de um modo consensual pelos vários interesses presentes consumidores e empresas.

4 - SUBREGULAMENTAÇÃO

Analisando o Regulamento Tarifário, publicado pela ERSE em abril de 2016, e a "Proposta de tarifas e preços para o ano gás 2016-2017 e "Parâmetros para o período de regulação 2016-2019", enviada pela ERSE a este Conselho para emissão de parecer, o CT considera relevante, desde já, salientar a quantidade de questões estruturantes para o setor do gás natural que a ERSE remeteu para subregulamentação, a preparar futuramente, por vezes sem indicação quanto aos prazos em que a mesma deve ser apresentada para comentário e posterior publicação.

Concretizando, refira-se a título de exemplo:

1) DINAMIZAÇÃO DO TERMINAL DE GNL DE SINES

Apesar de ter identificado a necessidade e importância de potenciar a utilização desta infraestrutura e de reconhecer que o mecanismo atualmente em vigor, de "incentivo às trocas reguladas de GNL", apresenta limitações e inconvenientes que impossibilitam na prática a sua utilização, a ERSE optou por manter as regras atuais, prevendo contudo apenas a possibilidade de vir no futuro a aprovar, em subregulamentação, um mecanismo alternativo que assegure de forma efetiva a dinamização do acesso ao terminal por novos utilizadores.

Sem definir, mesmo de forma genérica, os princípios que estarão subjacentes aquela subregulamentação, na prática, não será possível aos agentes tomarem as suas decisões de contratação de capacidade para o próximo período relevante, com início em outubro 2016. Se assim for, a desejada dinamização do terminal, não será expectável no médio prazo, com os impactos negativos daí decorrentes.

O CT considera que até ao início do ano gás 2016-2017, deve a ERSE obviar esta situação, devendo publicar a subregulamentação e tarifas que concretizem de forma quantitativa os mecanismos adicionais anunciados, para que os agentes possam incluir esta informação no seu processo de contratação ainda em 2016.

2) CÓDIGO EUROPEU DE BALANCEAMENTO DE REDES

A implementação das regras decorrentes do código europeu de balanceamento de redes a partir de 1 de outubro de 2016 em Portugal, irá afetar a atividade dos vários agentes do setor, com impactos económicos associados que poderão ser significativos e ter repercussões nos consumidores finais, sendo que a única decisão objetiva da ERSE sobre esta matéria, consiste no abandono de uma tarifa anual relativa aos encargos de neutralidade, inerentes às regras de balanceamento a implementar.

Esta decisão, que o CT considera positiva, por ir ao encontro do espírito do código europeu já mencionado e à opinião generalizada dos agentes do setor, deixa no entanto um vazio de informação tendo em conta a opção da ERSE de remeter para revisão de subregulamentos, designadamente do Manual de Gestão Técnica do Sistema (MPGTG), a definição dos aspetos cruciais relativos à implementação das regras de balanço, tais como, a metodologia de formação dos custos a suportar pelos agentes por desbalanceamento da sua posição.

A publicação atempada destas regras é fundamental para que os agentes de mercado possam organizar a sua atividade de forma a reduzir os riscos e custos em que poderão incorrer, minimizando em o impacto negativo na competitividade do setor.

3) MERCADO ORGANIZADO EM PORTUGAL E MIBGÁS

No que respeita à concretização do mercado organizado em Portugal e MIBGÁS, que terá certamente impacto nas estratégias das empresas e nos preços para os consumidores considerando os impactos

económicos associados ao modelo que venha a ser adotado, assinala este Conselho o comentário da ERSE no seu documento de discussão dos comentários à proposta de revisão do Regulamento Tarifário - *"haverá passos adicionais a realizar, com a colaboração e participação de todos os interessados"* - por considerar que não é claro se estes passos irão incluir a publicação de subregulamentação específica.

O CT manifesta preocupação com o calendário de publicação das decisões externas ao regulador.

Se for o caso, entende o CT, pelas mesmas razões apontadas a propósito das regras de balanço, que será da máxima importância avançar com a proposta desta subregulamentação o quanto antes.

4) TARIFAS DE ACESSO À REDE DE TRANSPORTE EM CONTRATOS DE CAPACIDADE DIÁRIA NAS SAÍDAS

Considera ainda o CT não ter ficado totalmente clara a razão que motivou o adiamento da definição por parte da ERSE de outros temas, designadamente das tarifas de acesso à rede de transporte em contratos de capacidade diária nas saídas para clientes, que apresentam um potencial de poderem contribuir para o desejável aumento do volume veiculado no SNGN.

5) CONDIÇÕES DE ACESSO À REDE

Apesar de se tratar de matéria mais diretamente relacionada com o Regulamento de Relações Comerciais, o CT não pode deixar de instar a ERSE a avançar tempestivamente com a revisão da subregulamentação das condições de acesso à rede, que não foram objeto de adequação no período regulamentar 2013-16, considerando, em particular, a questão das novas condições de acesso ao tarifário de AP para clientes com consumo acima de 10 Mm^3/ano, pelo que esta subregulamentação deveria ser revista em conformidade.

5 - COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA

Considerando o enquadramento legal e o carácter progressivamente residual da atividade de comercialização de último recurso retalhista, o CT vem novamente alertar a ERSE para a necessidade cada vez mais premente de repensar o modelo organizativo desta atividade, de modo a assegurar, por um lado, a sua adequação à nova realidade do mercado e, por outro lado, garantir o seu desempenho em condições de eficiência, equilíbrio e racionalidade económica.

O CT recomenda que a ERSE promova junto do governo a necessária reflexão, desejavelmente envolvendo os *stakeholders* do setor, de modo a que o mais brevemente possível estejam criadas as condições para que esta atividade passe a ser desenvolvida de forma eficiente e adaptada às circunstâncias de mercado.

6 - EVOLUÇÃO DA REGULAÇÃO DO SETOR DO GÁS NATURAL

6.1. SISTEMA NACIONAL DE GÁS NATURAL (SNGN)

Até 2006, o setor do gás natural português encontrava-se organizado segundo um monopólio verticalmente integrado, não tendo os clientes direito de escolha de outro fornecedor.

As bases gerais da organização e do funcionamento do SNGN, estabelecidas pelo Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, assentam fundamentalmente na exploração da rede pública de gás natural, constituída pela Rede Nacional de Transporte, Instalações de Armazenamento e Terminais de GNL, e pela Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural.

A disponibilização do gás natural, por se tratar do acesso a um bem essencial, está sujeita a obrigações de serviço público, da responsabilidade de todos os intervenientes do setor.

O Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, institui, entre outros:

- Atribuir à ERSE a competência para a elaboração, aprovação e aplicação do Regulamento Tarifário do setor do gás natural;

- Que no primeiro ano gás, 2007-2008, a regulação da ERSE abrange as atividades de receção, armazenamento e regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL), de armazenamento subterrâneo, de gestão técnica global do sistema e de transporte de gás natural;
- Estabelecer a separação de atividades ao longo da cadeia de valor do setor do gás natural e ao definir os regimes jurídicos a elas aplicáveis, incluindo as bases das concessões;
- As disposições relativas à abertura de mercado, atribuindo o direito de escolha de fornecedor:
- Aos produtores de energia elétrica em regime ordinário a partir de 1 de janeiro de 2007;
- Aos clientes com consumo anual igual ou superior a 1 milhão de metros cúbicos normais, a partir de 1 de janeiro de 2008;
- Aos clientes com consumo anual igual ou superior a 10 000 metros cúbicos normais a partir de 1 de janeiro de 2009;
- Aos demais clientes a partir de 1 de janeiro de 2010.
- A aprovação do 1.º Regulamento Tarifário, foi efetuada através do Despacho n.º 19624-A/2006, de 25 de setembro.

A ERSE intervém, de entre outras, nas seguintes áreas: (i) Liberalização do setor do gás natural; (ii) Criação do Mercado Ibérico de Gás Natural (MIBGAS); (iii) Monitorização das atividades e dos agentes do setor; (iv) Definição de tarifas e preços para as atividades reguladas; (v) Promoção de níveis adequados de qualidade de serviço; (vi) Elaboração de regulamentos; (vii) Disponibilização de um suporte gráfico e numérico através de factos e números, e (viii) Realização de inspeções e auditorias.

6.2 EVOLUÇÃO DA REGULAÇÃO DO SNGN

No que concerne à fixação de tarifas durante o ano de 2007, os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais (TVCF) foram homologados pelo Ministério da Economia e Inovação mediante proposta das empresas concessionárias e licenciadas, e a partir do primeiro semestre de 2008 esta homologação passou a ser da responsabilidade da ERSE.

No segundo ano gás, 2008-2009, a ERSE passa a fixar as TVCF, alargando a regulação às atividades de distribuição de gás natural, comercialização de gás natural e compra e venda de gás natural.

1.º Período regulatório (2007-2010)

As tarifas aprovadas para este primeiro ano gás foram as tarifas de acesso às infraestruturas do terminal de Gás Natural Liquefeito (GNL), às infraestruturas de armazenamento subterrâneo e às infraestruturas da rede nacional de transporte de gás natural (RNTGN), que estiveram em vigor entre julho de 2007 e junho de 2008 (ano gás 2007-2008).

Além das tarifas de gás natural para o ano gás 2007-2008 foram também fixados os preços dos seguintes serviços regulados: (i) serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural, (ii) serviço de leitura extraordinária e (iii) quantia mínima a pagar em caso de mora.

A partir de 1 de julho de 2008 passaram a vigorar as tarifas aprovadas pela ERSE no quadro das suas competências e nos termos do Regulamento Tarifário. Este novo enquadramento do setor do gás natural decorreu do pacote legislativo de 2006 e da modificação dos contratos de concessão da atividade de distribuição.

A tarifa de energia aplicável a fornecimentos anuais superiores a 10 000 m^3 foi atualizada trimestralmente.

2.º Período regulatório (2010-2013)

Foi publicado o Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho, relativo à extinção, com efeitos a partir de 1 de julho de 2010, das TVCF de gás natural aplicáveis a consumos anuais superiores a 10 000 m^3.

No seguimento dos impactes económicos das tarifas de gás natural, em particular nos clientes industriais, a ERSE procedeu a uma revisão extraordinária das tarifas de acesso às redes aplicáveis de janeiro a junho de 2011 para os clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m^3, tendo sido publicado em 18 de março de 2011 um parecer interpretativo sobre a faturação da tarifa de Uso da Rede de Transporte (URT) nos pontos de entrega da mesma.

3º Período regulatório (2013-2016)

Foram introduzidas, no setor do gás natural em Portugal, alterações resultantes da transposição das diretivas europeias, consubstanciadas na publicação do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, que introduz uma revisão alargada ao Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho.

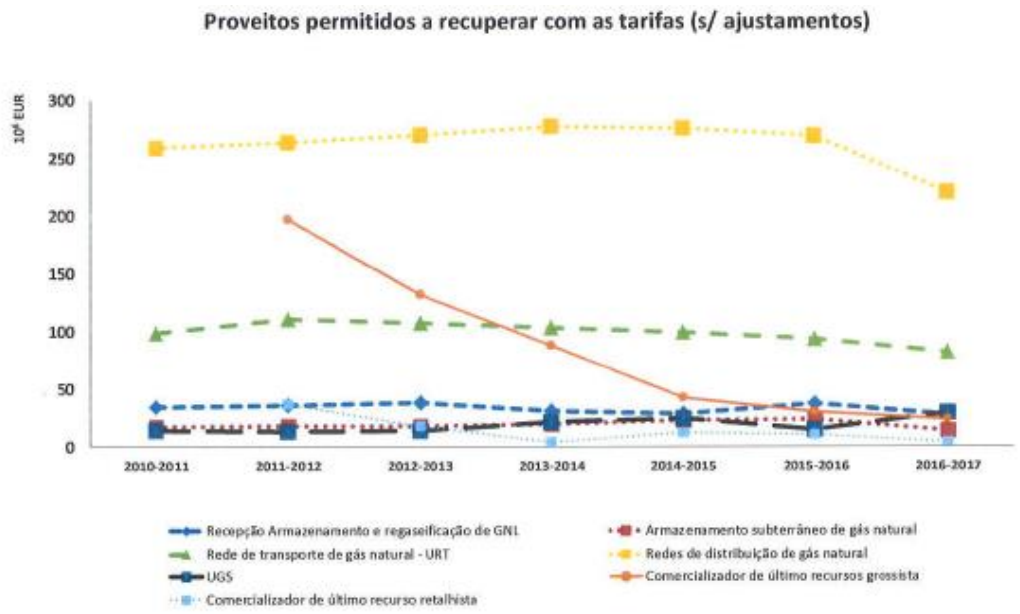
No que se refere à determinação dos proveitos permitidos, a revisão regulamentar contempla, entre outros aspetos, um aprofundamento da regulação por incentivos na generalidade das atividades reguladas do setor do gás.

Para este efeito, foi efetuada uma análise do desempenho das atividades reguladas nos períodos regulatórios anteriores, e no caso das atividades já reguladas por incentivos, foi avaliada a aderência entre os indutores de custos utilizados e a evolução dos custos reais para determinação dos indutores mais adequados.

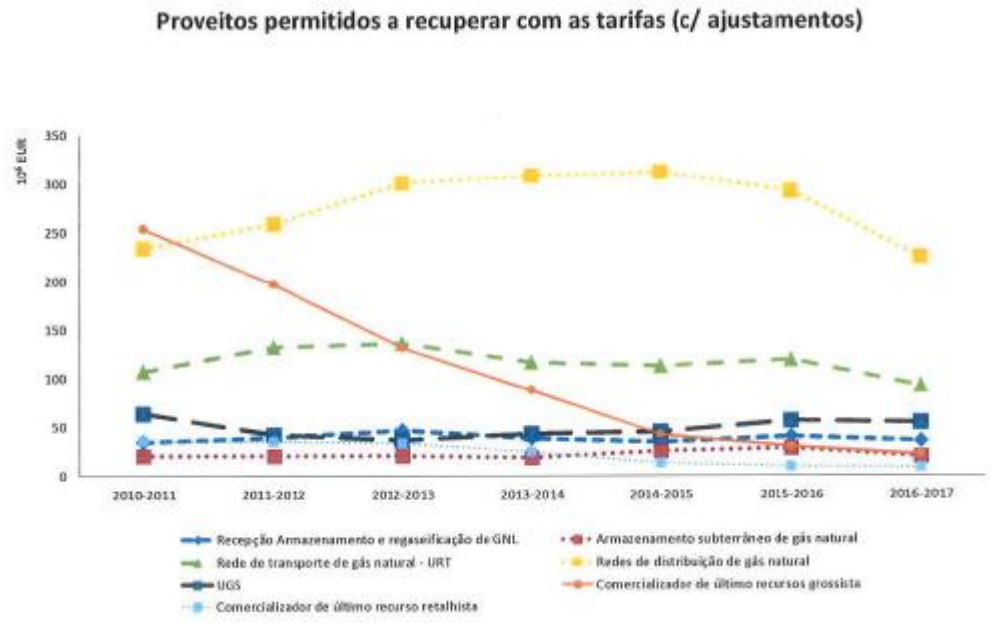
Também foi efetuada uma reavaliação das componentes fixas e variáveis dos custos, e do peso de cada uma delas no total dos custos de cada empresa.

Finalmente foi fixado o parâmetro que limita o proveito a recuperar por aplicação das tarifas de uso do terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, bem como o custo de capital para as atividades reguladas em alta pressão e para a atividade de distribuição de gás natural.

6.3. REGULAÇÃO ECONÓMICA DO SNGN



Fonte: Documentos de proveitos permitidos, ERSE

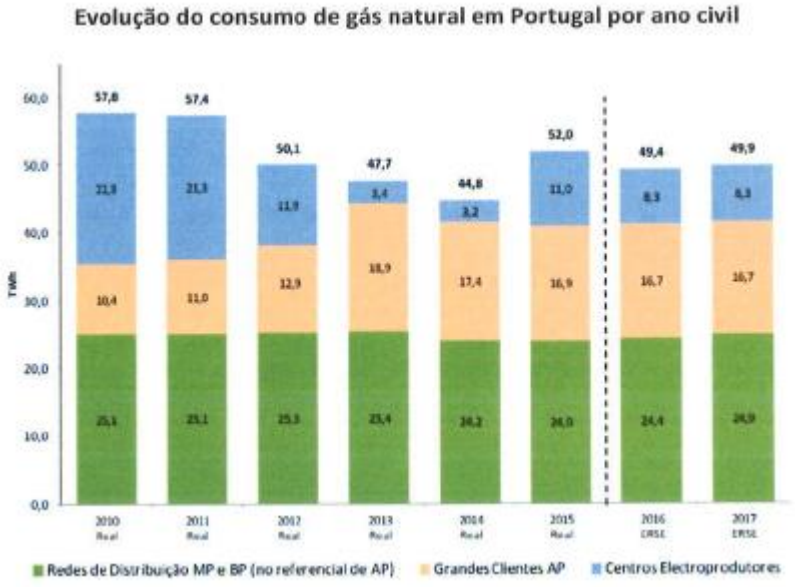


Fonte: Documentos de proveitos permitidos, ERSE

A redução de proveitos a recuperar pela comercialização regulada (grossista e retalhista) é fruto da liberalização do mercado de gás natural, uma vez que as componentes de energia e comercialização das ofertas do mercado não estão incluídas nas tarifas reguladas.

Nas restantes atividades têm existido alguma estabilidade nos proveitos a recuperar pelas tarifas (sem ajustamentos tarifários).

O consumo teve um decréscimo entre 2011 e 2014, mas tem apresentado uma tendência de estabilidade em torno dos 50 TWh anuais. O que se pode também verificar no gráfico seguinte é a redução do consumo das centrais de ciclo combinado, em contraciclo com o consumo dos grandes clientes de AP.



Fonte: ERSE Caracterização da procura

II - ESPECIALIDADE

A - TARIFAS E PREÇOS PARA 2016-2017

A.1. MERCADO LIVRE

1. O mercado de GN encontra-se ainda em processo de liberalização. Apesar da migração dos grandes consumidores estar já completada, no caso dos pequenos consumidores ainda se verifica alguma inércia, o que conduziu a mais de um adiamento da data limite para finalização do processo de migração destes consumidores.

2. De acordo com os últimos dados de mercado publicados pela ERSE ainda permanecem no mercado regulado uma fração considerável de consumidores (em número, cerca de 33% dos clientes residenciais e cerca de 25% dos clientes acima de 10.000 m^3/ano), tendo sido recentemente estabelecido um novo adiamento da data final de migração para o mercado liberalizado até 31 de dezembro de 2017 pela Portaria n.º 97/2015, de 30 de março:

Fonte: ERSE, resumo informativo do mercado liberalizado, 2.º T, 2015

3. Face à dinâmica moderada da transição de alguns segmentos de clientes para o mercado liberalizado, é entendimento do CT que a ERSE deverá utilizar os instrumentos que estão ao seu dispor para incentivar a conclusão da migração dos consumidores para o regime do mercado.

4. O CT constata uma redução importante das tarifas de acesso às redes da atual proposta de tarifas, considerando que esta se traduzirá num benefício nas condições de fornecimento dos consumidores.

5. Reforça-se a necessidade de divulgação, pela ERSE, da informação mensal de acompanhamento do mercado liberalizado, cuja última publicação se reporta a junho de 2015. É da maior importância que estes relatórios sejam publicados no decurso do mês seguinte ao mês a que dizem respeito.

6. Com a evolução de transição dos clientes de gás natural para o mercado livre, a percentagem de valor não regulado, no total da receita do setor do gás natural, aumenta, ampliando a responsabilidade dos comercializadores livres no setor do gás natural.

7. Com vista a uma efetiva otimização do mercado liberalizado, com o inerente benefício para os consumidores, o CT recomenda à ERSE a monitorização permanente deste setor, nomeadamente com a utilização dos instrumentos ao seu dispor:

a) Para o sucesso do processo de transição dos consumidores para o mercado livre, é fundamental que a ERSE bem como os comercializadores garantam a disponibilização de informação clara, útil e comparável sobre as ofertas de produtos e serviços, em particular para o segmento não industrial;

b) A cessação da publicação de TVCF para os segmentos baixa pressão mensal e> (consumo> 10 000 m^3/ano) e média pressão (> 1 milhão m^3/ano), como está previsto na Portaria n.º 97/2015 (mantendo o regime de tarifas sociais para proteção dos consumidores vulneráveis), nos escalões de consumo onde o número residual de clientes o permite;

c) Enquanto existam tarifas transitórias de venda a clientes finais, é imprescindível que o seu preço não represente um obstáculo à concorrência no mercado livre. Neste sentido, o preço da energia considerado nas tarifas não deverá ser demasiado baixo que não permita aos comercializadores apresentar ofertas competitivas aos clientes finais.

d) Que a evolução do mercado grossista de gás natural na península ibérica não deixe o mercado português de fora das iniciativas de criação do MIBGAS, devendo a ERSE tomar iniciativas dinamizadoras para o seu desenvolvimento.

A.2. NÍVEL TARIFÁRIO

1. As tarifas de acesso pela sua diversidade e estrutura não permitem fazer *per se* a avaliação do nível de custo de uma infraestrutura face à sua utilização. O custo médio de utilização depende, por um lado, dos proveitos permitidos a recuperar no período e por outro, da quantidade de energia fornecida. Neste quadro, o custo unitário médio simples obtido ao dividir os proveitos permitidos pelas quantidades servidas, fornece uma medida efetiva do nível tarifário resultante.

2. O nível tarifário reflete o custo médio das infraestruturas para os seus utilizadores. No caso das redes de distribuição é conhecido que em Portugal, o consumo residencial é reduzido face ao global (menos de 6%) com um consumo específico baixo relativamente a Espanha e em particular face a países do norte Europeu onde a componente de aquecimento central é elevada.

3. O nível de custo efetivo incorrido por cada consumidor individual, não permite uma análise objetiva dos custos da rede pois dependerá das tarifas específicas aplicáveis a cada caso e do valor efetivo das variáveis de faturação, prejudicando por isso a objetividade da avaliação global que aqui se pretende realizar.

A.2.1. AJUSTAMENTOS E IMPACTE TARIFÁRIO

1. A avaliação da variação do nível tarifário tal como apresentado na proposta de tarifas 2016/2017 inclui o efeito dos ajustamentos que podem ser positivos ou negativos pelo que para a sua correta interpretação deverão ser tidos em conta os montantes de ajustamentos incluídos face ao ano gás anterior.

2. Os ajustamentos considerados para tarifas de 2016/2017 incluem efeitos que potenciam a variabilidade tarifária:

Síntese dos ajustamentos de s-2 e s-1

Unid: milhares €	s-2	s-1	Total
REN Atlântico	-834	-7.694	-8.528
REN Armazenagem	-830	-5.130	-5.960
REN Gasodutos	-21.464	8.833	-12.631
URT	-18.288	7.777	-10.511
UGS	-3.176	1.056	-2.120
Distribuição	10.003	3.703	13.706
CUR Grossista	-952	455	-497
CUR Retalhistas	-11.007	-3.704	-14.711
CUR Retalhistas > 10.000	-7.966	-11.812	-19.778
CUR Retalhistas < 10.000	-3.041	8.108	5.067
Total	-25.084	-3.537	-28.621

Nota: Valores positivos correspondem a devoluções ao SNGN; negativos a devoluções às empresas

Fonte: dados compilados da proposta de tarifas

3. O CT considera que seria desejável, que o critério para a repercussão do desvio de s-1 fosse no sentido de contribuir para a estabilidade tarifária, e que o seu valor apenas seja considerado quando for de sinal contrário ao de s-2.

A.2.2. EVOLUÇÃO DO NÍVEL DE PROVEITOS DE PORTUGAL E ESPANHA

1. Esta comparação é realizada no documento relativo à estrutura tarifária sendo evidente que em praticamente todos os casos as tarifas aplicadas resultam em valores inferiores aos praticados em Espanha. Este aspeto é essencial para a indústria exportadora, mas importa avaliar esses níveis com base nos custos médios sem o efeito dos ajustamentos para aferir a competitividade relativa das redes, a sua evolução e o nível de esforço imposto sobre os operadores.
2. Neste sentido foi realizada uma comparação tendo por base os valores publicados de proveitos permitidos e quantidades em Espanha e os mesmos valores constantes da proposta para o SNGN agora em análise, considerando os proveitos permitidos sem desvios de anos anteriores em Portugal e Espanha, observa-se o seguinte:

(energia à saída da rede)	TRANSPORTE		DISTRIBUIÇÃO	
PORTUGAL	2015-16	2016-17	2015-16	2016-17
	1,9	1,7	11,0	9,0
ESPANHA	2015-16	2016-17	2015-16	2016-17
	2,6	2,6	9,1	9,1
Pt/Es	74%	64%	121%	99%

(energia regaseificada)	TERMINAL	
PORTUGAL	2015-16	2016-17
	2,5	2,4
ESPANHA	2015-16	2016-17
	3,4	3,4
Pt/Es	75%	72%

Fonte: dados compilados da proposta de tarifas; BOE/IET/2736/2015

3. Em Portugal, a presente proposta indicia uma significativa e continuada redução de proveitos permitidos (remuneração de ativos e OPEX sem ajustamentos) que atinge agora valores muito significativos:
   - Redução de 13% para o transporte em Portugal face ao ano anterior. Neste momento, a proposta da ERSE tem um "desconto" de 36% face a Espanha. No caso do terminal o desconto é de cerca de 28%.
   - Redução de cerca de 18% no caso da distribuição. Neste quadro, está agora em linha com Espanha, 1% abaixo, quando o ano passado era 21% acima.
4. Para consumos relativamente estáveis entre o ano gás findo e o próximo, as variações são significativas e por isso explicáveis diretamente pela redução de proveitos permitidos.
5. O CT nota ainda que em Espanha a opção desde 2014 foi manter as tarifas para a estabilização de um setor que não tem por definição rendas económicas por ser regulado.
6. A sustentabilidade do setor exige que se avalie e prossiga uma trajetória tarifária de forma segura e sustentada, permitindo gerir o comportamento dos desvios em benefício da estabilidade tarifária e da competitividade.

A.3. TARIFAS

A.3.1. TARIFAS DE ACESSO À REDE (TAR)

1. O CT regista a descida substancial das TAR para todos os níveis de pressão, apresentando-se em sentido oposto ao verificado em anos anteriores:

Variação anual das tarifas de acesso às redes

Tarifas de Acesso às Redes	Variação 2016-2017/2015-2016
Clientes em AP (> 50 milhões de m^3) *	-13,7%
Clientes em MP e BP > (> 10 000 m^3)	-30,3%
Clientes em BP < (< 10 000 m^3)	-19,2%

(*) Os limites de consumo indicados são indicativos

2. Para a redução das TAR contribuiu fortemente a diminuição de custo associado às redes de transporte e de distribuição.
3. No entanto, e tal como referido em pareceres anteriores, permanece alguma falta de transparência relativamente à origem dos custos das UGS I e UGS II e o seu reflexo em cada nível de pressão e de grupo de consumidores.
4. Este tema assume particular importância dado que esta parcela representa mais de 50% do preço médio das tarifas de acesso às redes em AP, e 32% do preço aplicável em MP.
5. O CT considera que a proposta apresentada pela ERSE no sentido da redução das TAR é positiva para os consumidores e, no contexto da conjuntura económica atual, permite alguma convergência dos preços do gás natural em Portugal face à realidade europeia, contribuindo para a melhoria da competitividade das empresas portuguesas e do poder de compra das famílias.

6. A variação anual das tarifas por atividade traduz-se na seguinte tabela:

Variação anual das tarifas por atividade

Tarifas por atividade	Variação 2016-2017/2015-2016
Infra-estruturas de Alta Pressão	
Tarifa de Uso do Terminal de GNL	4%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	0%
Acesso às Redes e Gestão Global do Sistema	
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	-23%
Tarifa de Uso Global do Sistema	-2%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	-23%

Fonte: ERSE, Documento tarifas e preços

7. Será também importante conhecer os possíveis impactos futuros desta nova distribuição de custos e a eventual constituição de desvios tarifários através de uma análise de sensibilidade a variações de consumo.

8. Os comercializadores são livres na forma de cobrança dos custos de entrada da tarifa de URT (ponto 7.1.3 da proposta de tarifas e preços de gás natural) podendo explicitá-los em ponto próprio na fatura ou incorporá-los no preço da energia.

9. Por uma questão de transparência, equidade e uniformidade nas faturações e facilidade de comparação de propostas por parte dos consumidores, o CT recomenda à ERSE que seja feita uma revisão deste conceito e definida, por via regulamentar, a inclusão deste parâmetro nos custos regulados das tarifas de acesso de cada nível de pressão.

10. O CT reconhece que a implementação de escalões de consumo nas TAR para os níveis de pressão AP, MP e BP>, poderá contribuir para uma estrutura tarifária mais baseada em volumes de consumo e não apenas nos níveis de pressão.

11. Estes novos níveis permitem introduzir alguma continuidade nos tarifários entre os vários níveis de pressão, contribuindo para uma desejável harmonização tarifária, mantendo, no entanto, consideráveis discrepâncias que importa evitar.

12. Acresce que, a proposta deve clarificar o critério escolhido para a definição dos níveis de consumo, de forma a ser possível avaliar os seus benefícios bem como eventuais futuras alterações ao número de escalões de forma a tornar o tarifário mais contínuo.

13. O CT considera importante realizar uma avaliação aos custos de acesso para consumos na fronteira entre os diversos níveis tarifários, por forma a mitigar o impacto das oscilações entre tarifários e o impacto da mudança de tarifário nas opções de eficiência energética das empresas, percebendo de que forma estas descontinuidades poderão estar a beneficiar economicamente, através do tarifário aplicável, consumidores menos eficientes.

14. O CT considera positiva a introdução de novos critérios para que clientes em MP com consumos superiores a 10 Mm^3/ano possam usufruir de medidas compensatórias para evitar a sua ligação direta à rede de AP.

15. No entanto, sendo a fórmula de compensação muito complexa sugere-se a sua clarificação, de forma a que seja possível quantificar claramente o benefício obtido por cada tipologia de cliente, de modo a prevenir a sua ligação física a uma rede de pressão superior.

16. O CT concorda como sendo mais vantajosa para o sistema a opção proposta pela ERSE de introduzir condições para que os grandes consumidores com as instalações próximas da rede de AP, não sejam penalizados por não se ligarem a esse nível de pressão.

17. Os parâmetros dessa opção devem ser bem calibrados para que a mesma responda aos objetivos pretendidos, e desse modo não descriminar no acesso à nova modalidade os diferentes consumidores próximos da rede de AP.

18. O CT considera importante que seja clarificado de que forma o referido agravamento da tarifa de AP, mencionada na proposta da ERSE, se poderá refletir nos restantes níveis de pressão e nos consumidores em AP que não contribuem para esse aumento.

A.3.2. TARIFAS FLEXÍVEIS DE SAÍDA

1. Na recente revisão regulamentar do Setor do Gás Natural, publicada em 14 de abril de 2016, para o triénio 2016-2019, a ERSE acedeu ao pedido dos promotores de centrais de ciclo combinado em regime de mercado, e criou uma opção tarifária flexível diária para uso da rede de transporte em alta pressão.

2. No entanto, decidiu adiar a sua entrada em vigor para o ano gás seguinte (2017-2018) requerendo, por prudência, mais tempo para realizar estudos sobre os preços a fixar, alegando também que a atual conjuntura de preços das *commodities* mitiga o problema de baixo funcionamento dos ciclos combinados.

3. Contudo, o anterior não é confirmado pela prática, como se verificou em 2015-2016, quando mesmo numa conjuntura de preços favorável, e num regime muito seco, estas centrais apresentaram um fator de carga inferior a 10%.

4. A não ativação da nova opção tarifária no ano gás 2016-2017, além de perpetuar uma importante assimetria regulatória com Espanha, irá representar um entrave muito sério ao funcionamento dos ciclos combinados em regime de mercado, muito provavelmente inviabilizando o funcionamento das centrais na sua plena capacidade. Estes consumidores necessitam de uma flexibilidade que as opções tarifárias já existentes não oferecem para poder tirar partido das oportunidades pontuais de funcionamento que são oferecidas pelas condições de hidraulicidade e eolicidade.

5. Respeitando a prudência invocada pela ERSE, o CT entende ainda assim sugerir, para o ano gás 2016-2017, que seja adotado um multiplicador de preço para esta tarifa correspondente a um valor suficientemente elevado de forma a impedir sempre e em qualquer circunstância, a transferência de custos para os restantes consumidores, devendo este mecanismo, a adotar, ser objeto de monitorização permanente.

A.3.3. TARIFA SOCIAL E ASECE

1. A proteção dos consumidores economicamente vulneráveis ganhou expressão no quadro do mercado energético através da instituição de mecanismos de combate à pobreza, de que são exemplo a tarifa social e o Apoio Social Extraordinário ao Consumidor de Energia (ASECE).

2. No setor do gás natural, a tarifa social aplicável aos clientes finais que se encontrem numa situação de vulnerabilidade económica foi criada pelo Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, que define como tal os clientes que sejam beneficiários do rendimento social de inserção, do complemento solidário para idosos, do subsídio social de desemprego, do primeiro escalão do abono de família e da pensão social de invalidez. Por outro lado, o citado diploma legal estatui que os clientes economicamente vulneráveis elegíveis para a tarifa social são os consumidores domésticos, titulares de contrato de fornecimento de gás natural para a sua habitação permanente com consumo anual igual ou inferior a 500m^3.

3. Por seu turno, o Decreto-Lei n.º 102/2011, de 30 de setembro, veio erigir o denominado ASECE, medida adicional e complementar de proteção dos consumidores aplicável a pessoas singulares que estejam em condições de beneficiar da tarifa social.

4. Estes mecanismos de apoio aos consumidores domésticos economicamente vulneráveis foram recentemente objeto de profundas alterações, introduzidas através da Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, que aprova o Orçamento do Estado para 2016, algumas das quais ainda a aguardar materialização.

5. O aludido diploma legal veio redesenhar os descontos sociais existentes no mercado de fornecimento de energia, visando a definição de um modelo único e automático de acesso a este mecanismo e o alargamento do atual número de beneficiários efetivos das tarifas sociais, sem diminuição do valor do desconto a praticar face aos descontos em vigor.

6. De igual modo, o CT realça a revogação do ASECE, operada pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, e a incorporação do seu efeito na tarifa social do gás natural, opção normativa que concorre, salvo melhor entendimento, para uma simplificação e facilitação da aplicação deste mecanismo de proteção aos consumidores economicamente vulneráveis.

7. Para o ano gás 2016/2017, as tarifas sociais agrupam os dois descontos/apoios anteriormente concedidos de modo isolado (tarifa social e ASECE), correspondendo a um desconto de 31,2% sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais.

8. O CT regista que a ERSE, para alcançar este desconto na tarifa de acesso às redes, optou, uma vez mais, por anular o termo fixo da mesma - de modo a transmitir aos clientes um sinal preço dos seus consumos - e por aplicar um desconto adicional no preço de energia da tarifa de acesso às redes calculado de forma a obter o desconto referido no ponto que antecede.

9. O CT reconhece o mérito associado aos mecanismos mitigadores da volatilidade dos custos do gás natural no grupo dos consumidores economicamente vulneráveis e, por isso, tem expressado de forma reiterada a sua preocupação relativamente à fraca divulgação e adesão a estes mecanismos por parte dos consumidores, bem como, quanto ao modelo de financiamento da tarifa social.

10. As alterações agora introduzidas no regime da tarifa social, algumas das quais historicamente reclamadas pelo CT, poderão vir a diluir parte destas preocupações e, nesse contexto, o CT aguarda com expetativa a sua concretização efetiva, em especial, no que tange ao princípio da automaticidade da aplicação da tarifa social e ao alargamento do número de beneficiários da mesma.

11. Por outro lado, de modo a assegurar adequada monitorização do impacto das alterações introduzidas ao regime da tarifa social, o CT reitera junto da ERSE a necessidade de esta desenvolver, em especial, as seguintes medidas:

    a) Inclusão na proposta de tarifas e preços de informação detalhada sobre o número de consumidores atualmente abrangidos pela tarifa social do gás natural;

    b) Adaptação da avaliação, prevista na lei e que deveria ter ocorrido em 2013, "sobre caraterização do regime da tarifa social e sobre o seu financiamento" tendo em conta as alterações legislativas recentemente ocorridas neste domínio;

    c) Promoção junto do legislador de uma avaliação de alternativas ao modelo de financiamento da tarifa social, de modo a repartir por outras fontes o esforço que presentemente recai exclusivamente pelos restantes consumidores de gás natural;

    d) Apresentação dos resultados da atividade inspetiva da ERSE exercida junto dos comercializadores de gás natural quanto à aplicação do regime da tarifa social.

12. Finalmente, o CT reafirma a necessidade dos comercializadores, das associações de consumidores e demais agentes de mercado, incluindo a própria ERSE, continuarem a promover a disseminação de informação relativa a tarifas sociais junto dos consumidores economicamente vulneráveis.

A.4. TAXAS DE OCUPAÇÃO DO SUBSOLO (TOS)

1. A Lei nº 53-E/2006, de 29 de dezembro, define o regime geral das taxas das autarquias locais e estabelece que compete às Assembleias Municipais a definição das taxas de ocupação de subsolo (TOS). Por sua vez, os contratos de concessão assinados entre o Estado e as empresas distribuidoras de gás natural, reconhecem o direito destas repercutirem nos consumidores o valor integral das taxas de ocupação do subsolo liquidado pelas autarquias locais, legitimado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 98/2008, de 8 de abril.

2. No âmbito das suas competências e conforme metodologia prevista no RT, a ERSE quantificou as tarifas de referência a serem aplicados pelos operadores de redes em cada município, com reflexo na faturação dos consumidores, conforme os seguintes quadros:

Quadro I - 1 - Estrutura das taxas de ocupação do subsolo

Taxas de Ocupação do Subsolo			
Nível de Pressão	TW	TF	
	(Eur/kWh)	(Eur/mês)	(Eur/dia)
MP e BP>	0,000006169	1,000	0,032876712
BP<	0,000049368	0,001769246	0,000058167

TW - Preço de energia
TF - Preço do termo tarifário fixo
MP e BP> - Fornecimentos superiores a 10 000 m³
BP< - Fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³

Quadro I - 2 - Taxas de ocupação do subsolo, por Município

		BP<		BP> e MP	
Entidade	Município	Termo Fixo €/dia	Termo Variável €/kWh	Termo Fixo €/dia	Termo Variável €/kWh
Lisboagás	Alenquer	0,000896	0,000772	0,526417	0,000095
Setgás	Almada	0,000643	0,000138	2,658822	0,000487
Lisboagás	Amadora	0,001837	0,001582	1,084114	0,000195
Lusitaniagás	Aveiro	0,004888	0,004211	2,761863	0,000520
Lisboagás	Azambuja	0,004580	0,003945	2,584782	0,000487
Setgás	Barreiro	0,000187	0,007918	5,192482	0,000977
Portgás	Braga	0,001601	0,001371	0,904858	0,000170
Lisboagás	Cascais	0,019278	0,015220	16,548567	0,003114
Duriensegás	Chaves	0,002091	0,001801	1,181936	0,000222
Lusitaniagás	Coimbra	0,002930	0,002515	1,650365	0,000311
Lusitaniagás	Condeixa	0,003095	0,002666	1,749525	0,000329
Beiragás	Covilhã	0,022632	0,019495	12,791791	0,002407
Portgás	Esposende	0,002091	0,001799	1,181804	0,000222
Lusitaniagás	Estarreja	0,004316	0,003720	2,440828	0,000459
Dianagás	Évora	0,027767	0,023919	15,694422	0,002953
Portgás	Fafe	0,001570	0,001349	0,887386	0,000167
Lusitaniagás	Figueira Foz	0,000083	0,000072	0,047092	0,000009
Beiragás	Fundão	0,003929	0,001662	1,090300	0,000205
Portgás	Gondomar	0,000203	0,000174	0,114791	0,000022
Portgás	Guimarães	0,001028	0,000883	0,581274	0,000109
Lisboagás	Lisboa	0,007598	0,006545	4,294752	0,000808
Lisboagás	Loures	0,004861	0,004015	2,634553	0,000496
Beiragás	Lousã	0,003555	0,003062	2,009992	0,000378
Lisboagás	Mafra	0,010557	0,009129	5,989675	0,001127
Portgás	Maia	0,004706	0,004048	2,660149	0,000499
Portgás	Matosinhos	0,003770	0,003239	2,131031	0,000400
Lusitaniagás	Mealhada	0,017573	0,015138	9,932670	0,001869
Douragás	Miranda do	0,001462	0,001255	0,826536	0,000155
Setgás	Moita	0,020320	0,017504	11,485225	0,002161
Lisboagás	Odivelas	0,003838	0,003306	2,169346	0,000408
Lisboagás	Oeiras	0,005680	0,004893	3,210075	0,000604
Lusitaniagás	Ovar	0,004592	0,003955	2,595214	0,000488
Setgás	Palmela	0,018514	0,015948	10,464444	0,001969
Portgás	Porto	0,002053	0,001768	1,160097	0,000218
Portgás	Póvoa Varzim	0,008436	0,007267	4,768084	0,000895
Portgás	Santo Tirso	0,000081	0,000070	0,045886	0,000009
Setgás	Setúbal	0,004842	0,004171	2,736627	0,000515
Dianagás	Sines	0,013758	0,010128	6,645820	0,001250
Lisboagás	Sintra	0,017926	0,015441	10,131946	0,001906
Lisboagás	Torres Vedras	0,009228	0,007949	5,215974	0,000981
Portgás	Valongo	0,000477	0,000409	0,269410	0,000051
Lisboagás	Vila Franca de Xira	0,002337	0,002013	1,320809	0,000249
Portgás	Vila Nova Famalicão	0,000428	0,000367	0,241690	0,000045
Portgás	Vila Nova Gaia	0,002946	0,002540	1,668852	0,000312
Portgás	Vizela	0,001817	0,001561	1,026902	0,000193

Fonte: Área de concessão da Portgás[27], áreas de concessão do Grupo GALP[28], área de concessão da Tagusgás[29], e área de concessão da Sonorgás[30].

Quadro I - 3 - Preço médio por unidade de energia das taxas de ocupação do subsolo, por Município, e seu impacte na fatura de acesso às redes mensal dos clientes

		BP<		BP> e MP	
Entidade	Município	Preço das TOS €/MWh	Peso das TOS na Factura Acesso Mensal	Preço das TOS €/MWh	Peso das TOS na Factura Acesso Mensal
Lisboagás	Alenquer	0,9	2,3%	0,2	2,3%
Setgás	Almada	3,6	9,4%	0,7	9,4%
Lisboagás	Amadora	1,8	4,7%	0,4	4,7%
Lusitaniagás	Aveiro	4,8	12,6%	1,0	12,6%
Lisboagás	Azambuja	4,5	11,8%	0,9	11,8%
Setgás	Barreiro	9,1	23,6%	1,9	23,6%
Portgás	Braga	1,6	4,1%	0,3	4,1%
Lisboagás	Cascais	29,0	75,3%	6,0	75,3%
Duriensegás	Chaves	2,1	5,4%	0,4	5,4%
Lusitaniagás	Coimbra	2,9	7,5%	0,6	7,5%
Lusitaniagás	Condeixa	3,1	8,0%	0,6	8,0%
Beiragás	Covilhã	22,4	58,2%	4,6	58,2%
Portgás	Esposende	2,1	5,4%	0,4	5,4%
Lusitaniagás	Estarreja	4,3	11,1%	0,9	11,1%
Dianagás	Évora	27,5	71,4%	5,7	71,4%
Portgás	Fafe	1,6	4,0%	0,3	4,0%
Lusitaniagás	Figueira foz	0,1	0,2%	0,0	0,2%
Beiragás	Fundão	1,9	5,0%	0,4	5,0%
Portgás	Gondomar	0,2	0,5%	0,0	0,5%
Portgás	Guimarães	1,0	2,6%	0,2	2,6%
Lisboagás	Lisboa	7,5	19,5%	1,6	19,5%
Lisboagás	Loures	4,6	12,0%	1,0	12,0%
Beiragás	Lousã	3,5	9,1%	0,7	9,1%
Lisboagás	Mafra	10,5	27,3%	2,2	27,3%
Portgás	Maia	4,7	12,1%	1,0	12,1%
Portgás	Matosinhos	3,7	9,7%	0,8	9,7%
Lusitaniagás	Mealhada	17,4	45,2%	3,6	45,2%
Duriensegás	Mirandela	1,4	3,8%	0,3	3,8%
Setgás	Moita	20,2	52,3%	4,2	52,3%
Lisboagás	Odivelas	3,8	9,9%	0,8	9,9%
Lisboagás	Oeiras	5,6	14,6%	1,2	14,6%
Lusitaniagás	Ovar	4,6	11,8%	0,9	11,8%
Setgás	Palmela	18,4	47,6%	3,8	47,6%
Portgás	Porto	2,0	5,3%	0,4	5,3%
Portgás	Póvoa Varzim	8,3	21,6%	1,7	21,7%
Portgás	Santo Tirso	0,1	0,2%	0,0	0,2%
Setgás	Seixal	4,8	12,5%	1,0	12,5%
Dianagás	Sines	11,7	30,2%	2,4	30,2%
Lisboagás	Sintra	17,8	46,1%	3,7	46,1%
Lisboagás	Torres Vedras	9,2	23,7%	1,9	23,7%
Portgás	Valongo	0,5	1,2%	0,1	1,2%
Lisboagás	Vila Franca de Xira	2,3	6,0%	0,5	6,0%
Portgás	Vila Nova Famalicão	0,4	1,1%	0,1	1,1%
Portgás	Vila Nova Gaia	2,9	7,6%	0,6	7,6%
Portgás	Viseu	1,8	4,7%	0,4	4,7%

Quadro I - 4 - Preço médio por unidade de energia das taxas de ocupação do subsolo, por Município, e seu impacte na fatura mensal dos clientes

		BP<		BP> e MP	
Entidade	**Município**	**Preço das TOS €/MWh**	**Peso das TOS na Factura Total Mensal**	**Preço das TOS €/MWh**	**Peso das TOS na Factura Total Mensal**
Lisboagás	Alenquer	0,9	1,5%	0,2	0,6%
Setgás	Almada	3,6	5,9%	0,7	2,6%
Lisboagás	Amadora	1,8	3,0%	0,4	1,3%
Lusitaniagás	Aveiro	4,8	7,9%	1,0	3,4%
Lisboagás	Azambuja	4,5	7,4%	0,9	3,2%
Setgás	Barreiro	9,1	14,9%	1,9	6,5%
Portgás	Braga	1,6	2,6%	0,3	1,1%
Lisboagás	Cascais	29,0	47,4%	6,0	20,6%
Duriensegás	Chaves	2,1	3,4%	0,4	1,5%
Lusitaniagás	Coimbra	2,9	4,7%	0,6	2,1%
Lusitaniagás	Condeixa	3,1	5,0%	0,6	2,2%
Beiragás	Covilhã	22,4	36,6%	4,6	15,9%
Portgás	Esposende	2,1	3,4%	0,4	1,5%
Lusitaniagás	Estarreja	4,3	7,0%	0,9	3,0%
Dianagás	Évora	27,5	44,9%	5,7	19,6%
Portgás	Fafe	1,6	2,5%	0,3	1,1%
Lusitaniagás	Figueira foz	0,1	0,1%	0,0	0,1%
Beiragás	Fundão	1,9	3,1%	0,4	1,4%
Portgás	Gondomar	0,2	0,3%	0,0	0,1%
Portgás	Guimarães	1,0	1,7%	0,2	0,7%
Lisboagás	Lisboa	7,5	12,3%	1,6	5,4%
Lisboagás	Loures	4,6	7,5%	1,0	3,3%
Beiragás	Lousã	3,5	5,8%	0,7	2,5%
Lisboagás	Mafra	10,5	17,2%	2,2	7,5%
Portgás	Maia	4,7	7,6%	1,0	3,3%
Portgás	Matosinhos	1,7	6,1%	0,8	2,7%
Lusitaniagás	Mealhada	17,4	28,4%	3,6	12,4%
Duriensegás	Mirandela	1,4	2,4%	0,3	1,0%
Setgás	Moita	20,2	32,9%	4,2	14,3%
Lisboagás	Odivelas	3,8	6,2%	0,8	2,7%
Lisboagás	Oeiras	5,6	9,2%	1,2	4,0%
Lusitaniagás	Ovar	4,6	7,4%	0,9	3,2%
Setgás	Palmela	18,4	30,0%	3,8	13,0%
Portgás	Porto	2,0	3,3%	0,4	1,4%
Portgás	Póvoa Varzim	8,3	13,6%	1,7	5,9%
Portgás	Santo Tirso	0,1	0,1%	0,0	0,1%
Setgás	Seixal	4,8	7,8%	1,0	3,4%
Dianagás	Sines	11,7	19,0%	2,4	8,3%
Lisboagás	Sintra	17,8	29,0%	3,7	12,6%
Lisboagás	Torres Vedras	9,2	14,9%	1,9	6,5%
Portgás	Valongo	0,5	0,8%	0,1	0,3%
Lisboagás	Vila Franca de Xira	2,3	3,8%	0,5	1,6%
Portgás	Vila Nova Famalicão	0,4	0,7%	0,1	0,3%
Portgás	Vila Nova Gaia	2,9	4,8%	0,6	2,1%
Portgás	Vizela	1,8	2,9%	0,4	1,3%

3. Importa reforçar que se trata dos valores em vigor em abril de 2016, podendo os mesmos ser alterados durante o ano gás 2016-2017, designadamente em janeiro de 2017. Qualquer comparação entre estes valores e os valores verificados em abril de 2015 terá de ter em conta que, em cada ano, não é apenas repassado o valor das TOS cobrada no ano anterior pelo município, como também são repassados pagamentos entretanto efetuados pelo ORD relativos a dívidas resultantes de decisões do tribunal.

4. O CT tem, recorrentemente, em todos os seus pareceres, e com bastante enfoque no parecer de tarifas e preços GN 2015-2016, alertado e demonstrado, entre outros:

   a) A heterogeneidade entre municípios, resultante da coexistência de municípios a aplicar taxas nulas e outros a aplicar com grande amplitude de variação, potenciadora de acentuadas distorções de preço na fatura final a apresentar aos consumidores de GN;

b) A circunstância de que as TOS, não sendo recuperáveis (como o caso do IVA para consumidores não domésticos), são internalizadas pelos consumidores qualquer que seja o escalão de consumo, incidindo ainda sobre elas o IVA à taxa em vigor à data da faturação;

c) Alterações sistemáticas destas taxas impedem a previsibilidade e a estabilização dos custos, que são vetores determinantes para qualquer atividade económica;

d) A penalização dos consumidores com consumos <10.000m^3, que não tendo hipóteses de se deslocalizar, registam aumentos desproporcionados na sua fatura;

e) A decisão por parte dos investidores de instalação de atividades económicas num determinado município deve incluir o conhecimento prévio do impacte das TOS na sua fatura. Neste sentido, e considerando que a informação sobre as TOS são de difícil consulta por se encontrarem nas páginas da Internet dos Operadores das Redes de Distribuição (ORD), é entendimento do CT que a ERSE promova a disponibilização no seu portal de um simulador nacional destes impactes.

5. Volvidos 10 anos sobre a entrada em vigor da referida legislação, o CT reitera as preocupações insistentemente expressas no sentido de serem definidos mecanismos por forma a atenuar as desigualdades causadas por estas taxas, instando a ERSE que continue a desenvolver junto do legislador, dos municípios e sua associação representativa, diligências no sentido de sensibilizar os mesmos quanto aos efeitos negativos que a fixação de TOS elevadas têm nos consumidores e na sustentabilidade do sistema de GN, propondo nomeadamente:

a) A alteração da legislação em vigor estabelecendo tetos máximos de taxas a aplicar, (como se verifica, p.ex., no IMI e telecomunicações);
b) E de critérios de modulação em função dos consumos, em detrimento da aplicação estrita de um valor por metro linear, atenuando as assimetrias tarifárias e promovendo regras de sã concorrência entre as atividades económicas.

A.5. INVESTIMENTOS

1. O CT tem recomendado a análise criteriosa dos investimentos propostos pelas empresas tendo em conta a sua viabilidade económico-financeira, de modo a evitar possíveis impactos negativos nas tarifas.

2. O CT reconhece a importância do documento de análise dos investimentos do setor do gás natural que analisa os investimentos apresentados pelas empresas reguladas.

	2014	2015	2016	2017	TOTAL
RNTGN	6,46	4,62	10,69	51,83	73,6
Terminal de GNI de Sines	0,78	1,89	3,21	1,58	7,46
Armazenamento Subterrâneo	35,29	10,42	3,22	8,54	57,47
RNTIAT	**42,53**	**16,93**	**17,12**	**61,95**	**138,53**
RNDGN	**45,01**	**37,85**	**65,15**	**68,41**	**216,42**

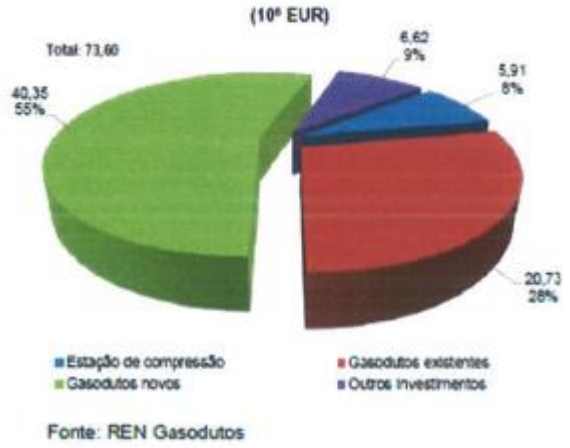
Fonte: Valores retirados do quadro 1.1 do documento "Análise dos investimentos do setor do gás natural".

3. O CT recomenda à ERSE que complemente a análise comparativa de volume de investimentos com a evolução da base de ativos.

4. O CT regista que, para o período em análise (2014-2017) a contenção no investimento no terminal de GNL de Sines e no armazenamento subterrâneo. Relativamente às previsões de investimento na RNTGN e RNDGN, o CT reitera a necessidade de uma análise criteriosa da fundamentação, da necessidade e dos impactos tarifários destes investimentos.

5. No que respeita ao investimento na RNTGN, verifica-se um aumento do investimento anual previsto para 2017. Do total dos investimentos analisados no documento, destacam-se duas rubricas, conforme o gráfico seguinte:

Figura 1-2 – Repartição dos investimentos na RNTGN



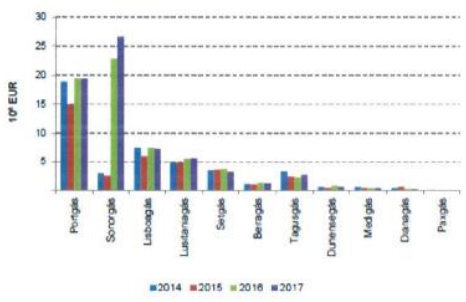
Fonte: REN Gasodutos

6. O CT nota que o investimento nos projetos de expansão da RNTGN e RNDGN estiveram em consulta pública no âmbito dos Planos de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL e Redes de Distribuição, respetivamente, onde foi recomendada prudência nos investimentos e uma análise criteriosa da necessidade de execução dos projetos para o SNGN.

7. Relativamente à RNDGN, o CT reitera a necessidade de garantir a razoabilidade económica dos investimentos propostos, em especial na expansão da rede, na medida em que o custo incremental por cliente e consumo induzido não seja desproporcionado, garantindo-se que aporta impactos positivos para o SNGN.

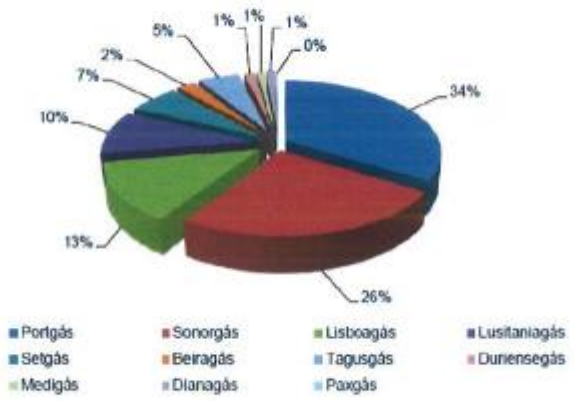
8. Para o período em análise 2014-2017, o investimento discriminado por operador é o seguinte:

Figura 6-12 – Evolução dos investimentos previstos, por operador de rede de distribuição, para os anos de 2014, 2015, 2016 e 2017



Fonte: Grupo Galp, Portgás, Tagusgás e Sonorgás

Figura 6-14 – Repartição dos investimentos previstos para a RNDGN para os anos de 2014, 2015, 2016 e 2017, por operador de rede de distribuição



Fonte: Grupo Galp, Portgás, Tagusgás e Sonorgás

9. O CT constata que a Sonorgás e a Portgás representam 60% do investimento para o período em análise, com um peso ainda maior nos anos de 2016 e 2017.

10. A Sonorgás apresenta previsões no sentido de um incremento do investimento, fruto da atribuição de 18 das 26 licenças de distribuição local de gás natural, estando ainda pendente a decisão sobre as restantes 8 licenças, e de um investimento na rede de distribuição em BP.

11. A Portgás apresenta investimentos para 2016 e 2017, em linha com 2014, depois de em 2015 ter existido uma contenção no investimento. A expansão da rede da Portgás, para 2016, assenta em dois grandes vetores, na expansão da rede de distribuição de BP e nas conversões/reconversões.

12. Tratando-se de uma clara aposta na expansão da rede de distribuição destas operadoras, o CT reitera a necessidade de se analisar os custos incrementais associados a estes investimentos e de garantir a sustentabilidade do SGN.

13. Nas propostas de investimento são apresentados volumes de GN veiculados estimados e números de novos postos de abastecimento, sem que exista qualquer responsabilização/penalização para as distribuidoras caso esses volumes não sejam alcançados.

14. O CT entende que seria desejável não apenas uma monitorização, por parte da ERSE da concretização desses pressupostos, como também, a existência dum mecanismo de partilha do risco entre as empresas e os consumidores.

15. O CT reitera que, não sendo o gás natural um bem universal, existindo alternativas, a desejável expansão da rede de abastecimento deve ter em conta a sustentabilidade do SNGN e, se possível, contribuir para a redução do custo unitário de utilização do mesmo.

A.6. PREÇOS REGULADOS

1. À semelhança do que aconteceu anteriormente e no que respeita à maioria dos serviços regulados, a ERSE optou pela manutenção dos preços fixados em anos-gás anteriores.

2. Considera o CT totalmente apropriada a opção da ERSE de promover uma desejável estabilidade regulatória.

3. Sem prejuízo disso, considera o CT que seria vantajoso, para efeitos futuros, a ERSE desenvolver estudo detalhado sobre esta temática, a fim de serem identificadas novas realidades de mercado que possam ser objeto de eventual ajustamento tarifário.

A.7. TRANSPORTE RODOVIÁRIO DE GNL PARA AS UAGS

1. O CT regista positivamente a opção finalmente tomada pela ERSE de manutenção da figura e funções do Gestor Logístico das UAG (GL-UAG) no Comercializador de Último Recurso Grossista (CURG), que se configurava como a mais adequada para garantia das continuidade e qualidade do serviço prestado, como foi consensual nos comentários apresentados pelos *stakeholders* na recente consulta pública.
2. O CURG, enquanto entidade com âmbito de operação nacional, garantindo o fornecimento de GN aos CURRs, surgiu como a entidade mais evidente para assegurar estas funções, as quais foram adequadamente realizadas nos últimos anos. Deste modo, a proposta de transferência para o GTS pareceu potencialmente criadora de disrupções no serviço, sem que fossem evidentes eventuais melhorias operacionais e/ou económicas no médio-longo prazo.
3. O CT tem defendido que a função de GL-UAG, deve ser garante da eficácia e equilíbrio económico do transporte rodoviário de GNL para as UAG do SNGN, contribuindo para o alargamento da disponibilidade de gás natural a zonas geograficamente mais remotas, desde que cumprido o princípio da racionalidade económica.
4. Identicamente, o CT valoriza positivamente a opção de recuperação dos custos associados a esta função na Tarifa UGS-II, no lugar da tarifa de energia como até ao último período regulatório.
5. No enquadramento anterior, a proposta no que se refere ao GL-UAG parece adequada, considerando o CT de notar os seguintes pontos particulares:

1) CUSTOS DO GL-UAG

Com a alteração da metodologia de recuperação dos custos, reconhece-se a natureza transversal do serviço prestado, dado a aplicação universal da UGS-II, e não apenas aos clientes em tarifa transitória nos CURRs, como resultava da sua incorporação na tarifa de energia.

No que respeita aos custos próprios do GL-UAG que serão recuperados no SNGN, o CT regista que se mantém a tendência de estabilização (254 k€ nos AG2015-16 e 2016-17), sem prejuízo do aumento da atividade que se tem verificado (cf. quadro 6-1 do documento "Tarifas", em que se verifica que entre 2013 e 2014 o número de camiões-cisterna aumentou 3.8%), recomendando, o CT, que a ERSE mantenha uma monitorização dos mesmos.

2) CUSTOS DO TRANSPORTE RODOVIÁRIO

O CT nota a alteração da estrutura tarifária proposta para o custo máximo do transporte rodoviário de GNL, que passa a incorporar um termo fixo, com redução do termo variável aplicado, que depende da distância percorrida.

Considera-se que esta alteração é positiva, no que permite mais adequadamente adequar este custo à estrutura dos contratos com os transportistas, sem prejuízo de procurar manter a racionalidade económica associada à distância da UAG ao terminal emissor de GNL.

Em qualquer caso, também aqui, o CT recomenda que a ERSE siga a evolução dos custos, prevenindo a criação de unidades que finalmente sejam mais geradoras de dispêndio para o SNGN, sem que representem um contributo efetivo para o crescimento dos consumos nele verificados.

3) UAGS PRIVATIVAS E ABERTURA DO MERCADO

Numa nota final, ainda que estas instalações não pertençam ao SNGN pelo que não estão no âmbito dos serviços prestados pelo GL-UAG, o CT recomenda que a ERSE análise o enquadramento desta atividade de

forma global, de forma a promover a aproximação com a organização do setor em Espanha, promovendo a livre concorrência quando estiverem asseguradas as condições para tal, retirando-os da perequação do transporte.

A.8. REGULAMENTO DE QUALIDADE DE SERVIÇO

1. O CT tomou conhecimento da publicação pela ERSE do Relatório de Qualidade de Serviço do SNGN, relativo a 2014, em 12 de maio de 2016.
2. Pela proximidade da data de publicação com a data de conclusão deste parecer, não é possível ao CT avaliar em detalhe o conteúdo do relatório, solicitando a atenção da ERSE para esta situação em futuras publicações. Valoriza-se, contudo, desde já como positiva, a inclusão da análise da atividade dos comercializadores em regime de mercado, face à sua crescente relevância no SNGN.
3. O CT nota ainda que a anunciada próxima revisão dos regulamentos de qualidade de serviço do SNGN e SEN, deverá incorporar a crescente integração das ofertas comerciais dos 2 setores, permitindo uma avaliação conjunta, em especial no que concerne ao mercado retalhista.

B – PARÂMETROS REGULATÓRIOS 2016-2019

B.1. TAXA DE REMUNERAÇÃO DE ATIVOS

B.1.1. REMUNERAÇÃO DO CAPITAL DAS ENTIDADES REGULADAS NO PERÍODO REGULATÓRIO 2016-2019

1. Na proposta de parâmetros de regulação para o período regulatório 2016-2019, a ERSE define para as taxas de remuneração de referência os valores de 5,9% para as atividades de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, transporte e armazenamento subterrâneo de gás natural, e de 6,2% para a atividade de distribuição de gás natural. Subjacente a esta escolha está uma metodologia baseada no modelo CAPM, amplamente usada pelos reguladores europeus e desde sempre utilizada pela ERSE na determinação do WACC das empresas reguladas. A sua manutenção no período regulatório 2016-2019 promove as desejáveis características de previsibilidade e estabilidade regulatórias.
2. O CT constata que, em todo o caso, a aplicação desta metodologia envolve opções por parte do regulador, uma vez que requer a definição de valores para diversos parâmetros que têm um impacto no valor final do custo de capital.
3. Concretamente para o cálculo da taxa de juro sem risco, a ERSE propõe a utilização da média geométrica nos últimos 5 anos das taxas de retorno das obrigações do tesouro com maturidade de 10 anos de um conjunto de países europeus com *rating* AAA.
4. Para o cálculo do prémio de risco de país, a ERSE considera a utilização do diferencial médio entre a yield das Obrigações do Tesouro Português (OT) a 10 anos e a *yield* dos títulos da dívida pública a 10 anos dos mesmos países considerados para o cálculo da taxa de juro sem risco, aos quais acrescenta França, no período entre 1999 e 2016.
5. No período regulatório anterior a ERSE tinha agregado o cálculo da taxa de juro sem risco e do prémio de risco de país, utilizando a média entre as OT Portuguesas e as *Bunds* Alemãs nos últimos 5 anos. Neste período regulatório, a ERSE propõe a desagregação do cálculo das duas variáveis, adotando, para, tal períodos temporais da informação e metodologias diferentes.
6. Tendo em conta que existe impacto na adoção de diferentes metodologias e períodos temporais, o CT recomenda à ERSE que na proposta final de parâmetros apresente maior fundamentação, ou se for seu entendimento, a reavaliação das opções tomadas.
7. Por fim, não se encontra no documento explicação para a introdução da França no grupo de países de referência utilizados para o cálculo do risco de país.

8. No que concerne ao prémio de risco de mercado verifica-se também uma alteração de metodologia adotada. Como consequência o parâmetro situa-se agora no intervalo 4,2% a 4,6% subindo em comparação com os períodos regulatórios anteriores (3,75% a 4,00%) não se encontrando no documento justificação para esta variação.

9. No que respeita ao beta do capital próprio, em comparação com os períodos regulatórios anteriores, a ERSE propõe uma redução do valor do beta do capital próprio, passando, no caso da Distribuição, de 1,2 no período regulatório 2010-2013, para 1,1 no período regulatório 2013-2016 e para 0,65 na atual proposta para o período 2016-2019. O CT verificando a redução deste parâmetro, realça:

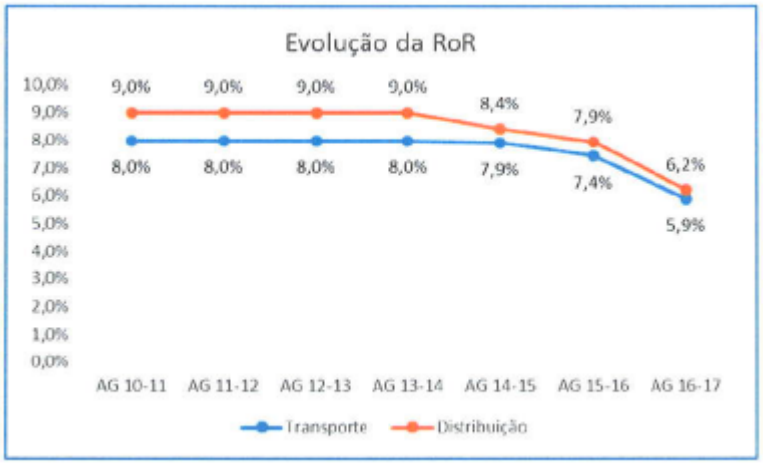
   a. A ERSE recorre a uma abordagem "*bottom-up*" para estimar o beta do ativo das atividades reguladas, deduzindo-o com base nos betas calculados para a Galp, REN e EDP e nos betas estimados para as diversas atividades de negócio dessas empresas, ponderados pelo peso de cada atividade no ativo total. Este método requer a estimativa dos betas de todas as atividades em que os grupos económicos operam, não se centrando na atividade regulada a remunerar, correndo-se o risco de essas estimativas serem pouco precisas, atendendo a que nem todas as atividades são cotadas em bolsa.

   b. Importa referir que para as atividades em AP, o beta do ativo definido pela ERSE é 0,36 comum a todas as infraestruturas. Quer a prática regulatória, quer as cotações de empresas em mercado com predomínio destas atividades, refletem valores de beta do ativo para as atividades de armazenamento e para os terminais, acima dos verificados para o transporte de GN não havendo evidência de estas diferenças terem sido acomodadas no cálculo apresentado.

   c. Tendo em conta a existência de outras metodologias de referência internacional para esses betas, o CT sugere, que a ERSE apresente resultados comparativos para fronteiras equivalentes.

B.1.2. IMPACTO DAS NOVAS TAXAS DE REMUNERAÇÃO NOS PROVEITOS PERMITIDOS

1. Desde o anterior período regulatório que se assiste a uma redução da taxa de remuneração do ativo, acentuada nesta proposta. O CT constata que em 4 anos estas taxas reduziram 2,1 e 2,8 pontos percentuais no Transporte e na Distribuição respetivamente.



2. Dado o impacto previsível desta redução nos operadores, o CT recomenda que a proposta inclua maior detalhe sobre a sustentabilidade das opções tomadas a médio prazo sobre as tarifas e sobre o setor.

3. Sendo uma das funções da ERSE assegurar o equilíbrio económico-financeiro das atividades reguladas do SNGN, o CT recomenda à ERSE que elabore e apresente, aquando da definição de parâmetros, um estudo de monitorização deste equilíbrio.

B.1.3. MECANISMO DE INDEXAÇÃO

1. De acordo com os esclarecimentos da ERSE ao CT, confirma-se, que o período de regulação se mantém e que a taxa aplicável resultante dos novos parâmetros é válida a partir de 1 de julho de 2016. Neste contexto, a taxa a aplicar ao ano de 2016 resultará da média entre a taxa do anterior período regulatório que se aplica no primeiro semestre de 2016 e a taxa equivalente do próximo período regulatório aplicável ao segundo semestre de 2016.
2. No período regulatório de 3 anos existem assim duas taxas que se aplicam durante um semestre, nos anos de transição de períodos regulatórios e, duas taxas anuais para os restantes dois anos.
3. O modelo de indexação considera a média das *yields* das Obrigações do Tesouro a 10 anos no período compreendido entre 1 de abril do ano s e 31 de março do ano s+1.
4. O CT recomenda uma reanálise do período de cálculo da média das OT, alinhando o mesmo com o ano civil para permitir maior consistência entre o valor apurado e o período ao qual se aplica.

B.3. CUSTOS E EFICIÊNCIA

1. A regulação por incentivos com estabelecimento de metas de eficiência deve ser fundamentada na partilha dos resultados entre empresas reguladas e consumidores e na fixação de metas que reflitam a prática da indústria.
2. O CT entende assim que uma regulação por incentivos deve ter subjacente:
   a) Uma correta definição da base de custos eficiente;
   b) As metas de eficiência devem ser exequíveis e incidir apenas sobre os custos diretamente controláveis;
   c) A repartição de benefícios deve ser transparente;
   d) Exigências de eficiência que não ponham em risco a qualidade e segurança do serviço.
3. A definição dos parâmetros apoiou-se, tal como nos anteriores períodos regulatórios, na análise ao desempenho das atividades reguladas, tendo a ERSE avaliado as diferenças entre os proveitos permitidos e os custos reais das empresas, assim como a aderência entre os indutores de custos utilizados e a evolução dos custos reais para determinação dos indutores mais adequados. A ERSE reavaliou ainda a desagregação entre as componentes fixas e variáveis dos custos, assim como o peso de cada uma delas no total dos custos de cada empresa.
4. Para este período regulatório a ERSE estendeu a regulação por incentivos a uma parte dos custos da atividade de gestão técnica e global do sistema.
5. O CT entende que a fixação de novas metas de eficiência deve ser precedida de uma meticulosa preparação e justificação.

B.3.1. OPEX DA RNTIAT

1. Os valores considerados no cálculo do OPEX de base para o período regulatório 2016-2019 baseiam-se na média entre os custos reais e os permitidos pela ERSE no ano 2014, último ano auditado, ajustada para o ano de 2016 com os fatores de eficiência fixados para o período regulatório anterior.
2. A ERSE reconhece a dificuldade de estabelecer a comparação do desempenho com empresas similares de outros países a operar nas mesmas atividades, devido à inexistência de estudos públicos. Pela

primeira vez, foi promovido pelos reguladores um estudo de *benchmarking* europeu à eficiência económica das empresas de transporte de gás natural, o E2GAS. Contudo à data de finalização da proposta de tarifas, o relatório final deste estudo ainda não tinha sido disponibilizado pelo consultor.

3. Para as atividades de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, a ERSE impõe uma meta de eficiência de 2% ao ano, e para as atividades de armazenamento subterrâneo e transporte de GN uma meta de 3%, justificando-as como um fator que internaliza os incrementos de eficiência decorrentes do progresso tecnológico que resultaram de um estudo efetuado há 3 anos pela ERSE para os custos com as redes de distribuição elétrica. O CT questiona a aplicação da conclusão do estudo às atividades do setor do GN.

4. No caso específico da atividade de receção, armazenamento e regaseificação de GNL e da análise da figura verifica-se uma aderência entre os custos apresentados pela empresa líquidos de proveitos e os custos aceites pela ERSE líquidos de proveitos ao longo do período compreendido entre os anos de 2008 e de 2011. O diferencial ocorrido a partir de 2012 deve-se, conforme a própria ERSE reconhece, à alteração da metodologia de custos aceites fixada pelo regulador que aumentou a parcela variável dos custos do terminal, o que considerando a redução de emissão de GNL devido ao seu desvio para outros mercados conduziu a uma redução dos custos totais aceites, sem que o mesmo se tenha refletido na estrutura de custos real da empresa.

Fonte: ERSE, "Parâmetros de regulação para o período dos anos gás 2016-2017, 2018,2019", p. 16

5. A ERSE para o próximo período regulatório aumentou o peso do termo fixo e propõe um custo operacional para o 2.º semestre de 2016 cerca de 15% abaixo do ocorrido em 2014, sobre o qual impõe uma meta de eficiência de 2% ao ano. O CT reitera a necessidade de a fixação de níveis de custos dever ser devidamente fundamentada, evitando perdas continuadas, não justificadas, no terminal.

6. Acresce que para o período regulatório 2016-2017 a 2018-2019, os custos da REN Atlântico com o acesso às redes de eletricidade, considerados nos anteriores períodos regulatórios fora das metas de eficiência por serem definidos pelo regulador, foram incorporados na parcela fixa, sujeita a meta de eficiência, mesmo sabendo que em regime de emissão mínima o terminal não pode modular as emissões não tendo por isso opção quanto ao diferimento dos consumos.

7. Sabendo que os custos com o acesso às redes de eletricidade resultam das tarifas de acesso fixadas pela ERSE e de quantidades que não dependem da gestão do operador do terminal, mas de quem o utiliza, o CT questiona esta decisão da ERSE de por um lado considerar este custo fixo e por outro impor eficiências a um custo não controlável pelo operador.

8. Relativamente à atividade de gestão global do sistema, a sua complexidade é crescente bem como os custos decorrentes em especial ao nível dos sistemas de apoio e das competências técnicas associadas aos novos modelos de informação do mercado e implementação dos códigos de rede europeus. Estes aumentos são evitados ou reduzidos, quando se partilham custos com atividades similares dentro de um mesmo grupo. Ao penalizar esta partilha de sinergias por impor uma eficiência a estes custos, o CT tem reservas quanto ao custo/benefício desta medida recomendando prudência na sua aplicação.

B.3.2- OPEX DA DISTRIBUIÇÃO

a) BASE DE CUSTOS E INDUTORES

1. O CT constata que o suporte de dados sobre os custos de exploração das empresas é extenso e permitiu à ERSE um nível de análise com correlações várias. O CT constata ainda que esta análise permitiu à ERSE validar a correta definição dos indutores como também o seu peso (quadro 3-10 pág. 102).
2. O CT constata no quadro 3-26 da página 85 que em média entre 2010 e 2014 o conjunto das empresas ficou com os seus custos aceites a um nível de 95,6% dos seus custos reais.
3. O CT constata também que o impacto dos custos reais sobre a rentabilidade das empresas, apesar de terem ficado acima dos custos aceites, é limitado.
4. O CT reconhece o esforço das empresas reguladas no sentido do cumprimento das metas de eficiência estabelecidas, recomendando, no entanto, uma permanente monitorização do binómio qualidade do serviço e sustentabilidade do setor.

b) EFICIÊNCIA

1. O CT constata também nesta matéria o esforço de suporte analítico para a definição das metas de eficiência.
2. Em esclarecimento complementar, a ERSE apresentou o método de apuramento das novas metas de eficiência depois de posicionadas as empresas em grupos de eficiência.
3. A ERSE aludiu à nota de rodapé da página 116 do documento "Parâmetros regulatórios" para explicar o parâmetro de eficiência mínimo.
4. O CT constata que a ERSE utilizou um estudo realizado para o setor Elétrico sobre o impacto da evolução tecnológica para estabelecer a eficiência mínima. Tal como referido anteriormente, o CT considera que não está demonstrado que este estudo seja aplicável ao setor do gás natural.
5. Considerando o exposto, o CT solicita melhor análise ao parâmetro de eficiência mínimo de 3%.
6. O CT considera que a definição de grupos de eficiência de empresas por escalões introduz desnivelamentos, sugerindo a adoção de uma metodologia menos descontinuada. Igualmente sugere que os arredondamentos sobre a taxa de eficiência calculada sejam efetuados à décima.

B.3.3- COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA

a) OPEX

1. Na análise efetuada pela ERSE a várias empresas de comercialização, é reconhecido que até ao ano 2014 inclusive, os custos fixos representaram, em média, um peso de 21% nos custos totais das empresas de comercialização de último recurso.
2. Concordando o CT com a manutenção da regulação dos custos com base em critérios de eficiência, o CT entende também que no que respeita à repartição dos custos entre fixos e variáveis, num cenário de progressiva saída de clientes destas empresas para o mercado liberalizado (a estimativa para o

Período Regulatório 2013-2016 indica uma diminuição de clientes de cerca de 880 em 2013 para 330 mil clientes em 2016) deve a ERSE adotar alguma prudência na definição destes parâmetros.

3. Adicionalmente, estas empresas terão de fazer face durante o próximo período regulatório às alterações regulamentares implementadas em diversas atividades.

4. Neste contexto, tendo em conta as realidades distintas entre as várias empresas e os desafios contidos na nova regulamentação, o CT alerta para a sensibilidade e o impacto da decisão da proposta da ERSE relativa à repartição entre custos fixos e variáveis.

b) FATORES DE EFICIÊNCIA

1. O CT constata que os custos reais das empresas de comercialização de último recurso têm vindo a descer progressivamente, o que demonstra o esforço efetuado pelas empresas em adaptarem a sua organização às alterações do setor.

2. Conclui-se da análise dos documentos preparados pela ERSE que, quer a recuperação dos proveitos permitidos das empresas, quer as metas de eficiência definidas pelo regulador, não têm sido atingidas, com evidente perda para os CUR's, como se demonstra na figura 4-18 da página 150 do documento de parâmetros.

Fonte: ERSE, "Parâmetros de regulação para o período dos anos gás 2016-2017, 2018,2019", p. 150

3. Considera assim o CT que a organização atual da atividade de comercialização de último recurso retalhista poderá não ser sustentável, pelo que a ERSE deverá promover com carácter de urgência uma revisão do modelo organizativo desta atividade, tal como proposto neste parecer, assegurando no entretanto o regular funcionamento dos CUR garantindo-lhe a recuperação dos custos.

c) PROVEITO PERMITIDO ADICIONAL (4€/CLIENTE)

1. O CT tomou boa nota dos esclarecimentos apresentados pela ERSE a este Conselho sobre os valores indicados para esta componente dos proveitos permitidos no Q4-279, e do facto de a proposta de tarifas não ser alterada pela correção a realizar.

2. Nestes termos, o CT antecipa que a ERSE assegurará a publicação do quadro Q4 – 279 do documento de Proveitos, considerando para o ano 2016 o valor médio dos considerados para os anos de 2015 e 2017, coerentemente com a transição de períodos regulatórios.

III - CONCLUSÃO

O Conselho Tarifário considera que a proposta de "Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2016-2017 e de "Parâmetros para o período de regulação 2016-2019" que lhe foram apresentadas pela ERSE deverão ser reformuladas de acordo com os comentários e recomendações constantes do presente parecer.

Aprovado em 16 de maio de 2016.

[Parecer integral digitalizado]: ver pg. 189 e ss.

◆Resposta da ERSE ◆

I — GENERALIDADE

Para efeitos da aprovação das tarifas e preços de gás natural a vigorarem em 2016-2017, o Conselho de Administração (CA) da ERSE submeteu a parecer do Conselho Tarifário (CT), no dia 14 de abril de 2016, a "Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2016-2017 e parâmetros para o período de regulação 2016-2019", tendo o CT emitido o seu parecer a 16 de maio de 2016, conforme o disposto nos Estatutos da ERSE.

Após a análise do referido parecer, tomando em consideração os comentários e sugestões nele apresentados, assim como os comentários das demais entidades consultadas, o CA da ERSE aprova até 15 de junho de 2016 as tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2016-2017 e os parâmetros para o período de regulação 2016-2019.

1 — ENQUADRAMENTO

No que respeita o comentário do CT relativo à uniformidade tarifária, este é um princípio importante que tem vindo a ser prosseguido pela ERSE, mas que deve ser alcançado acautelando impactes tarifários nos consumidores. Apesar da redução média de 13,3% nas tarifas transitórias de BP< agora publicadas, a uniformidade tarifária nos restantes escalões de consumo implicaria não assegurar que todos os consumidores observassem reduções tarifárias.

2 — COMUNICAÇÃO DOS IMPACTOS TARIFÁRIOS

O exercício de comunicação de variações tarifárias requer algum esforço de simplificação, pela quantidade elevada de variações que podem ser comunicados e pela confusão que tal pode gerar. Deste modo, a ERSE tem optado por incluir no comunicado informação sobre as variações das únicas tarifas de venda a clientes finais que publica, as do comercializador de último recurso. Assim, tem-se considerado relevante fornecer informação, quer das variações tarifárias das tarifas transitórias de venda a clientes finais, quer das tarifas sociais de venda a clientes finais.

A ERSE não ignora que esta é uma informação que abrange cada vez menos consumidores, dada a crescente relevância no mercado liberalizado, mas receia que a comunicação das variações das tarifas de acesso às redes induza em erro os consumidores, por não ser essa a variação de preço que irão observar, uma vez que a sua fatura final depende quer das tarifas de acesso às redes, quer da componente de energia que é acordada livremente entre os consumidores e o seu comercializador de mercado.

Todavia, reconhecendo-se a pertinência dos comentários do CT procurar-se-á nos exercícios futuros de tarifas repensar as variações tarifárias a comunicar. Quanto ao exercício presente considera-se que as alterações ao comunicado devem ser minimizadas, sobre pena de se considerar que a decisão apresenta alterações significativas quando comparada com a proposta submetida ao CT em abril, o que não é o caso.

Quanto ao exercício de monitorização, na sequência do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação do Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro, que atribui à ERSE competências de monitorização de preços no mercado retalhista de gás natural, a ERSE publicou o Despacho n.º 3677/2011, de 24 de fevereiro, que estabelece as obrigações de reporte de informação à ERSE pelos comercializadores sobre as ofertas comerciais que estão a praticar no mercado e sobre os preços médios praticados no passado.

Esta informação tem permitido à ERSE efetuar o exercício de monitorização dos preços que estão a ser praticados no mercado, mas também informar os consumidores sobre as ofertas em mercado, com preços que na generalidade estão abaixo da tarifa transitória, conforme apresentado no capítulo 12 do documento "Estrutura tarifária no ano gás 2016-2017". Para isso, a ERSE disponibiliza, na sua página de internet,

informação sobre todas as ofertas dos comercializadores de mercado, assim como simuladores de ofertas comerciais de energia, que permitem aos consumidores de BT N comparar todas as ofertas disponíveis no mercado.

3 — REVISÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO

A ERSE gostaria de salientar que há um esforço, em todos os processos de consulta pública, muito concreto na tentativa de harmonizar os interesses das diversas partes, na solução que melhor se adeque à defesa dos princípios subjacentes à regulação. Em particular, na 54.ª Consulta Pública, a ERSE propôs soluções sobre diversos temas que sofreram alterações significativas face ao parecer do CT. São exemplos (1) a introdução dos novos escalões de consumo nas tarifas de AP, MP e BP, (2) a adoção da proposta do CT relativamente à repartição de encargos de neutralidade; (3) a não adoção das alterações nas regras relativas aos *swaps* regulados; (4) a aprovação da tarifa flexível diária já no próximo ano gás, quando a ERSE tinha proposta a sua vigência para o ano gás 2017-2018.

Assim, nesta como noutras matérias, a ERSE tem uma cultura de respeito e muito apreço pelos seus órgãos consultivos, tentando sempre que possível e justificado, a adoção das recomendações que lhe são dirigidas.

Os comentários recebidos no âmbito dos processos de consulta são, por conseguinte, avaliados pela ERSE e tidos em consideração no momento em que são elaboradas as versões finais dos diversos Regulamentos, antes da sua publicação oficial. Contudo, realça-se que os diversos comentários recebidos, onde se inclui o parecer do Conselho Tarifário, não são vinculativos para a ERSE, que no âmbito das suas funções tem de avaliar as propostas que no seu entender são mais adequadas para o bom desempenho do processo regulatório.

No caso particular do mecanismo de recuperação dos proveitos permitidos das atividades de transporte e de distribuição do gás natural associada à procura, apesar de alguns comentários desfavoráveis recebidos de *stakeholders,* a ERSE entendeu que a proposta efetuada no âmbito da consulta pública é vantajosa para o sistema, designadamente porque permite mitigar os impactes tarifários associados a grandes variações da procura de gás natural, sem conduzir à criação de deficit tarifário. Assim, ponderadas as vantagens e as desvantagens e ouvido o Conselho Tarifário, a ERSE decidiu manter a sua proposta e verter na versão final do articulado do Regulamento Tarifário o mecanismo proposto em sede de consulta pública. No entanto, a ERSE não deixou de ter em conta as preocupações do Conselho de Tarifário na definição dos parâmetros que permitem a sua implementação, designadamente, na definição dos valores dos desvios nos proveitos associados à evolução da procura que acionem este mecanismo.

4 — SUBREGULAMENTAÇÄO

4.1) — DINAMIZAÇÃO DO TERMINAL DE GNL DE SINES

O CT solicita que a ERSE publique a subregulamentação e respetiva tarifa, que permitam concretizar os mecanismos adicionais de dinamização do terminal de GNI- até ao início do ano gás 2016-2017. O desenho desta nova opção tarifária é complexo, exigindo uma discussão cuidada com os agentes, estando a ERSE a preparar a discussão com os interessados nesta matéria, por forma a responder da forma mais célere possível à solicitação do CT.

4.2) — CÓDIGO EUROPEU DE BALANCEAMENTO DE REDES

A consulta aos interessados da subregulamentação das regras de balanço, que integrará o Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNGN, e a realização de um *workshop* estão previstos para o final de junho de 2016.

4.3) — MERCADO ORGANIZADO EM PORTUGAL E MIBGÁS

A ERSE concorda em pleno com o CT pelo que, no âmbito da cooperação entre reguladores, a ERSE, em conjunto com o regulador de Espanha, tem previsto o arranque das tarefas visando o acoplamento dos mercados, designadamente pela implementação do modelo da atribuição de capacidade implícita, conforme decorreu da consulta pública realizada em 2015. De salientar igualmente, que a ERSE emitiu um comunicado a 16 de dezembro de 2015 dando nota do arranque, na respetiva data, da negociação de produtos de gás natural, através da plataforma de mercado organizado no âmbito do MIBGÁS. O arranque desta plataforma de negociação constitui um importante passo na integração progressiva dos mercados de gás natural de Portugal e de Espanha e na construção do Mercado Interno do Gás Natural.

4.4) — TARIFAS DE ACESSO À REDE DE TRANSPORTE EM CONTRATOS DE CAPACIDADE DIÁRIA NAS SAÍDAS

Considerando o parecer do Conselho Tarifário relativo às tarifas de gás natural para o ano gás 2016-2017, no que respeita à introdução de uma opção tarifária em alta pressão com contratação de capacidade diária, a ERSE definiu uma nova opção tarifária de acesso às redes com contratação de capacidade diária, em conformidade com a proposta apresentada no processo de Consulta Pública de alteração regulamentar do Regulamento Tarifário em 2015.

4.5) — CONDIÇÕES DE ACESSO Às REDES

A ERSE define na diretiva que aprova as "Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2016-2017 e parâmetros para o período de regulação 2016-2017 a 2018-2019" os parâmetros que definem a aplicação das novas tarifas opcionais de acesso às redes em MP em linha com o solicitado pelo Conselho Tarifário.

II — ESPECIALIDADE

A - TARIFAS E PREÇOS PARA 2016-2017

A.1 — MERCADO LIVRE

O CT, nos seus comentários à proposta de tarifas e preços para 2016-2017, insta a ERSE a utilizar os instrumentos ao seu dispor para incentivar a conclusão da migração de consumidores entre o mercado regulado e o mercado livre, no fornecimento de gás natural. A ERSE acompanha as preocupações expressas pelo CT neste domínio, lembrando, contudo, que uma parte importante das condicionantes à migração atrás mencionada se prendem com a informação e esclarecimento dos consumidores de gás natural, razão pela qual a ERSE tem adotado, no plano regulamentar e na atuação conjunta com os restantes *stakeholders*, ações que visam obter melhores condições de acesso à informação pelos consumidores e, consequentemente, uma escolha informada do seu fornecedor. A este propósito, refira-se o conjunto de alterações regulamentares recentemente introduzidas que visa reforçar as obrigações de prestação de informação, da sua clareza e transparência, que impendem sobre os fornecedores de gás natural. Ainda a este respeito, refira-se que do próprio Plano e Relatório de Atividades da ERSE contam ações dirigidas com o intuito a disseminar em rede o conhecimento, nomeadamente quanto à mudança de comercializador e processo de extinção de tarifas reguladas, para com isso potenciar a escolha esclarecida e a igualdade no acesso à informação por parte dos consumidores.

O CT refere também a necessidade de publicação de informação regular sobre o desenvolvimento do mercado liberalizado, referindo a criticidade de uma publicação mensal e atempada desta informação. A ERSE, mais uma vez, acompanha as preocupações expressas pelo CT, sendo de referir que a informação relativa ao mercado retalhista de gás natural tem, até aqui, verificada uma cadência de publicação trimestral. A ERSE está a concluir um processo tendente à adaptação do modelo de agregação e preparação desta informação que permita cumprir a referida cadência mensal sugerida pela CT, bem como uma maior similitude com a informação equivalente que é disponibilizada para o mercado elétrico.

Refere também o CT a necessidade premente de aumentar a comparabilidade de ofertas de produtos e serviços. A ERSE, reconhecendo o interesse e a importância de tal atuação, adotou, já em meados de 2015, uma disposição regulamentar que vincula a generalidade dos comercializadores à apresentação prévia de uma ficha padronizada da oferta comercial, que se orientou justamente para a comparabilidade das condições das ofertas que estão para além do preço da mesma. A ERSE crê que, num ambiente liberalizado, a diferenciação das ofertas constitui simultaneamente um benefício e um desafio para os consumidores, razão pela qual tem vindo a atribuir no plano do relacionamento comercial uma extrema importância às condições de informação e esclarecimento aos consumidores, incluindo aquela que permite a referida comparabilidade.

É com esse objetivo que a ERSE tem vindo a trabalhar na divulgação de informação clara, útil e comparável sobre as ofertas de mercado. A ERSE continuará a informar os consumidores da existência de ofertas concorrenciais em mercado com preços que na generalidade estão abaixo da tarifa transitória, disponibilizando, na sua página de internet, informação sobre todas as ofertas dos comercializadores de mercado, assim como simuladores de ofertas comerciais de energia, que permitem aos consumidores de BTN comparar todas as ofertas disponíveis no mercado.

No que se refere à cessação da publicação de tarifas transitórias de venda a clientes finais para os segmentos de MP e BP>, a Portaria n.º 97/2015, de 30 de março estabelece que a obrigatoriedade de fornecimento de gás natural pelos comercializadores de último recurso, a clientes finais que não exerçam o direito de mudança para um comercializador do mercado livre, se mantém até 31 de dezembro de 2017.

No que respeita à eventual existência de obstáculos à concorrência no mercado livre, relacionados com o nível de preço das tarifas transitórias de venda a clientes finais, importa referir o aumento do número de operadores na comercialização retalhista, no decurso dos últimos dois anos gás, aumento esse que, ainda que inferior ao registado no setor elétrico, se tem concretizado com entrada de operadores independentes dos grupos económicos dos comercializadores de último recurso.

Adicionalmente, o Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro, veio consagrar a proibição de indexação das tarifas de mercado às tarifas transitórias de venda a clientes finais. O mesmo diploma estabelece que constitui contraordenação a indexação de preços às tarifas transitórias, sendo aplicável o regime sancionatório do setor energético.

Por fim, e estando a ERSE de acordo com o mencionado pelo CT no seu respetivo parecer a respeito da concretização de um mercado integrado a nível ibérico no segmento grossista, importa relembrar que na revisão regulamentar recentemente concretizada foram efetuados os ajustamentos necessários à adaptação do quadro regulamentar a um contexto mais integrado de mercado, prevendo-se não apenas a concretização do MIBGAS enquanto processo, como também da restante normativa europeia que aponta à integração mais vasta (no contexto europeu) do mercado de gás natural.

Adicionalmente, no âmbito da cooperação entre reguladores, a ERSE em conjunto com o regulador de Espanha tem previsto o arranque das tarefas visando o acoplamento dos mercados, designadamente pela implementação do modelo da atribuição de capacidade implícita, conforme decorreu da consulta pública realizada em 2015.

A2 — NÍVEL TARIFÁRIO

A.2.1 — AJUSTAMENTOS E IMPACTE TARIFÁRIO

O objetivo de considerar nas tarifas de cada ano os ajustamentos provisórios do ano s-1, é o de antecipar em um ano os impactes resultantes dos ajustamentos espectáveis ocorrer no ano seguinte. Face aos montantes apurados no cálculo das tarifas dos anos anteriores, nem sempre tem sido possível à ERSE acomodar os ajustamentos de s-1, dado o impacte na estabilidade tarifária que os mesmos teriam caso

fossem considerados. No processo tarifário de cálculo de tarifas para o ano gás 2016-2017, a ERSE decidiu incorporar os ajustamentos de s-1, em todas as atividades, face ao seu impacte tarifário reduzido.

Na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNI- e na atividade de Armazenamento Subterrâneo, apesar da dimensão dos ajustamentos apurados para s-1 ter sido mais elevada, estes foram considerados, dada a existência nessas atividades de mecanismos de atenuação de ajustamentos tarifários, que permitem que parte dos seus custos sejam recuperado através da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema. Assim, foi possível acomodar nas tarifas de 2016-2017 todos os ajustamentos provisórios de 2015 às atividades do setor, sendo espectável, que esses venham a ter significativamente menos impacte no momento do seu cálculo definitivo, em tarifas de 2017-2018.

Finalmente, importa igualmente realçar que o controlo dos impactes tarifários decorrente de fatores exógenos e esporádicos é uma preocupação da ERSE, que se materializou no novo período regulatório na criação do mecanismo de recuperação dos proveitos permitidos das atividades de transporte e de distribuição do gás natural associada à procura.

A.3 — TARIFAS

A.3.1 — TARIFAS DE ACESSO À REDE (TAR)

No que respeita à questão da transparência na fixação das tarifas de Acesso às Redes e do conceito de capacidade de entrada na rede, a ERSE procedeu em 2010 a uma alteração da tarifa de Uso da Rede de Transporte que visou, por um lado, seguir as melhores práticas a nível europeu adaptando o sistema tarifário à nova diretiva Europeia e ao Regulamento n.º 715/2009 e, por outro lado, proceder a um esforço de harmonização com Espanha no âmbito da criação do mercado ibérico de gás natural.

A tarifa de URT, cujos preços são aprovados pela ERSE, é faturada quer nos pontos de entrada na rede de transporte quer nos pontos de saída. Nos termos do Regulamento Tarifário os preços da componente de entrada da tarifa de URT são aplicáveis exclusivamente aos agentes de mercado (comercializadores e clientes com estatuto de agentes de mercado) e não estão refletidos na tarifa de Acesso às Redes publicada pela ERSE. Os comercializadores transmitem o custo incorrido (pelo uso dos pontos de entrada da rede de transporte) nas faturas dos seus clientes em variáveis preço, a escolher por cada comercializador, à semelhança dos custos com a utilização do terminal de gás natural liquefeito, do armazenamento subterrâneo ou do aprovisionamento de gás natural.

A forma de cobrança dos custos de entrada da tarifa de URT pelos comercializadores aos seus clientes é livre, podendo ser explicitada num preço próprio ou incorporada no preço da energia, opção a acordar entre os comercializadores e os clientes no processo de negociação das condições de preço do fornecimento de gás natural, observando os princípios da transparência e da não discriminação. Todavia, ciente da pertinência da questão levantada pelo CT a ERSE publicou em 2011 uma nota interpretativa sobre esta matéria.

No que respeita à introdução de escalões de consumo nas TAR em AP, MP e BP> são apresentadas no documento da "Estrutura Tarifária no ano gás 2016-2017", as variações tarifárias por nível de pressão e diferenciadas por escalões de consumo, resultantes da introdução dos referidos limiares de consumo assim como os preços médios das TAR em AP, MP e BP> em função do consumo anual. Como é referido no documento, a minimização das diferenças entre as tarifas de acesso às redes para os consumidores localizados nas zonas fronteira, é um objetivo que será perseguido nos próximos exercícios tarifários.

No que respeita às opções tarifárias opcionais de acesso às redes em MP, a ERSE apresenta no documento "Estrutura Tarifária no ano gás 2016-2017" uma análise de impactes tarifários (quadro 8-18) onde se qualificam os impactes tarifários por tipo de consumidor, quer no que respeita às respetivas tarifas de acesso às redes, quer no que respeita a preços finais.

Considerando que os consumidores ligados fisicamente em MP constroem um ramal dedicado de ligação à rede de AP (cenário 2 apresentado), verificar-se-ia uma variação tarifária nas tarifas de acesso às redes em AP nula, em MP um diferencial de 6,1%, em BP> um diferencial de 1,6% e em BP< um diferencial de 0,8%. A nível global o impacto tarifário nas tarifas de acesso às redes seria de 2,0%.

No que respeita aos impactes tarifários nos preços finais, é expectável uma variação tarifária em AP nula, em MP um diferencial de 1,1%, em BP> um diferencial de 0,8% e em BP< um diferencial de 0,4%. A nível global o impacto tarifário nos preços finais é de 0,5%.

Considerando a regra proposta (cenário 3 apresentado), considera-se que os clientes ligados em MP não construiriam um ramal dedicado à rede de AP e pagariam uma tarifa de acesso às redes em MP opcional. Neste caso verifica-se uma variação tarifária nas tarifas de acesso às redes em AP de 1,3%, em MP um diferencial de 0,8%, em BP> um diferencial de 0,2% e em BP< um diferencial de 0,1%. A nível global o impacto tarifário nas tarifas de acesso às redes é de 0,5%.

No que respeita aos impactes tarifários nos preços finais, verifica-se uma variação tarifária em AP de 0,16%, em MP um diferencial de 0,14%, em BP> um diferencial de 0,10% e os consumidores em BP< um diferencial de 0,06%. A nível global o impacto tarifário nos preços finais é de 0,13%.

No documento "Estrutura Tarifária no ano gás 2016-2017", no quadro 8.17 é apresentada a compensação em €/MWh que cada consumidor receberia em função do seu consumo anual e da sua distância à rede de AP. Por exemplo, um consumidor com um consumo anual de 20 Milhões de rn^3 e que diste 2 Km da rede de AP receberia uma compensação de 1,17 €/MWh.

Os impactes tarifários referidos anteriormente e apresentados no quadro 8.16 do documento "Estrutura Tarifária no ano gás 2016-2017" foram calculados considerando o conjunto de clientes que efetuaram junto do ORT pedidos de ligação em 2014, devido à sua proximidade geográfica da rede de AP e que ponderam a construção de um ramal dedicado que os ligue diretamente à rede de AP.

A.3.2 — TARIFAS FLEXÍVEIS DE SAÍDA

Considerando o parecer do Conselho Tarifário relativo às tarifas de gás natural para o ano gás 20162017, no que respeita à introdução de uma opção tarifária em alta pressão com contratação de capacidade diária, a ERSE definiu uma nova opção tarifária de acesso às redes com contratação de capacidade diária, em conformidade com a proposta apresentada no processo de Consulta Pública de alteração regulamentar do Regulamento Tarifário em 2015. Em conformidade com o parecer do Conselho Tarifário na definição desta tarifa foi considerado um multiplicador correspondente a um valor elevado por forma a, por um lado minimizar impactes tarifários e por outro promover a simetria regulatória no espaço Ibérico.

A.3.3 - TARIFA SOCIAL E ASECE

A ERSE incluiu no documento de justificação das tarifas e preços de gás natural 2016-2017, a informação sobre o número de consumidores atualmente abrangidos pela tarifa social do gás natural, a qual, por lapso não foi apresentada no documento de proposta.

No que respeita às alíneas b) e c) do ponto 11 sobre a tarifa social e ASECE a ERSE reitera a sua total disponibilidade para participar e contribuir no âmbito dos processos de alteração e avaliação legislativa que lhe sejam submetidos. A atividade de inspeção não é objeto do presente processo tarifário. Os resultantes decorrentes das ações de inspeção da ERSE serão comunicadas ao órgão consultivo da ERSE, nos termos previstos nos Estatutos da entidade[194].

[194] Decreto-Lei n.º 97/2002 de 12 de abril, alterado pelo Decreto-Lei n.º 212/2012 de 25 de setembro, na redação do Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho.

No entanto e, excecionalmente, tendo em conta o interesse público suscitado por estas matérias esclarece-se o seguinte:

1. O Conselho de Administração da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), no exercício das suas competências, aprovou a realização de ações inspetivas junto da EDP Comercial Comercialização de Energia, S.A. (EDP Comercial) e da Galp Power, S.A. (Galp Power), na qualidade de comercializadores de gás natural e de energia elétrica em regime de mercado, sobre as condições de aplicação da tarifa social de fornecimento de gás natural e de energia elétrica (Tarifas Sociais) e do apoio social extraordinário ao consumidor de energia (ASECE).

2. As referidas ações inspetivas ocorreram em 4 de fevereiro de 2015 e foram consubstanciadas no "*Relatório resumo — Tarifa social — Inspeções realizadas aos comercializadores EDP Comercial e Galp Power*", de abril de 2015, elaborado pela Direção de Mercados e Consumidores da ERSE, com fundamento no qual, em 15 de abril de 2015 e ao abrigo do Regime Sancionatório do Setor Energético (RSSE), foram abertos processos de contraordenação contra os respetivos comercializadores, por se considerar existirem indícios bastantes do não cumprimento das obrigações previstas na legislação aplicável aos clientes finais economicamente vulneráveis.

3. Com base nas diligências efetuadas em sede de inquérito, ambos os comercializadores foram notificados das respetivas notas de ilicitude por: não atribuição e aplicação de tarifas sociais e ASECE a consumidores economicamente vulneráveis; não identificação clara e visível nas faturas dos descontos sociais inerentes; divulgação extemporânea de informação sobre a existência da tarifa social de fornecimento de energia elétrica e a sua aplicação; não solicitação tempestiva aos operadores das redes de distribuição da aplicação dos descontos sociais inerentes. No caso da EDP Comercial resultou ainda, a prática de aplicação de descontos sociais inferiores aos legalmente devidos; a violação do dever de transparência comercial; a não auditabilidade e a falta de colaboração e, no caso da Galp Power, ao abrigo das bases dos setores, a violação do dever de prestar informação adequada.

4. A EDP Comercial apresentou a sua pronúncia por escrito, que foi ponderada para efeitos da Decisão Final da ERSE, de 10 de dezembro de 2015, e que, dando por provada a prática das infrações acima descritas, condenou a visada no pagamento de uma coima final única no valor de 7,5 milhões de euros, da qual a EDP Comercial interpôs recurso judicial.

5. No caso da Galp Power, encontra-se a decorrer o prazo para apresentação de pronúncia. Sendo que as contraordenações em causa, praticadas no âmbito do Sistema Nacional de Gás Natural (SGNG) elou do Sistema Elétrico Nacional (SEN) e previstas no RSSE, em função da sua gravidade, são puníveis com coimas até 2% e 10% do volume de negócios da empresa visada.

A.3.4 — TAXAS DE OCUPAÇÃO DO SUBSOLO (TOS)

A ERSE, como de forma reiterada tem sido comunicado em resposta ao CT, tem toda a abertura para contribuir no âmbito do processo de alteração das regras de funcionamento da TOS que visem ultrapassar as dificuldades de aplicação. Todavia, a ERSE apenas pode atuar no estrito cumprimento da legalidade não lhe competindo legislar sobre esta matéria. Neste contexto, as sugestões do CT na introdução de limites máximos ao valor das taxas e a alteração dos critérios de modulação (em detrimento do metro linear) são alterações substantivas de regime legal, que extravasam as competências da ERSE. Não obstante, a ERSE tem no âmbito das suas competências, referido este assunto sempre que adequado às instâncias responsáveis, em conformidade com o sugerido pelo CT.

No que respeita à informação sobre a TOS, a ERSE informa que procederá ao estudo desta situação, visando o incremento do nível de informação disponível designadamente através do seu portal de internet.

A.5 — INVESTIMENTOS

A ERSE toma boa nota dos comentários do CT relativos ao documento "Análise dos Investimento do Setor do Gás Natural", que irão ser considerados futuramente na atividade próxima da ERSE e na preparação do documento para o próximo ano.

Entretanto, foi possível atualizar o documento apresentado ao CT em resultado da receção da informação, entretanto recebida de um dos operadores da RNDGN, que permitiu clarificar as dúvidas anteriormente existentes.

A.7 — TRANSPORTE RODOVIÁRIO DE GNL- PARA AS UAGS

Os custos do GL- UAG, que são considerados nos proveitos permitidos do Comercializador de Último Recurso Grossista e posteriormente recuperados pela tarifa de UGS, são os custos decorrentes dos fornecimentos e serviços assumidos no âmbito da operação do gestor logístico.

Saliente-se que, embora a metodologia de definição dos proveitos permitidos seja do tipo cost plus, não desvincula a ERSE, pelo contrário, de analisar a evolução dos custos da empresa e avaliar a sua inclusão nos seus proveitos permitidos.

Em relação ao tema do "Transporte rodoviário de GNL para as UAC", a ERSE toma boa nota dos comentários recebidos do CT e continuará o trabalho que tem vindo a desenvolver em relação à monitorização e evolução dos custos do transporte rodoviário de GN.

A.8 — REGULAMENTO DE QUALIDADE DE SERVIÇO

A respeito do comentário relativo ao anunciado processo de revisão regulamentar da qualidade de serviço, a ERSE revê-se na circunstância expressa pelo CT quanto à maior convergência dos quadros regulamentares da eletricidade e do gás natural em matérias de relacionamento comercial no mercado retalhista, matérias essas que constituem a razão principal para, pela primeira vez, a ERSE proceder a uma revisão conjunta de regulamentos dos dois setores regulados.

Com referência aos comentários relativos à publicação do Relatório de Qualidade de Serviço do setor do gás natural, sobre os dados de 2014, tomamos boa nota das considerações efetuadas pelo Conselho Tarifário sobre esta matéria que futuramente serão tidas em conta.

B - PARÂMETROS REGULATÓRIOS 2016-2019

B.1. — TAXA DE REMUNERAÇÃO DE ATIVOS

B.1.1 — REMUNERAÇÃO DO CAPITAL DAS ENTIDADES REGULADAS NO PERÍODO REGULATÓRIO 2016-2019

A metodologia seguida pela ERSE no cálculo da taxa de remuneração dos ativos regulados na proposta de parâmetros para o período de regulação 2016-2019 teve em consideração, entre outros objetivos e aspetos ponderados, a harmonização de metodologias entre o setor do gás natural e o setor elétrico, tendo em conta a proximidade destes dois setores em termos de especificidades técnicas, económicas e de enquadramento regulatório. Nesse particular, importa sublinhar as similitudes das metodologias regulatórias aplicada em ambos os setores assentes, de um modo geral, na definição de metodologias de definição de proveitos permitidos do tipo *price cap* ou *revenue cap*, ao nível dos custos de exploração, e do tipo *cost plus*, ao nível dos custos de investimento.

A metodologia aplicada no cálculo do prémio de risco de mercado, do prémio de risco do país e da taxa de juro sem risco corresponde, desta forma, à continuação da metodologia aplicada na definição da taxa de remuneração do setor elétrico para o período regulatório 2015-2017. Neste quadro metodológico, o prémio de risco do país é uma variável adicionada ao prémio de risco de mercado de uma forma consensual, o prémio de risco de mercado é uma variável que tem por base séries históricas longas, com 20 ou mais anos, apresentando uma grande volatilidade para séries menos longas.

Assim, tal como para o atual período regulatório do setor elétrico, o prémio de risco do país foi calculado com a série histórica disponível mais próxima da referência para um prémio de risco de mercado, que coincide com o período que se inicia após a introdução das taxas de conversão irrevogáveis do euro, em 1999.

A inclusão da França foi uma opção já anteriormente avaliada e ponderada no setor elétrico, aquando da definição dos parâmetros do período regulatório 2015-2017. A ERSE entendeu que se justificava a inclusão da França, visto esta ter observado um rating AAA durante a maior parte do período considerado (1999 a 2016).

No que respeita à determinação dos betas, não se afigurando exequível a obtenção de dados de empresas comparáveis cotadas em bolsa que apenas desenvolvam atividades reguladas, nomeadamente a atividade de distribuição de gás natural elou eletricidade, a observação direta de betas destas atividades reguladas no mercado torna-se inviável. De entre as possíveis alternativas metodológicas para determinação dos betas das atividades reguladas, a abordagem *bottom-up* é aplicada pela ERSE há cerca de 15 anos, designadamente no setor elétrico. Esta metodologia permite a comparação e delimitação dos vários betas das diversas atividades reguladas, tendo em conta:

- Os betas das diversas atividades (reguladas e não reguladas) no mesmo grupo;
- Os betas da mesma atividade de outras empresas;
- Os betas de outras atividades de outros grupos.

Estas comparações e delimitações permitem inferir restrições de variação dos diversos betas não observados, quer por betas de atividades observadas no mercado, quer por restrições de níveis de risco relativos das diversas atividades, face ao risco do conjunto do grupo. Assim, no cálculo dos betas das atividades reguladas do setor do gás natural observou-se igualmente uma aproximação com as atividades congéneres do setor elétrico. Nesse particular, registe-se que a proposta do Conselho Tarifário no sentido de rever os valores dos betas levaria a um aumento da taxa de remuneração dos ativos regulados para um nível muito superior ao que atualmente se aplica no setor elétrico.

É de realçar que esta comparação e ranking de níveis de risco recria, implicitamente, a avaliação efetuada pelos investidores, nomeadamente na ponderação das rendibilidades e dos riscos de investimentos alternativos, sendo uma metodologia globalmente consensual neste tipo de abordagens para a determinação do custo de oportunidade do capital.

Finalmente, importa igualmente realçar que a aplicação de betas iguais nas diferentes atividades de alta pressão decorre das proximidades regulamentares e económicas existentes entre estas atividades e, designadamente, destas atividades estarem enquadradas pelas mesmas metodologias de aceitação de definição dos proveitos permitidos.

B. 1.2 — IMPACTO DAS NOVAS TAXAS DE REMUNERAÇÃO NOS PROVEITOS PERMITIDOS

A redução das taxas de remuneração dos ativos determinada para o ano de 2016 reflete o ajustamento e a adequação da taxa de remuneração à conjuntura do país. Na determinação da taxa de remuneração dos ativos das atividades reguladas, a ERSE faz uma cuidada e ponderada avaliação e análise dos impactos da mesma, tendo presente a necessidade de assegurar o equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas. As análises efetuadas são apresentadas nos diferentes documentos que acompanham as tarifas e preços para o ano gás 2017-2018, tais como a "Análise de desempenho das empresas reguladas do setor do gás natural" e do próprio documento "Parâmetros de regulação para o período dos anos gás de 2016-2017 a 2018-2019".

B. 1.3 — MECANISMO DE INDEXAÇÃO

A ERSE, tomando em consideração o parecer do CT, e numa convergência com o definido no setor elétrico, entendeu alterar o período de cálculo da média das OT para o ano civil no mecanismo de indexação para efeitos do cálculo da taxa de remuneração dos ativos. Desta forma, a média das OT, para efeitos de determinação do custo do capital médio ponderado definitivo do ano civil *s*, será a média do indexante (OT da República Portuguesa com maturidade a 10 anos para empréstimos em euros) entre janeiro e dezembro do ano *s*[195].

Importa ainda realçar que no final do período regulatório que se inicia em julho de 2016, a metodologia de regulação encontrar-se-á consolidada, pelo que a ERSE considera não se justificar a aplicação de duas taxas de remuneração no ano de transição de períodos regulatórios. Assim, aplicar-se-á a mesma taxa de remuneração aos ativos entrados em exploração ao longo do ano de 2019. Esta taxa será calculada através da metodologia definida para o período regulatório 2016-2019, reforçando assim a estabilidade e a previsibilidade das metodologias regulatórias.

B.2 — CUSTOS E EFICIÊNCIA

O Conselho de Administração da ERSE toma boa nota dos comentários efetuados pelo CT. De resto as preocupações manifestadas pelo CT, no que respeita aos cuidados a ter na implementação de uma regulação por incentivos, são aspetos que a ERSE tem em conta quando implementa metodologias regulatórias dessa natureza.

B.2.1 - OPEX DA RNTIAT

Ao aplicar metodologias de regulação por incentivos às atividades que regula, a ERSE procede, previamente, à avaliação do desempenho das empresas ao nível das suas várias atividades. Este aspeto permite ter a perceção da adequação, ou não, do desempenho das empresas ao nível de custos que lhes é imposto pelo regulador.

Na preparação do período regulatório 2016-2017 a 2018-2019, a ERSE, após avaliação do desempenho das empresas reguladas, entendeu que a melhor metodologia para a definição das bases de custo para 2016, isto é o nível base de proveitos permitidos para o início do período regulatório, seria a média entre os custos reais e os custos aceites em ajustamentos, no ano de 2014, atualizados para 2016 com o IPIB e o fator de eficiência do período regulatório anterior. Esta foi a metodologia aplicada às atividades de Alta Pressão. Paralelamente, foram igualmente definidas metas de eficiência, com vista à diminuição dos custos de exploração, diferenciadas consoante a margem percecionada para cada atividade para a diminuição dos custos. O nível mínimo de ganhos de eficiência dependerá dos ganhos associados ao progresso tecnológico. O nível mínimo de diminuição dos custos associados aos ganhos tecnológicos definidos, 2%, teve em conta as análises efetuadas noutras atividades para as quais existe mais informação, designadamente a distribuição de energia elétrica e a distribuição de gás natural, que apontam, aliás, para valores iguais ou superiores ao valor utilizado.

Nas atividades de transporte e de armazenamento subterrâneo de gás natural, a aplicação desta metodologia resultou na diminuição dos proveitos permitidos, tornando-os mais próximos dos custos da empresa. Em contrapartida, foram impostas metas de eficiência mais exigentes sobre os proveitos permitidos, de modo a incentivar as empresas a, continuamente, diminuírem os seus custos, partilhando os ganhos de eficiência com os clientes.

Ao contrário das restantes atividades, na atividade de receção, armazenamento e regaseificação de GNL os custos reais são superiores aos proveitos permitidos. A metodologia aplicada permitiu aproximar a base de custos aceites dos custos reais da empresa. A ERSE está ciente de que há ainda margem para a obtenção de ganhos de eficiência ao nível da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, que

[195] Tal como na atual metodologia, a média será filtrada de 1/12 avos das cotações mais altas e de 1/12 avos das cotações mais baixas.

possam colocar os custos reais da atividade pelo menos ao nível dos custos aceites para efeitos de regulação. Estes ganhos de eficiência poderão igualmente alargar-se aos custos de energia elétrica associado aos acessos às redes de eletricidade, visto estes dependerem da gestão do terminal efetuada pelo seu operador.

O risco associado à implementação de uma regulação por incentivos na atividade de gestão técnica e global do sistema foi devidamente ponderado pela ERSE. Foi nesta perspetiva, que foi tomada a decisão de aplicar custos eficientes apenas a uma parte dos custos de OPEX da REN, na qualidade de Gestor do Sistema. Assim, a imposição de eficiência recaiu, apenas, nos custos de fornecimentos e serviços externos, decorrentes da transferência de outras empresas do grupo. Registe-se, que os dados recolhidos da análise e monitorização efetuadas apontam para a necessidade de imposição de metas de eficiência ao nível dos preços de transferência do universo REN.

B.2.2 - OPEX DA DISTRIBUIÇÃO

No contexto da definição das metas de eficiência desenvolvida no ponto 3.6, aquando da realização da análise não paramétrica através da metodologia DEA apresentada no ponto 3.6.22 foi complementarmente aplicada a metodologia do índice de Malmquist (a metodologia utilizada no estudo do setor elétrico) ao grupo das empresas do setor do gás. Os resultados obtidos apontaram para ganhos de produtividade associados ao progresso tecnológico na ordem dos 3% para a maioria das empresas na transição de 2013 para 2014. Este valor apresenta elevada similitude com o obtido no estudo relativo ao setor elétrico. No entanto, de forma prudencial e de salvaguarda das caraterísticas distintivas do setor do gás natural comparativamente ao setor elétrico, foi definido um parâmetro de eficiência mínimo de 2% conforme o exposto no quadro 3-19 da página 120, que não corresponde ao valor indicado pelo CT.

A ERSE tem adotado uma metodologia de definição de grupos de eficiência de empresas, por considerar que não se justifica a existência de metas de eficiência diferenciados para empresas com níveis de desempenho muito semelhantes. As pequenas diferenças de desempenho podem dever-se a especificidades da envolvente, que não se afiguram materialmente relevantes.

B.2.3 — COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA

a) OPEX

No seguimento dos comentários recebidos, a ERSE procedeu à revisão da estrutura de custos dos CUR, nomeadamente no que respeita à repartição entre a componente fixa e a variável.

Deste modo, para as empresas do grupo GALP e para a Portgás manter-se-á a estrutura de custos definida no período regulatório anterior. No que respeita à Tagusgás e à Sonorgás, a ERSE considera relevante ocorrer um processo de revisão das suas estruturas de custos, mais adaptadas a níveis de atividade que se perspetivam ser significativamente menores. Não obstante, a ERSE considera que este processo de convergência deverá ocorrer de forma gradual, devendo ter em linha de conta as especificidades destas duas empresas, designadamente a sua localização e a não inserção em grupos económicos de grande dimensão, entre outros fatores.

Em face do exposto, a repartição entre custos fixos e custos variáveis a utilizar no período regulatório de 2016 a 2019 é de i) 20% / 80%, respetivamente, no caso do grupo Galp e da Portgás, e ii) 25% / 75%, respetivamente, para a Sonorgás e a Tagusgás.

b) FATORES DE EFICIÊNCIA

Importa desde já recordar que a análise de desempenho efetuada aos CUR incide apenas sobre uma das parcelas de cálculo dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, particularmente sobre os custos operacionais da função de comercialização (OPEX), por ser a parcela que resulta diretamente da aplicação de parâmetros regulatórios fixados pela ERSE. No entanto, e conforme consagrado no Regulamento Tarifário, os proveitos permitidos englobam duas parcelas adicionais,

nomeadamente i) uma margem de remuneração, de modo a cobrir o risco financeiro dos CUR decorrente da gestão de fundo de maneio e ii) nas concessionárias, uma remuneração adicional de 4 €/cliente.

As parcelas referidas anteriormente consubstanciam-se em direitos dos comercializadores de gás natural consagrados na alteração às bases de concessão da atividade de distribuição efetuada em 2008, sendo os Contratos de Concessão celebrados entre o Estado Português (concedente) e as entidades concessionárias da rede de distribuição. Relativamente a este assunto, a posição da ERSE mantem-se inalterada.

Por último, cumpre relembrar que a ERSE reviu em baixa a meta de eficiência face à aplicada no anterior período regulatório, tendo em conta o esforço necessário para que as empresas se possam adaptar às exigências da liberalização do mercado.

c) PROVEITO PERMITIDO ADICIONAL

Conforme estipulado no ponto 1 1 das bases de concessão de serviço público de distribuição regional de gás natural "*O Estado assegura ainda à entidade titular da licença de comercialização de último recurso o direito, durante os cinco primeiros períodos regulatórios, a um proveito permitido adicional de (euro) 4/cliente/ano, considerando o número de clientes reportado ao início de cada período regulatório. Considera-se o disposto no presente número como reproduzido na respetiva licença de comercialização de último recurso*. "

Em face do exposto, para o período regulatório com início a julho de 2016 e término a junho de 2019, o valor do proveito permitido adicional a considerar para cada um dos anos civis de 2016 a 2019 deverá ser calculado com base no número de clientes reportado ao início do presente período regulatório, isto é, reportado a julho de 2016.

Refira-se que em Tarifas 2015-2016, o valor do proveito permitido adicional considerado para o ano de 2016 correspondeu ao número de clientes reportado no início do período regulatório precedente, isto é, em julho de 2013.

Para efeitos de cálculo do ajustamento provisório e real do ano civil de 2016, a ocorrer em Tarifas 2017-2018 e Tarifas 2018-2019, respetivamente, irá ser considerado um rateio da parcela do proveito permitido adicional, nomeadamente metade do valor considerado para o ano civil de 2016, em Tarifas 2015-2016, e metade do valor apurado para o mesmo ano, em Tarifas 2016-2017.

◆ Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2015-2016 ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) cujos estatutos foram aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, revistos pelo Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro, dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT): "(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços".

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: *"(…) emitir parecer (…) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços"*, parecer este que é aprovado por maioria, não tem carácter vinculativo[196] e deve ser emitido no prazo máximo de 30 dias após a receção da proposta.

O Conselho de Administração da ERSE entregou ao Conselho Tarifário uma "Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2015-2016", solicitando parecer sobre a mesma.

No decurso do período para emissão de parecer, o CT solicitou à ERSE esclarecimentos, tendo esta respondido em 29.04.2015, em 04.05.2015 e em 08.05.2015.

Posto o que, o CT emite sobre a proposta apresentada o seguinte parecer:

I
GENERALIDADE

A. PROPOSTA

16. A proposta da ERSE de "Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2015-2016", a última do atual período regulatório, apresentada num contexto económico que continua adverso, traduz-se na aplicação dos parâmetros do período regulatório 2013-2016, com a revisão do RT incorporando a revisão excecional de tarifas para os consumidores acima dos 10.000 m^3/ano.

17. O CT ressalta que, com a publicação da Portaria n.º 108-A/2015, de 14 de abril, que, na sequência do disposto no Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro, veio, pela primeira vez fixar os fatores de agravamento aplicáveis entre 1 de maio e 30 de junho de 2015 e a partir de 1 de julho de 2015 alterando as tarifas transitórias em vigor ainda no decorrer de um ano gás em curso.

18. No tocante à proposta apresentada, o CT destaca negativamente a crescente complexidade do documento, instando a ERSE a desenvolver maiores e efetivos esforços no sentido da sua simplificação.

19. A proposta encerra uma redução global média de 7,3% para os consumidores de gás natural com consumos inferiores a 10.000 m^3/ano, aqui se incluindo os consumidores domésticos, micro e pequenas empresas, salientando-se que estas Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais (TVCF), se aplicam apenas aos consumidores que se encontram ainda no mercado de último recurso e não àqueles que já transitaram para o mercado.

20. A redução global média de 7,3% para as tarifas transitórias inclui dois momentos distintos:

    a. No ano gás ainda em curso (período de 1 de maio a 30 de junho de 2015) uma redução média de 3,9%;

    b. A partir de 1 de julho de 2015, redução média adicional de 3,5% no período.

[196] Cf. Artigo 48.º do Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro.

21. Igualmente, a proposta apresenta uma redução global média de 7,3% da tarifa social.

22. São também definidas as variações das tarifas de Acesso às Redes (TAR), pagas por todos os consumidores:

Quadro 0-5 - Variação anual das tarifas de acesso às redes

Tarifas de Acesso às Redes	Variação 2015-2016/2014-2015
Clientes em AP (> 50 milhões de m^3) *	13,1%
Clientes em MP e BP > (> 10 000 m^3)	-5,0%
Clientes em BP < (< 10 000 m^3)	-6,1%

(*) Os limites de consumo indicados são indicativos

Fonte: ERSE

23. No que respeita aos fornecimentos em AP constata-se um aumento das TAR em 13,1% (no ano gás 2014-2015 tinha sido de 29,2%) numa conjuntura económica em que é exigido aos consumidores de GN industriais e ao demais tecido empresarial, um aumento sustentado da competitividade por forma a solidificar o processo de retoma económica.

24. O CT verifica manter-se o processo judicial respeitante ao valor dos ativos de cada uma das redes da RNDGN e à interpretação dos contratos de concessão da distribuição.

25. Como recorrentemente o CT tem sugerido, é necessário que a ERSE promova, junto do legislador, o desenvolvimento urgente de medidas conducentes à redução dos custos fixados ou permitidos legislativamente, sugerindo nomeadamente a alteração do modo de fixação do custo do GN; a supressão do proveito adicional de 4€/cliente/ano; a introdução de limites e critérios quanto ao modo de fixação das Taxas de Ocupação do Subsolo (TOS) pelos municípios e, ainda, a alteração da metodologia de financiamento da tarifa social.

26. O CT, finalmente regista que, neste ano gás, com a redução que foi proposta, poderia a ERSE ter optado por avançar decisivamente no sentido da uniformidade tarifária.

B. PREPARAÇÃO DO NOVO PERÍODO REGULATÓRIO

B.1. DESAFIOS REGULATÓRIOS

1. A proposta da ERSE sobre as tarifas e preços para outros serviços em análise é a última que é apresentada aplicando os parâmetros fixados para o triénio regulatório em curso.

2. Com a passagem generalizada para a contratação de GN em mercado liberalizado, durante o próximo período regulatório 2016-2019, pela generalidade dos consumidores, a regulação irá enfrentar novos desafios e aprofundar outros, desempenhando um papel decisivo no desenvolvimento de uma dinâmica de mercado competitivo.

3. O CT tem ciente que o GN é um fator de custo transversal que influencia tanto a competitividade das empresas, mais intensamente nas atividades mais consumidoras, como o bem-estar das famílias.

4. Neste contexto, antecipando a revisão do Regulamento Tarifário (RT) prévia à fixação de parâmetros regulatórios para o triénio 2016-2019 de acordo com um novo modelo de intervenção regulatória, o CT considera ser de particular interesse, neste parecer, deixar expressas algumas preocupações e contribuições.

5. Em concreto, é sabido que se enfrentarão os seguintes desafios:

   a) Desenvolvimento do MIBGÁS e acompanhamento europeu – intensificar a harmonização regulatória entre Portugal e Espanha acompanhando as alterações regulamentares a nível europeu. Participar ativamente no desenvolvimento do MIBGÁS tendo em vista o aumento da transparência e da concorrência, com benefícios para o mercado nacional.

   b) Liberalização do mercado - O processo de liberalização do mercado de retalho está em curso e deverá concluir-se durante o próximo período regulatório. A ERSE deverá garantir – no âmbito da sua esfera de competências – a existência das condições e enquadramento necessários a que essa liberalização se conclua com sucesso, sendo relevante, para benefício da dinamização do mercado, uma clareza das regras. O CT considera ser interessante avaliar se o número de atores no mercado reflete um mercado dinâmico e se a informação está a ser corretamente transmitida, entre outros.

   c) Revisão da taxa de remuneração dos ativos - A revisão da taxa de remuneração dos ativos tendo em consideração o perfil de risco das atividades reguladas e os valores comparativos da remuneração dos ativos de infraestruturas de transporte e distribuição, os custos de operação e manutenção (OPEX), redes /infraestruturas, todos com impacto na definição das TAR a pagar por todos os consumidores.

   d) Incerteza na evolução do consumo - Quer em virtude da situação económica atual, quer por efeito de medidas de política energética, na previsão da evolução dos consumos caracteriza-se por uma incerteza significativa. Este facto deve ser tido em conta no processo regulatório futuro, de modo a que os custos sejam refletidos nas tarifas sem recurso a desvios sempre prejudiciais para os consumidores e para as empresas.

   e) Adiamento da extinção das tarifas transitórias - Os sucessivos adiamentos do fim das tarifas transitórias têm sido um obstáculo ao normal funcionamento do mercado liberalizado em especial pelo condicionamento de preços que induz. Devem ser asseguradas as condições de concorrência efetiva que assegurem a prática de preços concorrenciais nas ofertas comerciais aos consumidores.

   f) Aumento da dívida de clientes – Nos últimos anos a dívida de clientes tem registado um aumento significativo, facto que deve ser tido em conta no processo regulatório futuro, de modo a não penalizar os clientes cumpridores.

   g) Pobreza energética e tarifa social - A tarifa social não está suficientemente divulgada e disponível para os consumidores vulneráveis, sendo necessário proceder a uma revisão do seu âmbito e procedimento atentos os sinais, designadamente a evolução do número de efetivos beneficiários da medida.

B.2. RECOMENDAÇÕES

1. Sem prejuízo do infra expresso em sede de especialidade, considera o CT que a revisão regulamentar que vai preceder a fixação de parâmetros para o triénio 2016-2019, deverá acomodar sugestões e preocupações já expressas pelo CT, nomeadamente:

   a) A revisão do RT deve ser precedida ou acompanhada por um balanço dos 2 últimos períodos regulatórios.

   b) Como princípio de base, evitar medidas que distorçam os custos a alocar aos vários segmentos do mercado, reanalisando a alocação dos custos a cada tipo de consumidores.

c) Avaliar globalmente os dois setores energéticos, gás natural e eletricidade, para que atendendo aos respetivos pesos, custos e benefícios, se possa efetivamente alocar corretamente os custos ao sistema beneficiário.

d) Os planos de investimentos do SNGN devem incorporar a informação necessária para que a ERSE, na sua análise, possa avaliar da sua razoabilidade e explicitar de forma inequívoca, qual o impacto dos investimentos nas tarifas e sua implicação em cada segmento de consumo.

e) Implementação dum quadro antecipado de articulação entre as funções de comercialização e desenvolvimento de rede incentivando uma discussão entre os ORD, os comercializadores e os municípios previamente à apresentação dos PDIRs enquanto contributo valioso para os mesmos, sempre pugnando pelo princípio da racionalidade económica dos investimentos.

f) Uma vez que os PDIRs são elaborados pelos ORD com base em consumos estimados, introduzir mecanismos de partilha de responsabilidade pelas estimativas de consumo, com monitorização próxima por parte da ERSE.

g) Avaliação dos custos de investimento e consumos por segmento face aos valores médios equivalentes da rede de distribuição por distribuidora e para a média a nível nacional.

h) Analisar a relevância das atividades de conversão no desenvolvimento da base dos pontos de entrega e expansão das redes de distribuição e estabelecer uma metodologia de aplicação deste incentivo e respetivo nível de comparticipação, procurando um impacto neutral e preferencialmente positivos nas tarifas.

i) Promoção da análise e discussão de um novo modelo organizativo da atividade de comercialização de último recurso, que, sem prejuízo da salvaguarda dos direitos dos clientes elegíveis para serem fornecidos por estes comercializadores, assegure a eficiência da atividade do CUR, otimizando os custos do SNGN.

j) Melhorar a transparência na fixação das tarifas de Acesso à Rede (TAR), promovendo a análise do impacto do "Termo de entrada" da tarifa de uso da rede de transporte nos consumidores.

II
ESPECIALIDADE

A. ESPECIFICIDADES DO SISTEMA NACIONAL DE GÁS NATURAL (SNGN)

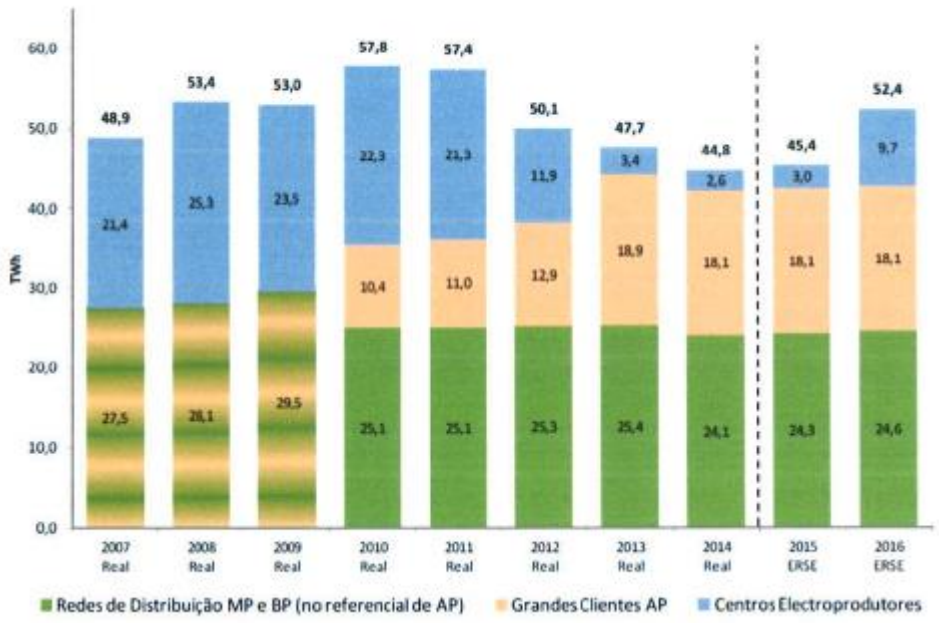
A.1. QUANTIDADES E ESTIMATIVAS

1. O CT reconhece o esforço da ERSE no sentido de apresentar uma visão detalhada da conjuntura de consumos e evolução das variáveis tarifárias[197] apresentadas, ao nível do consumo global, perspetivando para o ano civil de 2015, o consumo global de 45,4 TWh.

2. A evolução do consumo global e detalhada por segmentação de mercado ilustra-se nos seguintes quadros:

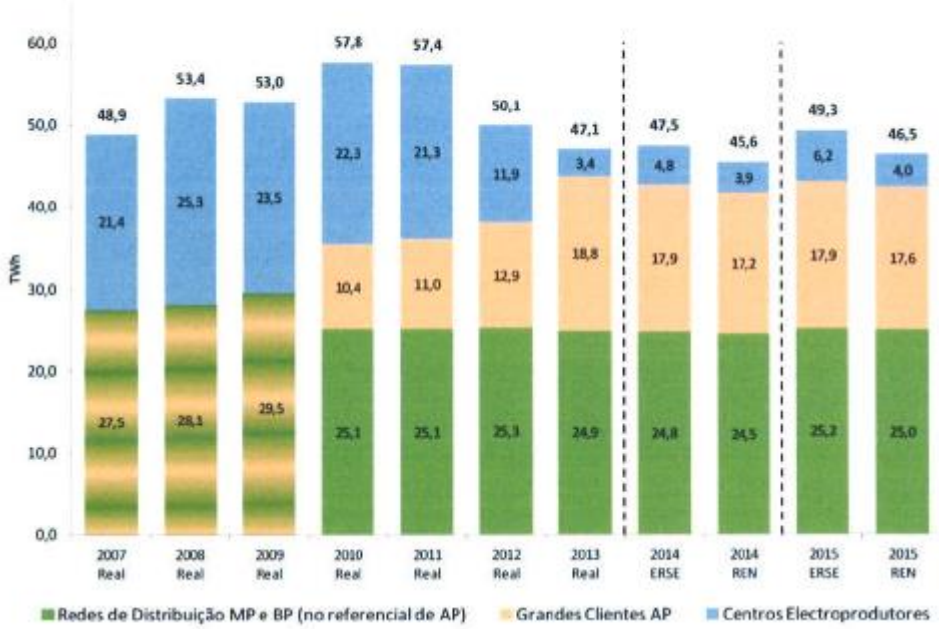
[197] Cf. Documento "Caracterização da procura de gás natural no ano de 2014-2015".

Figura 2-2 - Evolução do consumo de gás natural em Portugal



Fonte: ERSE "Caraterização da procura de GN no ano gás 2015-2016"

Figura 2-2 - Evolução do consumo de gás natural em Portugal



Fonte: ERSE "Caraterização da procura de GN no ano gás 2014-2015"

3. A análise detalhada destes quadros pode sintetizar-se:

Evolução do consumo real de GN de 2010 a 2014

	2010	2014	Variação TWh	Variação %
Global	57,8	44,8	-13	-22%
Centros eletroprodutores	22,3	2,6	-19,7	-88%
Redes de distribuição MP e BP (referencial AP)	25,1	24,1	-1	-4%
Grandes clientes AP	10,4	18,1	7,7	74%

4. Concluindo-se que a redução global do consumo, no período em análise, é de 22%, destacando-se o contributo de 88% dos centros electroprodutores para esta redução, apesar do contributo de crescimento de 74% dos grandes clientes AP.

5. De acordo com informação pública, foram a produção hídrica, eólica e a importação de energia elétrica que asseguraram em 2013 e 2014 o consumo que, noutras circunstâncias, poderia ser também fornecido pelas centrais de ciclo combinado.

6. O consumo de GN para produção de energia elétrica em regime ordinário atingiu um mínimo em 2014 de 3,9 TWh. Considera-se que por ter ocorrido em ano húmido, reflete uma boa estimativa da produção de eletricidade em anos com reduzida necessidade de produção térmica de apoio.

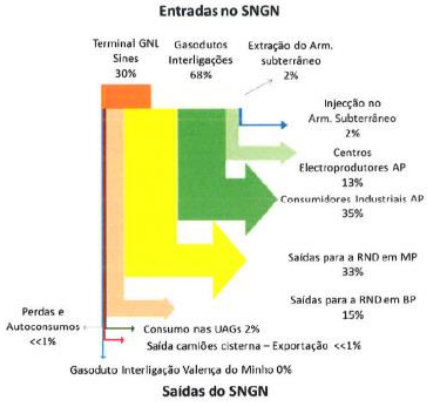
7. Na produção de energia elétrica, houve igualmente uma transferência de consumos das centrais de ciclo combinado para consumos industriais em particular da grande cogeração que utiliza de forma mais eficiente as infraestruturas de alta-pressão por ter um consumo muito regular e não diretamente dependente das flutuações do preço de mercado.

8. Estes dois factos, as centrais de ciclo combinado terem atingido um mínimo de produção em 2013 e 2014 e o consumo de GN estar menos dependente dos preços do mercado elétrico, levaram a que a previsão de consumos global não tivesse praticamente alteração face ao real. A previsão de 2014 da ERSE no exercício de tarifas anterior era de 47,5TWh e a realidade foi 44,8 TWh, ou seja, uma variação entre a realidade e a previsão da ERSE de 5,7%.

9. O CT considera que as estimativas de consumo da ERSE para 2015 e 2016, à data de conhecimento de hoje, são adequadas.

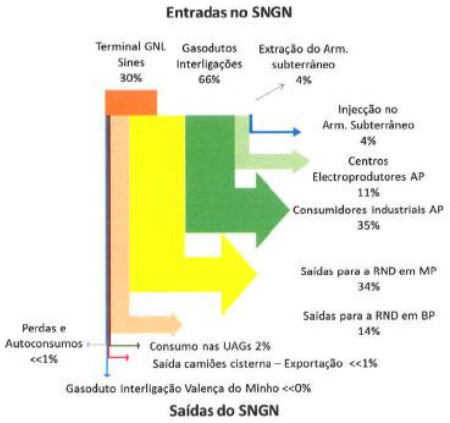
10. Relativamente à utilização das entradas, verifica-se uma consistência na previsão do *mix* de abastecimento:

Figura 3-3 - Fluxos de energia no SNGN previstos para 2015-2016



Fonte: ERSE "Caraterização da procura de GN no ano gás 2014-2015"

Figura 3-3 - Fluxos de energia no SNGN previstos para 2014-2015



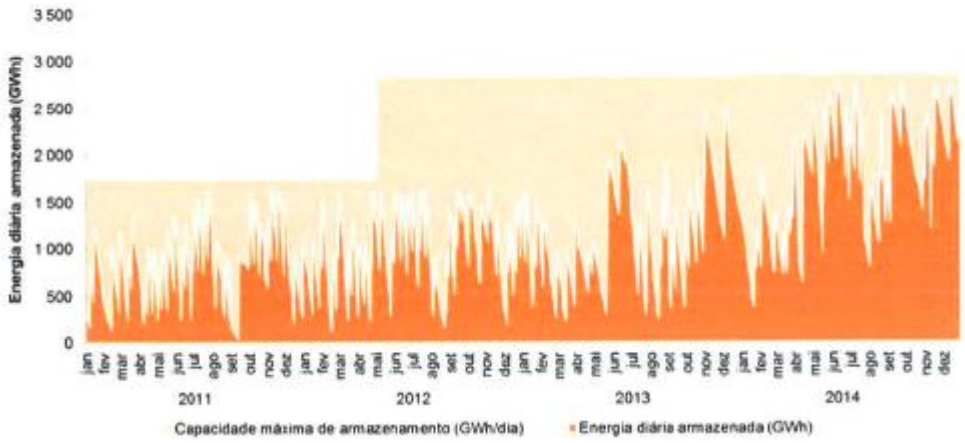
Fonte: ERSE "Caraterização da procura de GN no ano gás 2015-2016

A.2. UTILIZAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS

A.2.1. INFRAESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO

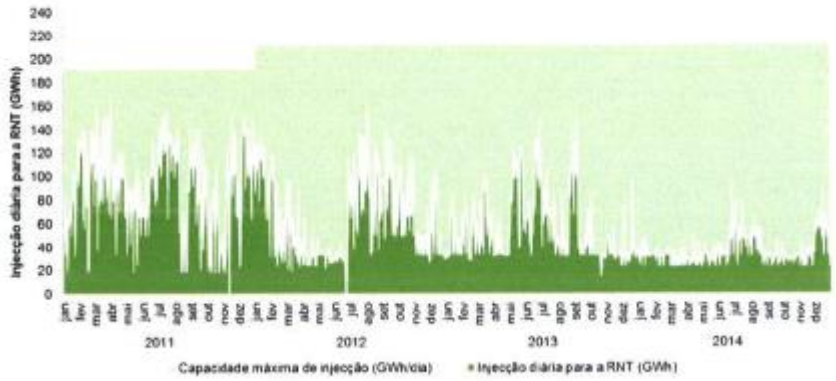
1. Para definir o nível de utilização das infraestruturas deve ser considerada a ponta de utilização num determinado período e não a sua utilização média pois a primeira é que define o seu dimensionamento técnico que se não fosse cumprido levaria a cortes de abastecimento. Da mesma forma deve ser tido em consideração que a ponta de utilização num determinado período de observação pode mesmo assim estar afastada da ponta extrema que deve ser cumprida pela infraestrutura tendo em consideração os limites técnicos admissíveis.
2. Neste contexto refere-se que para o terminal de GNL o nível de *stock* máximo foi praticamente atingido com uma utilização média crescente de forma consistente ao longo dos anos.

Figura 5-2 - Energia diária armazenada no Terminal de GNL, de 2011 a 2014



3. Relativamente à capacidade de emissão, a evolução foi de decréscimo após 2011, mas apresenta uma tendência de recuperação no final de 2014.

Figura 5-4 - Emissão diária de gás natural do Terminal de GNL para a RNTGN, de 2011 a 2014



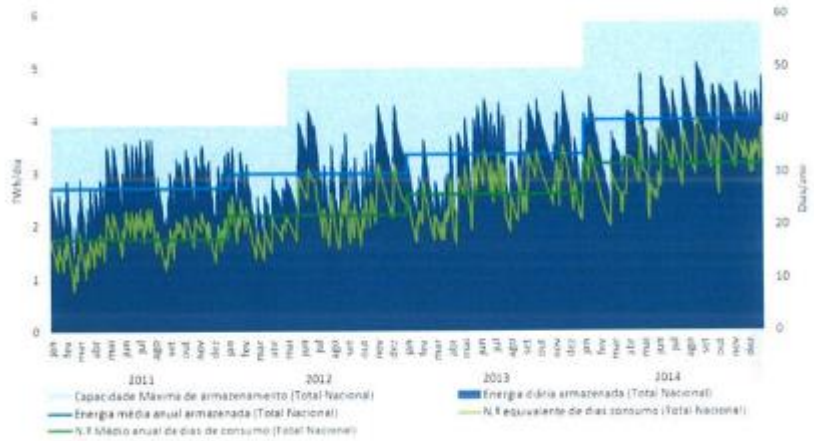
4. Ainda sobre o terminal, houve um aumento significativo de cisternas carregadas em 2014 segundo valores do operador do terminal disponíveis publicamente, o número de cisternas carregadas passou de 678 em 2010 para 956 em 2013 e 1231 em 2014.
5. O armazenamento subterrâneo teve uma utilização elevada como se demonstra no gráfico:

Figura 5-7 - Diagrama diário da utilização do armazenamento subterrâneo, de 2011 a 2014

Nota: Os dias de consumo equivalentes são calculados com base no consumo anual na RNTGN: ano 2011 (56,8 TWh), ano 2012 (49,4 TWh), ano 2013 (46,9 TWh) e ano 2014 (46,0 TWh).

6. Também em termos agregados, a evolução do armazenamento utilizado GN/GNL indica um crescimento que é acompanhado pela oferta das infraestruturas.

Figura 5-8 - Diagrama diário da utilização agregada do armazenamento subterrâneo e do terminal de Sines, de 2011 a 2014

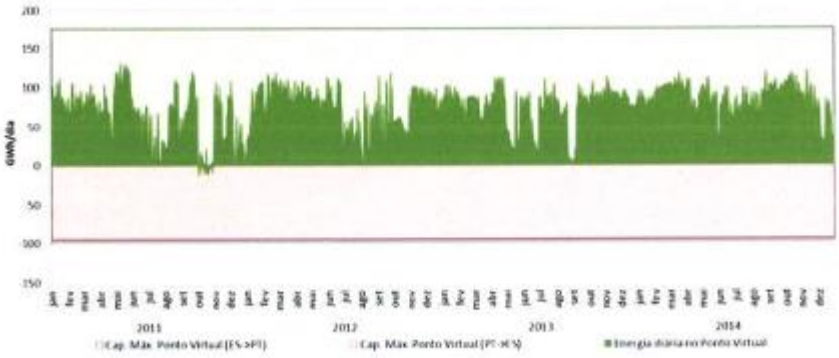


Nota: Os dias de consumo equivalentes são calculados com base no consumo anual na RNTGN: ano 2011 (56,8 TWh), ano 2012 (49,4 TWh), ano 2013 (46,9 TWh) e ano 2014 (46,0 TWh).

7. Nestes quadros, apresentados pela ERSE na proposta, o CT regista a estabilidade e nível adequado de utilização das infraestruturas de alta-pressão chamando, contudo, a atenção para o comportamento em baixa da emissão do terminal de Sines e os crescentes níveis de utilização da interligação.

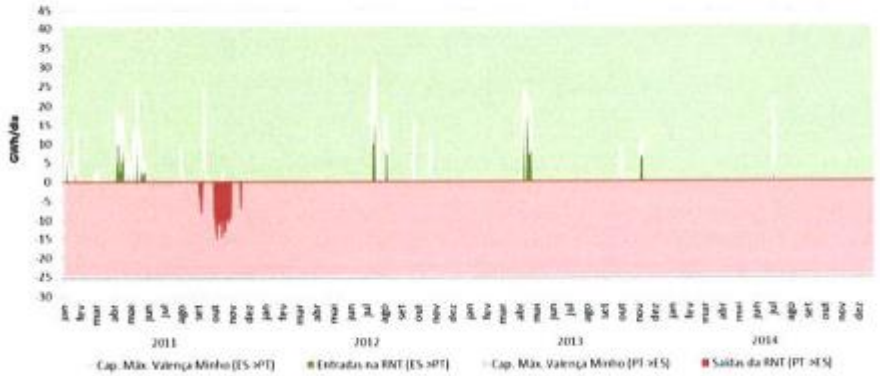
8. A interligação de Valença do Minho é desde 2013 vendida em conjunto com a de Campo-Maior de forma integrada no ponto virtual de interligação entre Portugal e Espanha (VIP). Fisicamente esta interligação é essencial na garantia de abastecimento tendo nestes últimos anos funcionado com elevada capacidade pontual, quando se realizam reparações no gasoduto de Campo-Maior ou há paragens programadas do terminal de Sines casos em que atinge capacidade horária elevada.

Figura 5-16 - Fluxo diário de gás natural no ponto virtual de interligação, de 2011 a 2014



Nota: os valores de capacidades máximas no ponto virtual de interligação (quer de entrada quer de saída da RNT) resultam da soma das capacidades nas interligações de Campo Maior e de Valença do Minho.

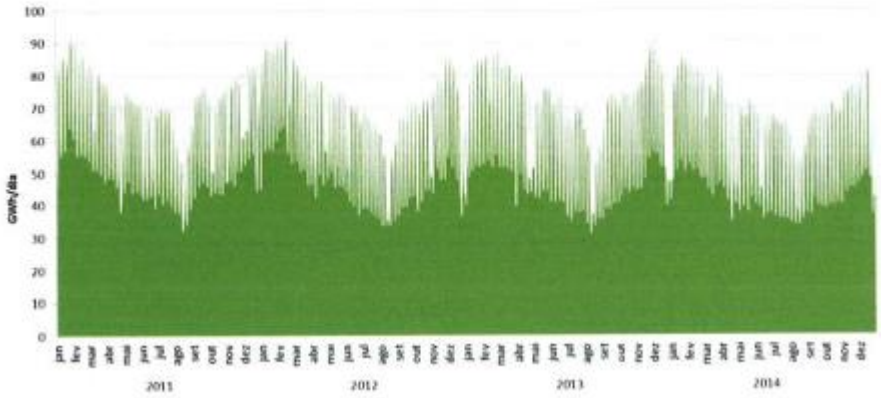
Figura 5-14 - Fluxo diário de gás natural na interligação em Valença do Minho, de 2011 a 2014



A.2.2. REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Relativamente à rede de distribuição, nota-se uma tendência ligeiramente decrescente e uma acentuada modelação sazonal, como normal em redes desta natureza.

Figura 5-24 - Fluxo diário de gás natural nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição, de 2011 a 2014



B. COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO

1. De acordo com a última informação publicada pela ERSE, o mercado livre representava, em final de 2014, 60% do número total de consumidores e 94% do volume total de gás natural consumido no mercado nacional.
2. Por outro lado, e apesar do abrandamento do crescimento do mercado livre previsto na proposta de tarifas da ERSE para 2015-2016, decorrente do adiamento da extinção das tarifas transitórias para dezembro de 2017, esta proposta prevê, ainda assim, que no final do ano gás em análise o mercado livre represente 77% do total de clientes e 96% do volume total do mercado português de gás natural.
3. Neste contexto, o CT reforça o alerta para a necessidade de, no âmbito da próxima revisão regulamentar, a ERSE promover a análise e discussão de um novo modelo organizativo da atividade de comercialização de último recurso, que, sem prejuízo da salvaguarda dos direitos dos clientes

elegíveis para serem fornecidos por estes comercializadores, assegure a eficiência da atividade de CUR, otimizando os custos do SNGN.

C. MERCADO LIVRE

1. O CT tem defendido a necessidade de definição de regras de mercado por forma a otimizar a liberalização do mercado, a necessidade de disponibilização, pela ERSE, de informação regular, bem como a harmonização e rigor na informação disponibilizada pelos vários operadores de mercado. Deste modo reforça-se a necessidade de divulgação, pela ERSE, de informação mensal.
2. Com a evolução da transição dos clientes de gás natural para o mercado livre, a percentagem de valor não regulado, no total da receita do setor do gás natural, aumenta. Com este aumento, aumenta também a responsabilidade dos comercializadores livres no setor do gás natural.
3. Assim, em particular, o CT recomenda:

   c) Uma maior divulgação de elementos sobre os preços praticados no mercado pelos comercializadores livres, por forma a destacar as reais vantagens económicas da opção pelo mercado livre.

   d) A promoção da dinamização do mercado grossita de gás natural na península ibérica tornando-se imprescindível não deixar o mercado Português de fora das iniciativas de criação do MIBGAS.

D. TARIFAS

D.1. TRAJETÓRIA DE DESVIOS NOS ÚLTIMOS ANOS

1. A evolução das tarifas é matéria complexa de avaliar devido aos diversos efeitos que contribuem para definição do seu valor. Sendo a estabilidade tarifária um valor que o CT reconhece e pretende acompanhar, é essencial que possa identificar, o custo recorrente da atividade, o custo não recorrente resultante dos ajustamentos e outras parcelas que resultem de perequação de custos. Dado que a evolução tarifária depende sempre da evolução dos proveitos bem como das quantidades associadas às tarifas importa conhecer estes dois efeitos.
2. A identificação das causas da variação de proveitos é assim essencial para entender a natureza das diversas contribuições. Já no parecer elaborado quando da avaliação da proposta de tarifas de2014/2015, o CT sublinhou a necessidade de na proposta de tarifas, a ERSE explicitar nos montantes dos proveitos permitidos nomeadamente:

- O montante destinado a cobrir os custos das empresas para a atividade do ano
- O valor dos ajustamentos indicando o valor associado a desvios de faturação
- Incluir numa rúbrica de 'outros' os restantes valores.

3. Verifica-se que a informação se encontra dispersa pelos diversos documentos obrigando a um esforço significativo para entender todos os valores envolvidos.
4. Para tentar clarificar as diversas contribuições e a sua evolução, tendo em consideração os valores constantes dos mapas dos documentos de proveitos permitidos, o CT procurou identificar melhor os
5. valores em causa. Para o efeito considerou-se em primeiro lugar o transporte em alta-pressão e a distribuição de que resultam os seguintes valores:

Transporte (URT) e Distribuição[198]:

	Transporte			Distribuição		
	2014-2015	2015-2016		2014-2015	2015-2016	
(A) Custos com capital	81,212	76,309	-6.0%	205,820	199,550	-3.0%
(B) Custos de exploração (liq)	18,358	17,911	-2.4%	69,985	69,649	-0.5%
(C) Desvios	13,458	25,087	86.4%	36,978	23,780	-35.7%
Proveitos permitidos = (A) + (B) + (C)	**113,028**	**119,306**	5.6%	**312,783**	**292,979**	-6.3%
Quantidades (GWh)	**48,050**	**49,343**		**24,467**	**24,418**	
Preço médio (€/MWh)	**2.35**	**2.42**		**12.78**	**12.00**	

6. Sendo o mapa autoexplicativo, verifica-se que em todas as atividades reguladas, os proveitos do ano (custos de exploração e custos com capital) se reduziram em alguns casos substancialmente e as quantidades até se mantêm ou aumentam, mas a variação de proveitos permitidos totais aumenta num caso e diminui noutro sem que para tal tenha havido qualquer medida das empresas.

7. No documento "*Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2015-2016 das empresas reguladas do setor do gás natural*" agora em análise, são identificados os ajustamentos de s-2 e s-1 que permitem avaliar a evolução dos desvios resultantes das tarifas 2013/2014 e 2014/2015 respetivamente.

Unidade: 10^3 EUR

	Ajustamentos aos anos 2013 e 2014		
	Ano s-2	Ano s-1	Total
Ajustamentos do operador de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	-2 804	-989	-3 793
Ajustamentos dos operadores de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	-4 405	-1 765	-6 170
Ajustamentos do operador da rede de transporte de gás natural	-28 879	-20 200	-49 080
Ajustamentos dos operadores das redes de distribuição de gás natural	-13 580	5 036	-8 544
Ajustamentos recuperar pelo ORD por aplicação da tarifa de UGS I	86	2 820	2 906
Ajustamento no âmbito da tarifa social	300	352	652
Ajustamentos recuperar pelo ORD por aplicação da tarifa de UGS II>	602	5 188	-4 586
Ajustamentos recuperar pelo ORD por aplicação da tarifa de UGS II<	446	10 868	11 314
Ajustamentos a recuperar pelo ORD por aplicação da tarifa de URT	8 767	4 144	12 911
Ajustamentos da atividade de Distribuição de gás natural	23 780	7 961	31 740
Ajustamentos do comercializador de último recurso grossista	3 490	4 460	7 950
Ajustamentos da atividade de Comercialização de último recurso a grandes clientes	-2 161	211	-1 950
Ajustamentos dos comercializadores de último recurso retalhistas - > 10 000m³	-24 262	-10 029	-34 291
Ajustamentos da função de Compra e Venda de gás natural	-19 297	-14 549	-33 846
Ajustamentos da função de Comercialização	-4 964	4 519	-445
Ajustamentos dos comercializadores de último recurso retalhistas - ≤ 10 000 m³	-6 867	5 767	-1 100
Ajustamentos da função de Compra e Venda de gás natural	-4 895	11 832	6 937
Ajustamento atividade tarifária	2 227		2 227
Ajustamentos da função de Comercialização	-4 199	-6 065	-10 264
Total	-79 468	-17 510	-96 978

[198] No custo do capital da distribuição está incluída a reposição gradual da neutralidade financeira (2014-2015: 18.6M€ e 2015-2016: 21.5M€). O ano 2015-2016 é o último ano de recuperação deste valor. No mapa estão implícitas as seguintes taxas de remuneração RoR AP (2014-2015) = 7.91% e RoR AP (2015-2016) = 7.45%; RoR MP (2014-2015) = 8.41% e RoR MP (2015-2016) = 7.95%. Custos operacionais: (i) indutores de custos (transporte): evolução GRMs, kms gasodutos e capacidade utilizada (opt comercial) e (ii) indutores de custos (distribuição): evolução nº pontos de abastecimento e energia veiculada.

8. Os ajustamentos[199] de s-1 (ano de 2014) não são considerados nos proveitos permitidos de 2015-2016 na sequência dos impactes tarifários.

9. Do mapa acima conclui-se que os ajustamentos das infraestruturas de alta pressão sofrem uma redução significativa de s-2 para s-1. Em milhares de euros, no terminal de GNL passam de -2804 para -989, no armazenamento subterrâneo de -4405 para -1765, no operador da rede de transporte de -28879 para -20200. A manutenção desta trajetória é considerada essencial para assegurar a prazo a anulação do *stock* de ajustamentos que estava acumulado, em particular num quadro como o de 2014 onde os consumos atingiram mínimos.

10. Relativamente aos operadores das redes de distribuição de GN, o desvio inverteu-se, passando de -13580 em s-2 para 5036.

D.2. TARIFAS

D.2.1. TARIFAS DE ACESSO À REDE (TAR)

1. O CT regista que se mantém uma situação de menor transparência na fixação das tarifas de Acesso à Rede (TAR) que deixou de refletir a totalidade dos custos associados ao acesso à rede de transporte, importando referir que, de um modo geral, os comercializadores nem sempre têm optado por evidenciar o "termo de entrada" separadamente nas suas faturas de fornecimento, reconhecendo-lhe o carácter de tarifa de uso de rede tal como publicado pela entidade reguladora.

2. De forma generalizada o "termo de entrada" é cobrado ao cliente com se fosse um adicional à capacidade utilizada (esta sim integrante das TAR), utilizando o mesmo valor de capacidade utilizada para a capacidade de entrada.

3. Sendo assim, o CT recomenda à ERSE que seja feita uma revisão do conceito, sendo talvez preferível definir uma tarifa de capacidade entrada para o consumidor e/ou eventualmente qual o valor de capacidade para este fator (média anual da capacidade utilizada ou outra função do tipo de utilização de tipologias de consumidores)

4. O CT reconhece que a situação presente do mercado de gás natural, com a manutenção do nível de consumo, face a anos anteriores, originou uma pressão tarifária não despicienda sobre as Tarifas de Acesso.

5. O CT regista os aumentos muito substanciais das tarifas de Acesso às Redes (TAR) para clientes em AP no valor médio de 13,1%, cumulativamente com os anteriores aumentos de anos anteriores. Em contrapartida regista positivamente a redução das TAR para clientes em MP e BP> (>10 000 m^3/ano) de -5,0% e, para clientes em BP< (<10 000 m^3/ano), de -6,1%.

6. Para este aumento das TAR para cliente em AP, contribui um aumento significativo da tarifa de uso da rede de transporte de 9% e um aumento expressivo da tarifa de uso global do sistema de 25%.

Quadro 0-5 - Variação anual das tarifas de acesso às redes

Tarifas de Acesso às Redes	Variação 2015-2016/2014-2015
Clientes em AP (> 50 milhões de m^3) *	13,1%
Clientes em MP e BP > (> 10 000 m^3)	-5,0%
Clientes em BP < (< 10 000 m^3)	-6,1%

(*) Os limites de consumo indicados são indicativos

[199] Ajustamentos a receber pelas empresas são de valor negativo e a pagar pelas empresas são de valor positivo.

7. As tarifas para algumas atividades reguladas registam também aumentos consideráveis com nomeadamente as tarifas afetas às outras infraestruturas da RNTIAT (terminal de GNL e armazenamento subterrâneo).

Quadro 0-6 - Variação anual das tarifas por atividade

Tarifas por atividade	Variação 2015-2016/2014-2015
Infra-estruturas de Alta Pressão	
Tarifa de Uso do Terminal de GNL	8%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	4%
Acesso às Redes e Gestão Global do Sistema	
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	9%
Tarifa de Uso Global do Sistema	25%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	-8%

8. Atendendo a que a recuperação dos desvios de comercialização e do custo de aquisição de gás natural é realizada pelas Tarifas UGS-I e UGS-II, o CT entende ser pouco clara, nos documentos apresentados, não apenas a sua evolução (cf. Q3-1 do documento dos proveitos e ajustamentos, em que verifica um aumento de quase 4 vezes na UGS-I e uma diminuição para metade da UGS-II), mas também a sua distribuição pelos diferentes níveis de pressão e a origem de desvios.

9. Nota-se, em particular, a diferente variação nas tarifas de distribuição, em que a redução tarifária nos segmentos de MP e BP> (novamente em prejuízo das PME e indústria) é marcadamente menor do que no BP<, não se encontrando justificação para este facto na proposta da ERSE.

10. O CT considera que a proposta da ERSE deveria clarificar as opções tarifárias tomadas no sentido de assegurar uma justa repartição destes custos pelos utilizadores do SNGN e garantir que as regras de alocação dos custos em causa são devidamente fundamentadas do ponto de vista económico.

11. O CT não pode deixar de constatar que, no próximo ano gás, os grandes consumidores de GN (com especial relevância no caso dos consumidores em AP) enfrentam já um aumento muito significativo da tarifa UGS I, o qual é particularmente gravoso na atual conjuntura económica em que é exigido aos consumidores industriais de GN um aumento da competitividade a fim contribuir para o processo de retoma económica.

12. A ERSE refere que as TAR para os Centros Electroprodutores não incorporam os custos da UGS II, pois estes nunca integraram o mercado regulado, não tendo, consequentemente, gerado desvios na componente de compra de gás no mercado regulado.

13. Mas o CT também reconhece a dificuldade de, hoje, se restabelecer um equilíbrio efetivo, para o qual, por exemplo, também se teria de considerar as datas efetivas de saída do mercado regulado de outros consumidores, ou de entrada no SNGN de novos clientes.

14. No entanto, sendo certa a relevância que consumos acrescidos na produção de energia elétrica terão para a sustentabilidade e estabilidade do SNGN, o CT nota que o aumento da UGS-I, que já impacta os Centros Electroprodutores, poderá ter um efeito prejudicial na competitividade das Centrais e assim prejudicar o aumento do consumo nacional de GN.

15. Como princípio de base, o CT considera que devem ser evitadas medidas que distorçam os custos a alocar aos vários segmentos do mercado, pelo que a ERSE poderia reanalisar a alocação dos custos a cada tipo de consumidores.

D.2.2. CAPACIDADE DE ENTRADA E TARIFAS FLEXÍVEIS

1. O CT regista o esforço da ERSE na atualização da tarifa de curtas utilizações para o ano gás 2015-2016, acentuando o peso da componente variável da tarifa face à componente fixa, permitindo desta forma aos clientes com utilizações sazonais uma otimização dos seus custos de utilização da rede em função das características da sua modulação.

2. Contudo, o CT considera que existe ainda espaço de melhoria, recomendando que a ERSE continue a avaliar a criação de opções tarifárias que garantam, por um lado, a otimização da utilização da rede por parte das diversas tipologias de consumidores e, por outro lado, contribuam para o aumento dos volumes veiculados no sistema, garantindo uma diluição de custos para todos os consumidores.

3. O CT nota também que a proposta como apresentada parece criar uma diferenciação no agravamento intradiário na entrada da rede de transporte a partir do terminal de GNL de Sines face à de Campo Maior e Valença do Minho.

4. Com efeito, a penalidade intradiária prevista no Manual de Gestão Técnica do Sistema ascende a 20%, o que conduziria o fator de agravamento para esta utilização para 2,4. Contudo, verifica-se no quadro 5-3 do documento "Estrutura tarifária", que este fator é apenas de 2,2 nas Interligações Internacionais, o que indicia um tratamento preferencial para as entradas por Campo Maior e Valença do Minho. O CT nota, ainda, que em ponto algum dos documentos da proposta de tarifário é referido que o Manual anteriormente mencionado seja alterado com a aprovação desta proposta.

5. Não sendo claro, exatamente por ausência de justificação na proposta, o motivo desta discriminação entre as infraestruturas, especialmente considerando a necessidade de maximizar a utilização do terminal, que na proposta é comparativamente prejudicado, o CT considera que a ERSE deverá clarificar o alcance das alterações propostas e o racional aplicado, não se percebendo à partida existirem motivos para criar discriminação entre pontos de entrada, tendo em conta que nenhuma delas se encontra congestionada, o que mais parece recomendar a aplicação de tarifários iguais em todas as entradas de importação.

6. Com o aproximar da revisão regulamentar, o CT recomenda que a ERSE reavalie os limites a partir dos quais os consumidores podem solicitar disponibilização das tarifas de acesso mais favoráveis (100.000 m^3/a para BP diária, 1.000.000 m^3/ano para MP e 50.000.000 m^3/ano para AP), conjugando a necessária defesa da competitividade económica, com uma equilibrada repartição da recuperação dos proveitos entre os diferentes segmentos de consumo.

7. Identicamente, o CT recomenda que a ERSE estabeleça critérios transparentes e objetivos para o posicionamento dos clientes com consumos próximos daqueles limiares, para evitar variações abruptas anuais nos custos de acesso dos consumidores, por uma variação singular no consumo anual (por exemplo, uma grande manutenção). A título de sugestão, poder-se-ia considerar a média móvel dos consumos dos últimos 3 anos ou os 2 maiores consumos anuais nos últimos 3 anos.

8. Relativamente ao termo de capacidade de entrada na rede de transporte, reiterando o que foi dito anteriormente por este CT no que respeita à perda de transparência que lhe está associada na identificação dos custos a pagar pelos consumidores, considera-se relevante que a ERSE efetue uma análise dos perfis de utilização das entradas bem como dos custos recuperados por aplicação deste termo tarifário e incorpore as conclusões obtidas na construção da estrutura tarifária de acesso à rede de transporte no próximo período regulatório.

9. Finalmente, o CT recomenda que a ERSE analise a competitividade das CCGT em Portugal e pondere a introdução de novas soluções tarifárias alinhadas com as existentes em Espanha, conjugadas com medidas no setor elétrico, que promovam a sua competitividade.

D.2.3. TARIFA SOCIAL E ASECE

1. A tarifa social de fornecimento de gás natural a clientes finais economicamente vulneráveis criada pelo Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, é estabelecida mediante um desconto fixado anualmente, através de despacho do membro do Governo responsável pela área de energia, tendo em conta o limite máximo da variação da tarifa social de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso e a evolução dos custos prevista para o setor de gás natural.

2. Para o ano gás 2015-2016, atendendo à evolução dos mercados financeiros, a variação da tarifa social de venda a clientes finais tomou em linha de conta os efeitos que decorrem das alterações que se têm verificado nestes mercados.

3. Assim, a variação fixada corresponde ao diferencial entre as TVCF aplicadas a este segmento de consumidores no início do ano gás 2014-2015 e as TVCF no início do ano gás 2015-2016, resultando numa variação fixada em -7,3%, devendo o desconto referente à tarifa social ser identificado de forma clara e visível nas faturas apresentadas aos clientes de gás natural.

4. O CT regista que a ERSE optou por anular o termo fixo da tarifa de acesso às redes, de modo a transmitir a estes clientes um sinal preço dos seus consumos, aplicando ainda, um desconto adicional no preço de energia da tarifa de acesso às redes calculado de forma que o limite máximo da variação da tarifa social de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso seja de - 7,3%.

5. Sem prejuízo do mérito e bondade dos mecanismos mitigadores de oscilações de mercado gravosas neste segmento específico de consumidores, o CT tem vindo a expressar algumas preocupações sobre a implementação, divulgação, alcance e forma de financiamento da tarifa social.

6. Para tal, o CT elencou no passado um conjunto de iniciativas a desenvolver tanto pelo regulador como pelo legislador e cujo desenvolvimento não vê plasmado na presente proposta, a saber:

   a) Avaliação "sobre caracterização do regime da tarifa social e sobre o seu financiamento", que deveria ter ocorrido em 2013 como estabelecido na lei;

   b) Implementação de alternativas de financiamento da tarifa social que não recaiam exclusivamente sobre os demais consumidores de gás[200];

   c) Apresentação de estudos sobre novas hipóteses de desoneração dos beneficiários de diversas taxas incluídas na tarifa (TOS, ISP etc.);

   d) Inclusão na proposta de tarifas e preços informação sobre o número de consumidores que estão abrangidos pela tarifa e o valor efetivamente despendido no ano transato, por forma a facilitar a monitorização deste regime.

7. Atento o número reduzido de consumidores efetivamente no regime face ao universo expectável e anunciado como elegível, o CT sugere a implementação de um mecanismo de atribuição que não assente, em exclusivo, na solicitação por parte do consumidor vulnerável junto dos comercializadores podendo passar por uma ação informativa direta por parte dos serviços da segurança social junto daquele público, nomeadamente, na correspondência que enviam ao utente.

8. O CT reitera a necessidade de se proceder a uma uniformização da tarifa social no setor do GN, uma vez que as TVCF sociais aplicadas pelos CUR variam em função da área de distribuição, com valores diferenciados, quer para o termo tarifário fixo, quer para a energia, a que acresce o efeito distorcivo da aplicação das TOS.

[200] *Os custos com a aplicação da tarifa social são suportados por todos os clientes de gás natural, na proporção da energia consumida, sendo repercutidos nas tarifas de acesso às redes, configurando um custo de interesse geral que onera o fornecimento do serviço aos demais consumidores.*

9. Para além das entidades responsáveis, os comercializadores de gás natural têm o dever de divulgar informação sobre a existência e a aplicação da tarifa social junto dos respetivos clientes e pugnar pela efetiva e correta aplicação deste benefício aos consumidores elegíveis que o solicitem.

10. O CT aguarda o resultado das ações inspetivas levadas a cabo pela ERSE junto de alguns comercializadores onde apurou situações que indiciam a não atribuição, indevida, da tarifa social e o incumprimento do dever de informação aos beneficiários, nomeadamente na fatura de fornecimento [201].

11. O CT recomenda à ERSE desenvolva em articulação com os agentes do setor e em especial junto das associações de consumidores e os municípios medidas de informação/divulgação sobre a tarifa social junto dos potenciais beneficiários da mesma.

E. TAXAS DE OCUPAÇÃO DE SUBSOLO

1. A Lei n.º 53-E/2006, de 29 de dezembro define o regime geral das taxas das autarquias locais e estabelece que compete às Assembleias Municipais a definição das taxas de ocupação de subsolo (TOS). Por sua vez os contratos de concessão assinados entre o Estado e as empresas distribuidoras de gás natural, reconhecem o direito destas repercutirem nos consumidores o valor integral das taxas de ocupação do subsolo liquidado pelas autarquias locais[202].

2. No âmbito das suas competências e conforme metodologia prevista no art.º 154.º do RT, a ERSE quantificou as tarifas de referência a serem aplicados pelos operadores de redes em cada município, conforme quadros:

Ano gás 2015/2016

Quadro I - 1 - Estrutura das taxas de ocupação do subsolo

Taxas de Ocupação do Subsolo			
Nível de Pressão	TW	TF	
	(Eur/kWh)	(Eur/mês)	(Eur/dia)
MP e BP>	0,000006169	1,000	0,032876712
BP<	0,000049968	0,001769246	0,000058167

TW - Preço de energia
TF - Preço do termo tarifário fixo
MP e BP> - Fornecimentos superiores a 10 000 m³
BP< - Fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³

Fonte: ERSE

3. Nos termos do Manual de Repercussão das TOS aprovado pela ERSE, cada operador de rede de distribuição aplica um fator ponderador "F" sobre a tarifa de referência, determinado em função dos

[201] Cf. Comunicado ERSE, de 20 abril 2015.

[202] Cf. Resolução do Conselho de Ministros n.º 98/2008, de 08 de Abril, a saber: cláusula 8.ª *"É reconhecido à concessionária o direito de repercutir, para as entidades comercializadoras de gás ou para os consumidores finais, o valor integral das taxas de ocupação do subsolo liquidado pelas autarquias locais que integram a área da concessão na vigência do anterior contrato de concessão mas ainda não pago ou impugnado judicialmente pela concessionária, caso tal pagamento venha a ser considerado obrigatório pelo órgão judicial competente, após trânsito em julgado da respetiva sentença, ou após consentimento prévio e expresso do concedente.";* Cláusula 9.ª *"Para efeitos do estabelecido no número anterior, os valores que vierem a ser pagos pela concessionária em cada ano civil serão repercutidos sobre as entidades comercializadoras utilizadoras das infraestruturas ou sobre os consumidores finais servidos pelas mesmas, durante os «anos gás» seguintes, nos termos a definir pela ERSE. No caso específico das taxas de ocupação do subsolo, a repercussão será ainda realizada por município, tendo por base o valor efetivamente cobrado pelo mesmo."*

montantes pagos aos municípios onde opera, bem como da estrutura de consumos nesse município (número de clientes e consumo total), os quais são repassados aos consumidores locais.

4. Como se ilustra no exemplo infra, constata-se que o referido fator atinge 3 dígitos em alguns municípios:

		BP<		MP e BP>	
Município	F	TW	TF	TW	TF
ÉVORA	484,9	0,024230237	0,028206052	0,002991441	15,942413652
COVILHÃ	128,4	0,006414598	0,007467137	0,000791940	4,220519187
MAIA	110,9	0,005543047	0,006452578	0,000684339	3,647077298
MATOSINHOS	117,6	0,005876158	0,006840347	0,000725465	3,866249387
MOITA	350,4	0,017510002	0,020383128	0,002161768	11,520799356
PÓVOA VARZIM	117,7	0,005879786	0,006844570	0,000725913	3,868636249

Fonte: sites dos ORD

5. Também de acordo com o referido Manual, o repasse das TOS pelos ORD e comercializadores, é sujeito a auditorias independentes, entendendo o CT que a ERSE deve divulgar o resultado das mesmas.

6. O quadro seguinte ilustra a variação das taxas de ocupação do subsolo no período de junho 2014 a abril de 2015:

Quadro 4 – Variação das taxas de ocupação do subsolo entre abril de 2015 e junho de 2014, em percentagem

		BP<		BP> e MP	
Entidade	Município	Termo Fixo	Termo Variável	Termo Fixo	Termo Variável
Setgás	Almada	-5%	-5%	-5%	-5%
Lusitaniagás	Aveiro	2%	2%	2%	2%
Lisboagás	Azambuja	-36%	-36%	-36%	-36%
Setgás	Barreiro	32%	32%	32%	32%
Portgás	Braga	-26%	-26%	-26%	-26%
Lisboagás	Cascais	424%	424%	424%	424%
Duriensegás	Chaves	227%	227%	227%	227%
Lusitaniagás	Coimbra	3%	3%	3%	3%
Lusitaniagás	Condeixa	-29%	-29%	-29%	-29%
Beiragás	Covilhã	3%	3%	3%	3%
Portgás	Esposende	9%	9%	9%	9%
Lusitaniagás	Estarreja	200%	200%	200%	200%
Dianagás	Evóra	384%	384%	384%	384%
Portgás	Fafe	-14%	-14%	-14%	-14%
Beiragás	Fundão	8%	8%	8%	8%
Portgás	Gondomar	43%	43%	43%	43%
Portgás	Guimarães	4%	4%	4%	4%
Lisboagás	Lisboa	-19%	-19%	-19%	-19%
Lisboagás	Loures	64%	64%	64%	64%
Beiragás	Lousã	-	-	-	-
Lisboagás	Mafra	-67%	-67%	-67%	-67%
Portgás	Maia	-20%	-20%	-20%	-20%
Portgás	Matosinhos	-25%	-25%	-25%	-25%
Lusitaniagás	Mealhada	-38%	-38%	-38%	-38%
Dourogás	Mirandela	-32%	-32%	-32%	-32%
Setgás	Moita	9%	9%	9%	9%
Lisboagás	Odivelas	95%	95%	95%	95%
Lisboagás	Oeiras	1%	1%	1%	1%
Lusitaniagás	Ovar	1%	1%	1%	1%
Setgás	Palmela	-68%	-68%	-68%	-68%
Dourogás	Peso da Régua	-30%	-30%	-30%	-30%
Portgás	Porto	-26%	-26%	-26%	-26%
Portgás	Póvoa Varzim	14%	14%	14%	14%
Portgás	Santo Tirso	-164%	-164%	-164%	-164%
Setgás	Seixal	24%	24%	24%	24%
Dianagás	Sines	2%	2%	2%	2%
Lisboagás	Sintra	2%	2%	2%	2%
Lisboagás	Torres Vedras	-72%	-72%	-72%	-72%
Portgás	Valongo	7%	7%	7%	7%
Lisboagás	Vila Franca de Xira	-37%	-37%	-37%	-37%
Portgás	Vila Nova Famalicão	83%	83%	83%	83%
Portgás	Vila Nova Gaia	-26%	-26%	-26%	-26%
Portgás	Vizela	-24%	-24%	-24%	-24%

Fonte: ERSE

7. O CT tem, recorrentemente, em todos os seus pareceres, alertado e demonstrado:

   a) O impacto da aplicação desta taxa nas tarifas de Acesso às Redes (TAR) dos distribuidores;

   b) A heterogeneidade entre municípios, resultante da coexistência de municípios a aplicar taxas nulas e outros em que a variação das mesmas chega a atingir três dígitos percentuais, potenciadora de acentuadas distorções tarifárias, desvirtuando a uniformidade tarifária no país que o CT tem propugnado desde sempre;

   c) Igualmente o CT releva que é notória, e em alguns casos muito expressiva, a redução destas taxas, para o que certamente terá contribuído as ações desenvolvidas pela ERSE, e pelos órgãos próprios da ANMP, considerando que este caminho deverá ser mais potenciado e acelerado.

8. Da análise do quadro anterior, não pode o CT deixar de destacar, pela sua expressividade, municípios onde o impacte é particularmente oneroso:

	BP<		BP> e MP	
Município	Termo fixo	Termo variável	Termo fixo	Termo variável
Cascais	424%	424%	424%	424%
Chaves	227%	227%	227%	227%
Estarreja	200%	200%	200%	200%
Évora	384%	384%	384%	384%

Fonte: ERSE

9. O CT releva que estas taxas traduzem aumentos acrescidos totalmente inaceitáveis para os consumidores de GN que igualmente importa estancar, qualquer que seja o contexto económico em que se analise.

10. Importa ressalvar que estas taxas não sendo repassáveis, (como o caso do IVA para consumidores não domésticos) são internalizadas pelos consumidores qualquer que seja o escalão de consumo, incidindo ainda sobre elas o IVA à taxa em vigor à data da faturação.

11. As TOS aplicadas em alguns municípios são potencialmente impeditivas da adesão de mais consumidores de gás natural, devido ao seu custo muito excessivo que por sua vez não permite diluir /reduzir os custos das infraestruturas por um maior número de consumidores.

12. No caso de consumidores industriais poderá ser mesmo fator dissuasor de instalar em alguns municípios algumas atividades económicas, que dependam de consumos de gás natural, ou reduzir a competitividade de instalações que já estejam em operação. Em alguns casos em que seja possível optar pelo uso de outro combustível alternativo (fuelóleo, biomassa, etc.) o exercício dessa opção reduzirá o consumo de gás natural nesse município contrariando o uso racionalmente económico do sistema de gás natural nessa região.

13. Acresce que as alterações sistemáticas destas taxas impedem a previsibilidade e a estabilização dos custos, que são vetores determinantes para qualquer atividade económica,

14. O mesmo se aplicará aos consumidores mais pequenos (consumos <10.000m^3), que não tendo hipóteses de se deslocalizar, registarão aumentos desproporcionados na sua fatura mensal.

15. A decisão por parte dos investidores de instalação de atividades económicas num determinado município deve incluir o conhecimento prévio do impacte das TOS na sua fatura mensal. Neste sentido, e considerando que as informações sobre as taxas de ocupação do subsolo são de difícil consulta e comparabilidade por se encontrarem nas páginas da internet dos Operadores das Redes de

Distribuição (ORD), é entendimento do CT que a ERSE promova a disponibilização no seu portal de um simulador nacional destes impactes.

16. Apesar de a legislação atribuir às Assembleias Municipais a competência para aprovar as TOS propostas pelos executivos camarários, a lei, contrariamente ao que sucede noutros setores regulados (ex. comunicações) e sem prejuízo da autonomia municipal, não estabelece nem critérios para a fixação, nem limites máximos a aplicar, pelo que o CT considera essencial serem definidos mecanismos por forma a atenuar as desigualdades regionais causadas por estas taxas.

17. O CT reitera o seu entendimento de que a ERSE continue a desenvolver junto do legislador, dos municípios e sua associação representativa, diligências no sentido de sensibilizar os mesmos quanto aos efeitos negativos que a fixação de TOS elevadas têm nos consumidores e na sustentabilidade do sistema de GN, propondo nomeadamente:

    a) Alteração da legislação em vigor estabelecendo tetos máximos de taxas a aplicar (como se verifica p.ex. no IMI e telecomunicações), e de critérios de modulação em função dos consumos, em detrimento da aplicação estrita de um valor por metro linear;

    b) Que a ERSE divulgue junto da ANMP, dos Presidentes de Câmara e dos Presidentes das Assembleias Municipais o excerto do parecer nesta matéria;

    c) Que a ERSE se disponibilize, junto dos Presidentes de Câmara e dos Presidentes das Assembleias Municipais, para elaborar os estudos de impactes das TOS que servirão de base às decisões das Assembleias Municipais;

    d) Que a ERSE promova junto dos referidos órgãos autárquicos uma campanha de sensibilização sobre os efeitos da aplicação das TOS na almejada sustentabilidade do setor do GN;

    e) Promoção por parte da ERSE de um debate que vise, em última análise, a extinção destas taxas com base nos efeitos nefastos, exaustivamente demonstrados, que as mesmas provocam, plasmados nas assimetrias tarifárias regionais e na alteração de regras de sã concorrência entre atividades económicas.

18. Finalmente, o CT salienta que passada quase uma década sobre a aprovação da Lei n.º 53-E/2006 e demonstrados os efeitos da sua aplicação nos consumidores e na sustentabilidade do SNGN, continua ausente qualquer iniciativa legislativa de mudança da própria Lei.

F - INVESTIMENTOS

1. O CT tem recomendado a análise criteriosa dos investimentos propostos pelas empresas, tendo em conta a sua viabilidade técnico-económica, de modo a evitar impactos negativos nas tarifas, o que seria penalizador para o SNGN.

2. Face à relevância dos investimentos na análise do setor, o CT reconhece a importância do documento de análise dos investimentos do Setor do Gás Natural que analisa de forma detalhada os investimentos apresentados pelas empresas.

	2013	2014	2015	2016	TOTAL
RNTGN	2,23	3,76	5,9	12,71	24,50
Terminal de GNL de Sines	0,38	1,76	2,33	2,9	7,36
Armazenamento subterrâneo	76,44	23,24	4,6	20,17	124,45
RNTIAT	**79,05**	**28,76**	**12,83**	**35,78**	**156,31**
RNDGN	**52,26**	**45,37**	**61,59**	**69,61**	**228,83**

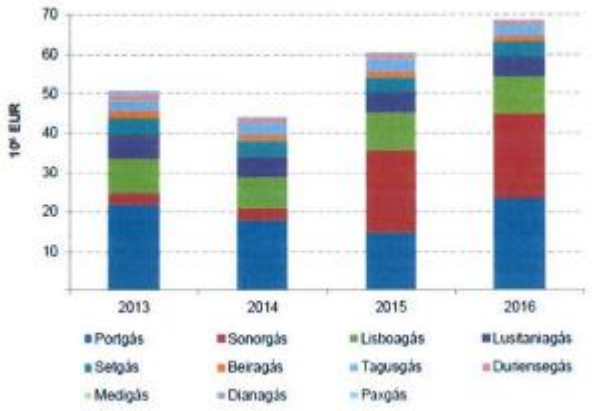
Nota: Com base nos valores apresentados no quadro 1.1. Montantes de investimento e periodos analisados, por infraestrutura do SNGN do documento da ERSE Análise de investimentos do Setor do Gás Natural.

3. Para o período em análise (2013 a 2016) o CT regista a contenção dos investimentos nas infraestruturas em alta pressão RNTIAT por revisão do escalonamento temporal dos projetos para refletir a evolução da procura. Relativamente aos investimentos nas infraestruturas de Distribuição, o CT reitera a necessidade de uma criteriosa fundamentação para garantir que não se geram situações de sobre investimento com consequências no aumento dos custos a suportar pelos consumidores.

4. O CT recomenda que a ERSE forneça informação mais clara sobre o impacte tarifário dos investimentos da RNDGN. Com efeito, o montante de investimento anual na RNDGN cresce, em 2015/16, para valores na ordem dos 60 a 70 M€ sem que tenha sido apresentado pela ERSE uma avaliação do impacte tarifário desses investimentos nos diferentes segmentos servidos pelas redes da RNDGN o que suscita preocupação ao CT. *Em particular esse investimento concentra-se fortemente em algumas áreas geográficas e tipo de consumidor*.

5. O CT recomenda que o custo incremental de cada consumo futuro por segmento e distribuidora seja apresentado de forma clara, não servindo de critério de aceitação a simples comparação com o preço atual das tarifas praticadas, que se consideram elevadas, mas sim com objetivos claros para o custo médio de cada segmento a fixar pela ERSE.

Figura 6-13 – Evolução do valor global dos investimentos na RNDGN, para os anos de 2013, 2014, 2015 e 2016

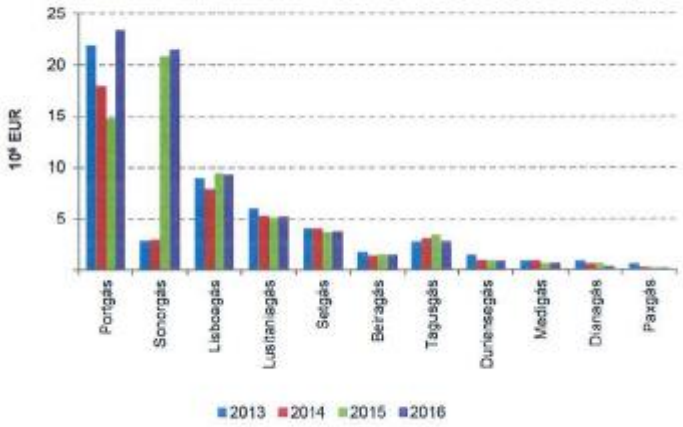


Fonte: Grupo Galp, Portgás, Tagusgás e Sonorgás

Figura 6-14 – Repartição dos investimentos previstos para a RNDGN, para os anos de 2013, 2014, 2015 e 2016, por operador de rede de distribuição

Fonte: Grupo Galp, Portgás, Tagusgás e Sonorgás

Figura 6-12 – Evolução dos investimentos previstos, por operador de rede de distribuição, para os anos de 2013, 2014, 2015 e 2016



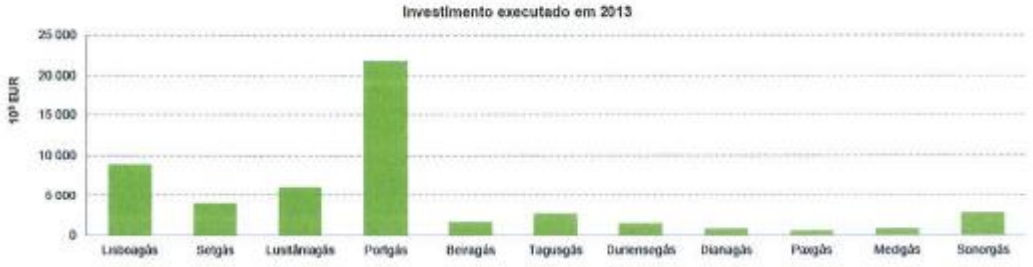
Fonte: Grupo Galp, Portgás, Tagusgás e Sonorgás

6. O CT reitera ser fundamental publicar atempadamente o racional de aceitação desses investimentos com a implementação de um mecanismo que assegure a sua racionalidade em prol do controlo real das tarifas.

7. O CT não pode deixar sublinhar que cabe à ERSE o balizamento de alguns dos princípios a que devem obedecer os investimentos, de modo a respeitar o princípio da racionalidade económica na sua análise e avaliação.

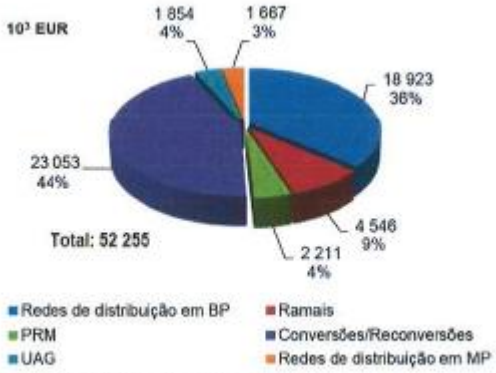
8. Considerando a análise realizada para o ano de 2013, face ao peso significativo de algumas distribuidoras no volume global do investimento e ao valor relativo de alguns tipos de investimento, o CT recomenta que, no futuro, se realize e divulgue a avaliação da dimensão e consequências dos investimentos ao nível dos consumos adquiridos e do seu contributo tarifário.

Figura 6-2 – Investimento realizado na RNDGN e execução orçamental do ano de 2013



9. A evolução constante dos gráficos seguintes mostra que a tendência se manterá em 2015.

Figura 6-3 – Caracterização dos investimentos executados na RNDGN, ano gás 2013



Fonte: Grupo Galp, Portgás, Tagusgás e Sonorgás

Figura 6-8 – Caracterização do investimento executado na expansão da RNDGN, para o ano de 2013, por operador de rede

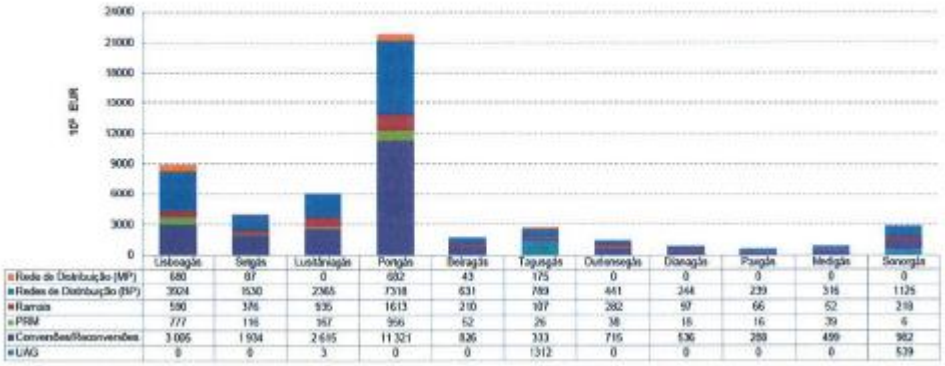
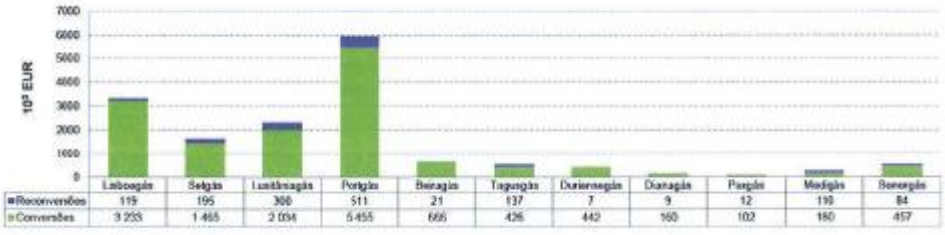


Figura 6-11 – Caracterização do investimento em Conversões/Reconversões, para o ano de 2015



	Labogás	Setgás	Lusitânagás	Portgás	Beiragás	Tagusgás	Duriensegás	Dianagás	Paxgás	Medgás	Sonorgás
Reconversões	119	195	300	511	21	137	7	9	12	110	84
Conversões	3 233	1 465	2 094	5 455	666	426	442	160	102	180	457

Fonte: Grupo Galp, Portgás, Tagusgás e Sonorgás

10. A relevância dos custos de investimento em conversões/reconversões foi já identificada pela ERSE no quadro da revisão regulamentar que esteve na origem do presente período regulatório que conduziu a uma redução dos valores de investimento aceita em cerca de 25% tendo-se mantido assim para os períodos 2013/2014 e 2014/2015. *Assim, o CT recomenda particular atenção à fixação destes parâmetros para o ano gás 2015/2016 atentos os efeitos decorrentes destes investimentos.*

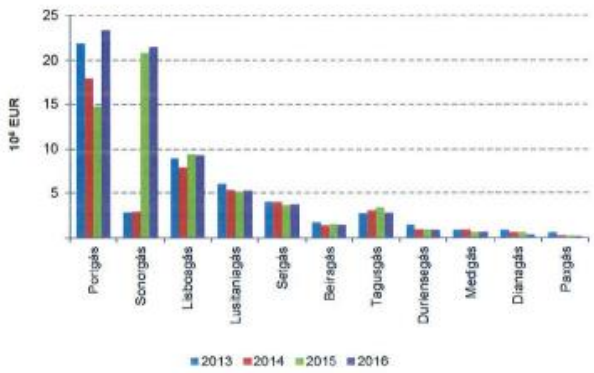
11. Os investimentos em novos polos de abastecimento por UAG é uma questão essencial. O CT regista não se encontrar considerado na proposta tarifária qualquer avaliação, mesmo que qualitativa, sobre o montante de CAPEX correspondente à consideração do investimento associado ao concurso de novos polos (26) de abastecimento, nem sobre o desenvolvimento das redes de distribuição associadas que, atendendo ao estado do concurso, só terão oportunidade de ser consideradas numa próxima edição do PDIRDGN.

12. O CT reitera a sua preocupação com os aumentos de tarifas para os diversos níveis de pressão decorrentes destes eventuais investimentos acumulados com os que agora se prefiguram, conforme expresso no seu parecer relativo ao PDIRDGN 2015-2019.

13. A ERSE refere que "A Sonorgás perspetivou um aumento substancial do investimento, para os próximos anos, assente na perspetiva de vir a obter novos polos de consumo, como resultado de um concurso por prévia qualificação a 26 licenças de distribuição local de gás natural. Contudo, importa salientar que as referidas licenças ainda não foram atribuídas e que o processo de atribuição decorre …".

14. O CT reforça e apoia a importância da posição da ERSE que condiciona a aceitação dos investimentos definitivos dos investimentos apresentados "*em função do resultado dos procedimentos da atribuição de licenças de distribuição local, nos termos do referido enquadramento legislativo*".

Figura 6-12 – Evolução dos investimentos previstos, por operador de rede de distribuição, para os anos de 2013, 2014, 2015 e 2016



Fonte: Grupo Galp, Portgás, Tagusgás e Sonorgás

G -PROVEITOS PERMITIDOS

G.1. CÁLCULO DOS PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS

1. O CT reconhece e considera positiva a não consideração pela ERSE, para as tarifas de 2015-2016, do ajustamento provisório relativo ao ano (s-1) no cálculo dos proveitos permitidos, atento o agravamento do impacto tarifário que daí resultaria decorrente do facto de os montantes terem o mesmo sinal o que faria concentrar num único ano a recuperação dos desvios de dois, com prejuízo para a estabilidade tarifária.
2. O CT reforça a importância de os desvios de s-1 deverem apresentar uma trajetória de redução significativa de um ano para o outro para promover a estabilidade tarifária e evitar a acumulação de desvios que se traduzem sempre em custos adicionais a suportar pelos consumidores.

G.1. CONTAS REGULADAS AUDITADAS

1. O CT nota que a ERSE continua a não incluir na proposta, cópia das demonstrações financeiras auditadas apresentadas pelas empresas, nos termos da regulamentação em vigor.
2. Sendo certo que os recentes desenvolvimentos da regulamentação obrigam ao recurso a um maior número de auditorias externas (previstas no âmbito das contas reguladas como por exemplo auditorias às grandezas físicas nos ORD e CURR: pontos de entrega, clientes e energia), a divulgação dos valores auditados contribuiria para uma maior transparência do processo, pelo que o CT volta a recomendar a sua inclusão no documento final dos proveitos permitidos.
3. Acresce que, notando-se existirem discrepâncias entre os valores auditados e os aplicados no cálculo dos ajustamentos, o CT entende que a ERSE deve justificar a utilização de valores diferentes, sob pena do exercício de auditoria se tornar inadequado, por ser gerador de incertezas e opacidade.

H - PREÇOS REGULADOS E ENCARGOS DE REDE A CONSTRUIR

1. Nos termos da regulamentação em vigor, em especial do previsto no Regulamento de Relações Comerciais e respetiva subregulamentação, a ERSE deve incluir na proposta de tarifário os preços a aplicar aos serviços prestados pelas empresas reguladas referentes a:

- ORD: Preços para os serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural
- ORD: Preços de leitura extraordinária
- CURR: Quantia mínima a pagar em caso de mora

2. Identicamente, no que respeita às ligações às redes, devem ser aprovados os valores a aplicar pelos ORDs nas situações de pedidos de ligação às redes:

- Encargos com rede a construir
- Valores de referência pra efeitos tarifários relativos aos custos com a integração nas redes de polos de consumo existentes
- Fatores a considerar no cálculo do sobrecusto de veiculação nas redes, para instalações com consumo superior a 10.000 m^3/ano

3. O Conselho Tarifário tem defendido o princípio que estes valores deveriam:

   (i) No caso dos preços regulados, permitir a recuperação dos custos dos serviços envolvidos na sua prestação, de modo a sinalizar uma adequada afetação e assunção dos respetivos valores pelos efetivos utilizadores;

(ii) No caso dos encargos com a rede a construir, apontar à neutralidade no que respeita ao tarifário de acesso, em coerência com os princípios de sustentabilidade e racionalidade económica do SNGN, os quais o CT tem defendido recorrentemente.

4. Os valores agora propostos pela ERSE atendem às propostas apresentados pelas empresas reguladas, e de um modo geral, o CT considera que a proposta do regulador respeita os princípios de neutralidade e reflexividade acima referidos, sendo também entendido que é justificável pelo facto de se estar em presença do último ano gás do período regulatório em curso, justificando-se a procura da estabilidade de parâmetros regulatórios em vigor.

5. Nestas condições, o CT regista que a proposta aponta para a manutenção dos diferentes preços e coeficientes acima indicados, relevando a inexistência de impactos de inflação nos valores que seriam gravosos para os consumidores, bem como a notada ausência de conflitualidade associada à sua aplicação.

6. Sem prejuízo, assim, de uma apreciação globalmente positiva da proposta da ERSE, o CT recomenda que, exatamente por se ir entrar em período de revisão regulamentar ordinária pelo fim do período regulatório, a ERSE desenvolva as análises complementares para instrução das propostas de revisão dos regulamentos que permitam, em particular, aferir de:

   a) **Preços para serviços regulados -** No que se refere aos itens "Interrupção e restabelecimento do fornecimento", "Leitura extraordinária" e "Quantia mínima em caso de mora", verificar a aderência entre os preços aprovados e o nível de custos suportados pelas empresas, de modo a garantir que estes últimos são recuperados, evitando-se a subsidiação do SNGN a comportamentos de inadequados, prevenindo agravamentos a suportar pela generalidade dos consumidores.

   b) **Encargos de ligação à rede -** O CT retoma a recomendação expressa no parecer do ano anterior, quanto à necessidade de avaliação pela ERSE da aplicação da subregulamentação da ligação às redes em vigor, em especial no que concerne aos custos suportados pelos maiores utilizadores, que ao aportarem gás às redes poderão ter têm um efeito benéfico nas tarifas médias de veiculação, sendo de considerar o estabelecimento de medidas de discriminação positivas para este segmento, no que representariam de incentivo à conversão para gás natural e, assim, a maiores volumes veiculados nas redes com benefício dos demais utilizadores.

   c) **Valores de referência a considerar na integração de polos de consumo -** O CT no seu recente parecer relativo ao PDIRD-GN, recomendou que o reconhecimento dos custos associados às conversões e reconversões de clientes domésticos para gás natural deve ser discutida em termos da racionalidade económica, evitando-se o avolumar de investimentos que finalmente possam implicar negativamente as tarifas de acesso, sem prejuízo do necessário cumprimento das obrigações estabelecidas nos contratos de concessão e licenças de distribuição dos ORD.

7. A diminuição observada no ano gás anterior do valor máximo aceite para a adequação para gás natural das instalações consumidoras, que, de acordo com a ERSE, sinalizava a progressiva maturidade das redes de distribuição, foi então considerada pelo CT como adequada pela racionalidade económica implícita, e verifica-se hoje como aderente ao anteriormente exposto.

8. Assim, também nesta questão, o CT recomenda que, na próxima revisão regulamentar, a ERSE evidencie o papel destas atividades de conversão no desenvolvimento da base dos pontos de entrega e expansão das redes de distribuição, de modo a mais fundamentadamente poder decidir sobre a metodologia de aplicação deste incentivo e respetivo nível de comparticipação, para o que deverá realizar os estudos necessários à demonstração de qual o melhor mecanismo para conduzir à saturação eficiente.

9. O CT recomenda, ainda, que a ERSE pondere a medida em que o regime de proteção aos consumidores vulneráveis deve abranger o preço dos serviços associados à interrupção e restabelecimento.

I – MECANISMO DE INCENTIVO ÀS TROCAS REGULADAS DE GNL

1. O Conselho Tarifário regista a proposta de aumento de 10% no preço do mecanismo das "Trocas Reguladas" para aplicação no ano gás 2015-2016.
2. Tal como já referido em pareceres anteriores, o aumento sucessivo do preço aplicável a este mecanismo, conjugado com as dificuldades práticas de aplicação do mesmo por parte da maioria dos comercializadores, reforça a sua inutilidade, o que se demonstra pelo facto de não existir informação relativa à sua aplicação até hoje.
3. A dinamização da utilização do terminal de GNL de Sines é importante para a sustentabilidade desta infraestrutura bem como para o aumento da liquidez e competitividade do mercado livre de gás natural em Portugal, podendo o mecanismo das trocas reguladas, se for ajustado, vir a contribuir para a utilização da mesma por parte de novos agentes.
4. Nesse sentido, o CT sugere que sejam introduzidos incentivo efetivos às trocas reguladas no tocante a preço, valor mínimo de movimentação de gás no terminal, ponderando nomeadamente, a lógica de desenvolvimento do MIBGAS e a necessária harmonização regulatória entre Portugal e Espanha.

III – CONCLUSÃO

Aprovado em 15 de maio de 2015.

[Parecer integral digitalizado]: ver pg. 183 e ss.

◆ Resposta da ERSE ◆

I — GENERALIDADE

Para efeitos da aprovação das tarifas e preços de gás natural a vigorarem em 2015-2016, o Conselho de Administração (CA) da ERSE submeteu a parecer do Conselho Tarifário (CT), no dia 15 de abril de 2015, a "Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2015-2016", tendo o CT emitido o seu parecer a 15 de maio de 2015.

Após a análise do referido parecer, tomando em consideração os comentários e sugestões nele apresentados, assim como os comentários das demais entidades consultadas, o CA da ERSE aprova até 15 de junho de 2015 as tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2015-2016.

As decisões tomadas no processo de aprovação das tarifas e preços são devidamente justificadas através do documento "Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2015-2016" e respetivos documentos complementares, sendo os mesmos divulgados na página de internet da ERSE, acompanhados pelo parecer do CT e dos comentários da ERSE sobre o mesmo.

No presente documento apresentam-se os comentários do CA da ERSE aos comentários e recomendações constantes do parecer do CT.

A — PROPOSTA

A ERSE continuará, por razões de transparência, e em linha com o solicitado pelo CT, a desenvolver esforços no sentido da simplificação da documentação de proveitos e tarifas, reconhecendo que o exercício tarifário se reveste de alguma complexidade,

Para o ano gás 2015-2016 existirá uniformidade tarifária nacional no escalão de consumo 2 (consumo anual entre 220 e 500 m^3), onde se encontram cerca de 30% dos consumidores de BP< que ainda continuam a ser fornecidos pelos Comercializadores de Último Recurso (CUR). Deste modo, todos os consumidores do escalão 2 que continuem a ser fornecidos pelos CUR observarão os mesmos preços, independentemente do CUR que os forneça.

A uniformidade tarifária é um princípio importante que tem vindo a ser prosseguido pela ERSE, mas que deve ser alcançado acautelando impactes tarifários nos consumidores. Apesar da redução média de 3,5% nas tarifas transitórias de BP< agora publicadas, a uniformidade tarifária nos restantes escalões de consumo, implicaria que não seria possível assegurar que todos os consumidores observassem reduções tarifárias. Refira-se a título de exemplo, que no escalão 1, o preço do termo fixo teria acréscimos em alguns CUR, pelo que consumidores com consumos reduzidos poderiam observar acréscimos da sua fatura.

B - PREPARAÇÃO DO NOVO PERÍODO REGULATÓRIO

B.1 — DESAFIOS REGULATÓRIOS

O CT elenca um conjunto de desafios com que a regulação do setor de gás natural se irá defrontar, que deverão ser considerados na revisão regulamentar que se avizinha.

O CT refere a necessidade de intensificar a harmonização regulatória entre Portugal e Espanha, assim contribuindo para a integração dos mercados dos dois países. A este respeito, a ERSE sublinha a concordância com este objetivo e as atuações, passadas e presentes, no sentido de contribuir para a referida integração dos mercados, dando assim um referencial de atuação aos diferentes agentes indutores de concorrência e eficiência relativa.

Relembra-se, a este propósito, que, embora contribuinte ativa, a atuação regulatória não se pode substituir à decisão política, em particular quando a mesma envolve dois estados soberanos nas suas decisões. A

ERSE tem chamado à atenção para a reduzida dimensão relativa do mercado português de gás natural, que em muito beneficiaria da integração, num primeiro limiar, à escala ibérica.

Também no que respeita a questões de transparência, relembra-se que o enquadramento decorrente da aprovação do regime europeu de integridade e transparência de mercado (REMIT), é inteiramente aplicável ao gás natural, tendo a ERSE adotado recentemente todas as medidas necessárias ao registo de agentes, primeiro passo efetivo para a transparência do mercado grossista de gás natural.

O CT refere ainda a necessidade de a ERSE contribuir para a adoção de medidas que favoreçam o sucesso do processo de liberalização do mercado de gás natural e, em particular, para uma reflexão sobre o número de atores no mercado. A ERSE subscreve a necessidade de se avaliarem em contínuo as medidas e as ações regulatórias que contribuam para o sucesso do processo de liberalização, sendo importante relembrar o esforço efetuado pela ERSE em contribuir, através de informação abrangente e transparente para a entrada de novos operadores no mercado de gás natural. Importa, a este propósito, recordar que a ERSE determinou, no passado, a realização de uma auditoria independente a um conjunto de operadores de rede de distribuição, a respeito das condições em que a informação sobre o mercado era disponibilizada. As conclusões da referida auditoria, além da sua pública divulgação, deram origem a um plano de correções seguido pelos agentes envolvidos e à notificação à Autoridade da Concorrência para que esta investigasse, no quadro das suas competências específicas, a eventual existência de incumprimentos à luz da lei da concorrência, facto que veio por esta entidade a ser afastado.

Não obstante o atrás mencionado, a ERSE tem vindo a trabalhar para a divulgação consolidada de informação, a qual permita a todos os agentes, e, em particular, os agentes entrantes, abordarem com transparência o mercado retalhista de gás natural em Portugal. A evolução no número de agentes e nos indicadores de concentração de mercado em Portugal tem sido, nos últimos anos, positiva, facto que não demove a ERSE de prosseguir as medidas e atuações que reforcem a transparência de mercado e as condições de atuação por parte de um número mais alargado de operadores económicos.

A ERSE continuará a informar os consumidores da existência de ofertas concorrenciais em mercado com preços que na generalidade estão abaixo da tarifa transitória, disponibilizando, na sua página de internet, informação sobre todas as ofertas dos comercializadores de mercado assim como simuladores de ofertas comerciais de energia, que permitem aos consumidores de BTN comparar todas as ofertas disponíveis no mercado.

As diversas medidas adotadas permitiram já que a totalidade dos grandes consumidores (consumo anual superior a 1 milhão de m^3 de gás natural) aderisse ao mercado livre. Também a grande maioria dos consumidores industriais (consumos anuais entre 10 000 m^3 e 1 milhão de m^3 de gás natural), representando mais de 90% do consumo deste segmento e 73% em número de clientes, optou já pelas condições mais favoráveis oferecidas por comercializadores em mercado.

Do mesmo modo, a evolução do segmento de clientes residenciais vem demonstrando uma adesão muito significativa e crescente às ofertas em mercado, representando em fevereiro mais de metade (55%) do consumo e 61% do número de consumidores deste segmento.

Tem-se assistido, igualmente, a um progressivo aumento do número de comercializadores ativos nos diferentes segmentos de mercado e os indicadores de concentração da oferta em mercado retalhista têm observado uma redução progressiva.

No que se refere à revisão da taxa de remuneração dos ativos para o período regulatório do gás natural com início em julho de 2016, este processo será coerente com as práticas regulatórias seguidas pela ERSE na definição deste parâmetro, que procuram refletir o custo de oportunidade do capital das atividades reguladas perspetivado para o período regulatório em preparação, no quadro legislativo e regulamentar que orienta esta atividade.

A definição da taxa de remuneração deve respeitar a coerência metodológica e, assim, assegurar a estabilidade regulatória. Contudo, a definição da taxa de remuneração não pode ser efetuada sem integrar o quadro económico e financeiro em que as atividades reguladas serão desempenhadas. Registe-se que a incerteza associada à evolução do contexto financeiro, em especial nos últimos 4 anos, levou a ERSE a definir mecanismos de indexação das taxas de remuneração a variáveis que reflitam o contexto financeiro. Por outro lado, tal como para os restantes parâmetros, a definição da taxa de remuneração não pode deixar de considerar as conclusões da monitorização, contínua, do desempenho das atividades reguladas face às metas estabelecidas em termos de CAPEX[203] e de OPEX[204] de forma a evitar uma ineficiente afetação dos recursos. Deste modo, a avaliação do desempenho das empresas reguladas nos anos que antecedem o novo período regulatório corresponde a um exercício regulatório que se destaca pela sua importância no âmbito dos trabalhos preparatórios. Ao nível do OPEX esta análise permite concluir se as empresas cumpriram as metas de eficiência impostas pelo regulador, ao nível do CAPEX a análise permite avaliar o nível de investimento e a taxa de remuneração efetiva de cada atividade regulada.

No que concerne a pobreza energética e a tarifa social, durante o ano transato decorreram campanhas de informação/divulgação sobre a tarifa social, nomeadamente pela Direção-Geral de Energia e Geologia. A ERSE tem procurado celebrar protocolos e desenvolver ações de formação e informação junto de associações de consumidores, que incluem a divulgação de informação sobre a tarifa social. A ERSE está naturalmente disponível para, no âmbito das suas competências, prestar toda a colaboração necessária às entidades competentes, no sentido de melhorar o funcionamento da tarifa social.

B.2 — RECOMENDAÇÕES

O CA da ERSE toma boa nota e agradece as sugestões e preocupações expressas pelo CT sobre diversas matérias, que serão tomadas em consideração na revisão regulamentar que vai preceder a fixação de parâmetros para o triénio 2016-2019.

Relembra-se, conforme referido anteriormente, que a definição de parâmetros para o novo período regulatório que terá início em julho de 2016 será antecedida de uma análise de desempenho das atividades reguladas ao longo dos anos que antecedem o início desse novo período regulatório. Esta análise será preponderante na definição por parte da ERSE dos parâmetros regulatórios, ao nível dos CAPEX e OPEX de cada atividade regulada, que irão vigorar no novo período regulatório.

No que respeita à referência efetuada às atividades de conversão e à sua relação com a expansão das redes de distribuição, a ERSE reconhecendo a pertinência do comentário do CT, considera que, à luz do que já foi referido na proposta de tarifas e preços para o ano gás de 2014-2015, o enquadramento desta questão muto beneficiaria de uma avaliação integrada, desde logo com o que se refere ao estabelecimento de ligações às redes e ao respetivo regime de partilha de encargos. Tal discussão parece fazer sentido acrescido por ocasião do início de um novo período regulatório e da ponderação de um novo quadro de regras que habitualmente o precede.

II —ESPECIALIDADE

A - ESPECIFICIDADES DO SISTEMA NACIONAL DE GÁS NATURAL (SNGN)

A.1 - QUANTIDADES E ESTIMATIVAS

O CA da ERSE toma boa nota e agradece os comentários expressos pelo CT.

[203] CAPEX: *Capital Expenditure*, que corresponde à remuneração do ativo líquido e à sua amortização.

[204] OPEX: *Operational Expenditures*, que corresponde aos custos de exploração.

A.2 - UTILIZAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS

A.2.1 - Infraestruturas de alta pressão

O CT regista a estabilidade e nível adequado de utilização das infraestruturas de AP, chamando, contudo, a atenção para o comportamento em baixa da emissão do terminal de Sines e os crescentes níveis de utilização da interligação.

No que se refere ao armazenamento, a análise da evolução da energia diária armazenada resultante da agregação das energias armazenadas, quer na infraestrutura do armazenamento subterrâneo do Carriço, quer na infraestrutura do terminal de Sines, de 2011 a 2014, revela que os níveis de *stock* estão a aumentar, apesar da redução observada no consumo de gás natural, apresentada na figura seguinte.

Nesta figura apresenta-se a evolução da energia diária extraída da rede de transporte de gás natural, para o período de julho de 2009 a dezembro de 2014. É identificada a evolução da energia média diária extraída da rede de transporte, para cada ano gás, para o período analisado. Por último apresenta-se a evolução da capacidade máxima das entregas da rede de transporte, para cada ano gás, sendo esta obtida através da agregação dos máximos individuais verificados em cada GRMS de saída da rede de transporte (inclui as saídas para os clientes em alta pressão e para os operadores da rede de distribuição interligada). Analisando-se a figura constata-se uma redução muito significativa (-23%) da energia extraída da rede de transporte desde meados de 2010 até ao final de 2014. À semelhança do verificado para a energia extraída da rede de transporte, também a capacidade nas saídas da rede de transporte tem vindo a decrescer de forma ainda mais significativa que a energia. Desde meados de 2010 onde a capacidade física atingiu valores máximos de 350 GWh/dia observou-se até final de 2014 uma redução de -25%.

Esta redução da procura tem-se refletido numa utilização mais reduzida dos pontos relevantes da entrada e saída da RNT, conforme evidenciado nos quadros seguintes. A análise do rácio entre a capacidade máxima utilizada pelos agentes de mercado e a capacidade máxima técnica nas infraestruturas de entrada na RNT revela que existe capacidade disponível quer na emissão do terminal de GNL de Sines, quer nas interligações com Espanha.

Quanto à utilização da capacidade máxima técnica, determinada pelo rácio entre a energia e o produto da capacidade máxima técnica por 365 dias, observam-se utilizações reduzidas nos vários pontos de entrada da RNT.

Tomando em consideração os valores apresentados e a incerteza sobre a procura futura de gás natural é aconselhável prudência na realização de novos investimentos nas infraestruturas de alta pressão.

B - COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO

Desde o início do processo de liberalização do mercado que a ERSE tem presente a necessidade de garantir a transição de um modelo de comercialização de gás natural regulado, para um modelo de mercado, baseada nos princípios da transparência e da racionalidade económica, que simultaneamente salvaguardem os interesses dos consumidores e assegurem a eficiência da atividade de comercialização de último recurso.

No âmbito da próxima revisão regulamentar, e à semelhança do já ocorrido nos períodos regulatórios anteriores, a ERSE terá em consideração o decréscimo do nível de atividade da comercialização de último recurso, procurando, adicionalmente, acautelar eventuais situações de subsidiação cruzada entre operadores/grupos económicos que exercem cumulativamente a sua atividade nos mercados regulado e liberalizado, através de exercícios de monitorização das operações intragrupo ocorridas. Neste âmbito, a ERSE tem efetuado análises detalhadas aos *dossiers* de preços de transferências das operações intragrupo.

Paralelamente, e tal como já foi efetuado para o setor elétrico, por forma a garantir a correta aderência dos custos desta atividade aos parâmetros a definir para o próximo período de regulação, foi já encetado

um processo de recolha de informação adicional, através de questionários e outras peças informativas relevantes, a cada um dos CUR, bem como a comercializadores a operar em regime de mercado.

C - MERCADO LIVRE

Divulgação de informação mercado livre

A ERSE acompanha as referências efetuadas pelo CT relativamente à importância da divulgação de informação sobre o desenvolvimento do mercado retalhista. A ERSE crê também que essa informação ao mercado deverá ser robusta e credível, para que o seu uso pelos operadores económicos e pelos consumidores possa ser efetivo. De resto, no passado, a ERSE tomou iniciativas no sentido de garantir condições para essa robustez e integridade da informação, permitindo-nos relembrar a auditoria a operadores de rede de distribuição com este propósito.

A ERSE tem o propósito de efetuar a divulgação de informação sobre os desenvolvimentos do mercado retalhista com periodicidade mais frequente que a atual (trimestral), sendo que se aguarda a conclusão da auditoria em curso aos procedimentos de mudança de comercializador para consolidar uma avaliação independente sobre a integridade e robustez da informação remetida à ERSE, a qual serve de base à informação disponibilizada aos consumidores e aos agentes e operadores em mercado.

Tendo presente também a crescente integração dos mercados retalhistas de eletricidade e de gás natural, patente no número crescente de consumidores em ofertas duais, importa perspetivar a forma de divulgação de informação. Ainda assim, a ERSE, em diversos fóruns, assumiu já que pretende divulgar a informação com periodicidade mensal, desde que a mesma permita a sua divulgação com garantias de integridade e consistência.

No que se refere aos mercados grossistas, a ERSE acompanha também a manifestação de interesse do CT no processo de integração, desse logo à escala ibérica. Com efeito, a ERSE sempre referiu que o desenvolvimento do mercado grossista de gás natural em Portugal muito beneficiará do processo de integração ibérico e europeu, atenta a dimensão relativa do mercado doméstico. A ERSE tem ativamente contribuído, na medida das suas responsabilidades e competências, para este processo, nomeadamente através da cooperação com a entidade reguladora congénere em Espanha e a com a articulação com os eixos de política energética definidos pelo Estado português.

O CT solicita uma maior divulgação de elementos sobre os preços praticados no mercado pelos comercializadores livres, por forma a destacar as reais vantagens económicas da opção pelo mercado livre. O CA da ERSE concorda que a divulgação de informação é fundamental, tendo vindo a disponibilizar na página de internet a informação sobre todas as ofertas dos comercializadores de mercado.

Adicionalmente, a ERSE disponibiliza também na sua página de internet simuladores de ofertas comerciais de energia, que permitem aos consumidores de BTN comparar todas as ofertas disponíveis no mercado. Tomando em consideração a relevância da solicitação do CT a ERSE continuará a desenvolver iniciativas de divulgação dos preços praticados no mercado, de modo a contribuir para a capacitação dos consumidores de energia, para a transparência do funcionamento do mercado e consequente descoberta dos preços praticados no mercado retalhista.

MIBGAS

Portugal e Espanha fazem parte, com França, da iniciativa regional de gás do sul da Europa, que conta com a participação dos reguladores, governos, operadores de rede de transporte e demais *stakeholders*. Esta iniciativa é coordenada pela Agência para a Cooperação dos Reguladores de Energia (ACER) e representa um fórum de discussão e construção do respetivo mercado regional e de integração do mercado interno de energia.

Em cumprimento dos objetivos definidos no Plano de atividades 2011-2014 da Iniciativa Regional do Sul (S-GRI), as entidades reguladoras de Espanha, França e Portugal comprometeram-se a desenvolver diversas iniciativas que contribuam para a integração dos seus mercados de gás natural. De entre estas iniciativas destaca-se a discussão pública, que decorreu até 15 de setembro de 2014, sobre modelos de integração dos mercados de gás natural de Portugal e de Espanha adequados à criação de um mercado organizado de forma a garantir a liquidez e competitividade necessária à região ibérica.

No documento de consulta pública foram apresentados 3 modelos básicos, a saber: (i) Área de Mercado (*The market area model*); (ii) Mercado regional (*The Trading Region Model*); e (iii) Mercado integrado com alocação implícita de capacidade (*Gas Market integration with implicit allocation of capacity*). O documento apresenta ainda as iniciativas que têm vindo a ser adotadas em ambos os países no sentido de se reduzirem todas as barreiras administrativas que possam criar dificuldades à integração dos dois mercados, entre as quais se destacam: a harmonização das regras de TPA aplicáveis à alocação conjunta e harmonizada de capacidade nas interligações através de um ponto virtual; harmonização de estruturas tarifárias; a implementação antecipada das regras do Código de Rede de CAM, entre outras.

Através da consulta pública, os diversos interessados na criação do MIBGAS foram chamados a apresentar os seus comentários sobre os modelos apresentados, bem como a apresentar as suas sugestões e contribuições para a identificação e resolução de questões que possam dificultar a integração dos mercados de Portugal e Espanha.

Na consulta pública foram recebidas 23 respostas, repartidas da seguinte forma: 9 respostas de comercializadores de energia de Espanha, Portugal e Itália, 5 gestores técnicos do sistema (TSO) de Espanha, França e Portugal, 3 associações de consumidores de França e Portugal, 5 operadores de mercado, de Espanha, Portugal e 1 entidade reguladora (França). O documento de avaliação dos comentários recebidos, elaborado pelos reguladores, assim como todos os comentários podem ser encontrados em:

http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/historico/Paqinas/47 C.aspx.

Os principais resultados da consulta pública foram:

- A maioria dos inquiridos concorda com o estudo apresentado e a caracterização dos mercados e concorda com a implementação do modelo de atribuição implícita, como um primeiro passo, na criação do mercado interno de energia.
- A maioria dos inquiridos considera que a integração dos mercados a longo prazo deve ter por objetivo a implementação do modelo da "área de mercado" e, em alternativa, o modelo do "mercado regional".
- A maioria dos inquiridos solicita a eliminação das tarifas de entrada/saída na interligação (pancaking), identificando este aspeto como uma dificuldade à concretização da integração dos mercados, em qualquer dos modelos.
- Todos os inquiridos identificaram a necessidade de implementação, até 2016, do conjunto dos Códigos Europeus de Rede (*Network Code*), designadamente, o Código de Alocação de Capacidade (NC CAM), cuja implementação integral deve acontecer até novembro de 2015, e do Código de Balanço (*NC Balancing*), cuja implementação integral deve acontecer até outubro de 2016.

D - TARIFAS

D.1 TRAJETÓRIA DE DESVIOS NOS ÚLTIMOS ANOS

O CA da ERSE na elaboração dos seus documentos tem a preocupação de garantir que a informação seja apresentada e os cálculos sejam efetuados de forma tão detalhada quanto possível, identificando as várias parcelas que concorrem para as variações dos proveitos permitidos e dos ajustamentos dos anos anteriores, calculados no âmbito do exercício tarifário em causa. Desta forma, é possível aferir quais as

parcelas que dizem respeito aos proveitos próprios de cada operador referentes à atividade do ano, os valores referentes a ajustamentos de anos anteriores e os valores que são recuperados pela atividade, sendo posteriormente transferidos para os operadores aos quais são devidos.

Simultaneamente, desde o ano gás 2014-2015, a apresentação dos proveitos permitidos e dos ajustamentos dos anos anteriores passou a ser efetuada num único documento, no sentido de facilitar a leitura dos documentos por parte dos interessados e permitir ter uma visão integrada dos ajustamentos e dos respetivos impactes nas atividades reguladas. No entanto, a melhor divulgação da atuação da ERSE é um processo contínuo que beneficia dos contributos de todos os agentes, pelo que o CA da ERSE agradece os comentários do CT que terá em conta de modo a reforçar a qualidade e a clareza dos seus documentos.

No que diz respeito à evolução dos ajustamentos aos proveitos, importa esclarecer alguns aspetos. Os ajustamentos aos proveitos permitidos resultam da diferença entre a faturação da atividade por aplicação das respetivas tarifas e os proveitos permitidos definitivos da atividade. Esta segunda parcela é uma parcela relativamente estável, por força das metodologias regulatórias aplicadas, tipicamente, *rate-of-return*[205] no caso do CAPEX e uma regulação por incentivos no caso do OPEX. A primeira parcela depende do nível de procura associada às variáveis de faturação definidas para cada tarifa.

Entre os ajustamentos referentes ao ano de 2013 (valor considerado nos proveitos permitidos a recuperar nas tarifas de 2015-2016) e os referentes a 2014 (cálculo provisório e não considerados nos proveitos a recuperar nas tarifas de 2015-2016), ocorreu uma redução significativa, como é possível observar no quadro 3-6 do documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2015-2016 das empresas reguladas do setor do gás natural". Essa redução dever-se-á, entre outros fatores, ao facto de se ter atingindo em 2014 um nível de procura de gás natural muito próximo do nível de 2013.

D.2 - TARIFAS

D.2.1 Tarifas de Acesso à Rede (TAR)

Tarifa de entrada na Rede Nacional de Transporte

No que respeita à questão da transparência na fixação das tarifas de acesso às redes e do conceito de capacidade de entrada na rede, a ERSE procedeu em 2010 a uma alteração da tarifa de Uso da Rede de Transporte que visou, por um lado, seguir as melhores práticas a nível europeu adaptando o sistema tarifário à nova diretiva Europeia e ao novo Regulamento n.º 715/2009 e, por outro lado, proceder a um esforço de harmonização com Espanha no âmbito da criação do mercado ibérico de gás natural. A tarifa de URT, cujos preços são aprovados pela ERSE, é faturada quer nos pontos de entrada na rede de transporte quer nos pontos de saída.

Nos termos do Regulamento Tarifário os preços da componente de entrada da tarifa de URT são aplicáveis exclusivamente aos agentes de mercado (comercializadores e clientes com estatuto de agentes de mercado) e não estão refletidos na tarifa de acesso às redes publicada pela ERSE. Os comercializadores transmitem o custo incorrido (pelo uso dos pontos de entrada da rede de transporte) nas faturas dos seus clientes em variáveis preço, a escolher por cada comercializador, à semelhança dos custos com a utilização do terminal de gás natural liquefeito, do armazenamento subterrâneo ou do aprovisionamento de gás natural.

A forma de cobrança dos custos de entrada da tarifa de URT pelos comercializadores aos seus clientes é livre, podendo ser explicitada num preço próprio ou incorporada no preço da energia, opção a acordar entre os comercializadores e os clientes no processo de negociação das condições de preço do fornecimento de gás natural, observando os princípios da transparência e da não discriminação.

[205] Esta metodologia consiste na recuperação dos custos com o capital investido, através da aplicação de uma taxa de remuneração aos ativos reconhecidos para efeitos regulatórios.

Com o objetivo de fornecer maior transparência, em linha com o solicitado pelo CT, no capítulo 7 (análise de impactes) do documento "Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2015-2016" passa a ser incluída informação sobre os custos recuperados pelas entradas e pelas saídas, bem como o custo unitário correspondente. De igual modo passam a ser apresentadas de forma desagregada as variáveis tarifárias nas entradas e nas saídas

Desvios UGS

Desde o ano gás 2010-2011 os desvios resultantes dos ajustamentos ao nível da atividade de comercialização para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos CUR são recuperados na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS), enquanto os desvios do custo de energia definidos para efeitos de sustentabilidade dos mercados livre e regulados são recuperados na parcela II da tarifa de UGS.

A explicação para os valores a recuperar pela parcela I da tarifa de UGS encontra-se no capítulo 2.6 do documento "*Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2015-2016 das empresas reguladas do setor do gás natural*". Os pormenores do cálculo dos valores por cada operador de Comercialização encontram-se nos quadros de ajustamentos de s-2 (ano civil de 2013) constantes dos capítulos 4.7 e 4.8 do referido documento. A título de exemplo, refira-se que o cálculo do ajustamento para efeitos de equilíbrio económico-financeiro do CURgc, constante do quadro 2-14 do documento "*Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2015-2016 das empresas reguladas do setor do gás natural*", no montante de 2 130 milhares de euros, encontra-se detalhado no quadro 4-166 do mesmo documento.

Relativamente aos valores recuperados pela parcela II da tarifa de UGS, definidos para efeitos de sustentabilidade dos mercados livre e regulados, estes encontram-se mencionados no capítulo 2.7 do documento "*Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2015-2016 das empresas reguladas do setor do gás natural*", evidenciando-se a sua repartição, por UGSII> e UGSII<, nos quadros 2-15 a 2-17. Os detalhes de cálculo por operador, destes montantes, encontram-se nos quadros de ajustamento de s2, da função de compra e venda de gás natural, constantes dos capítulos 4.6, 4.7 e 4.8 do supracitado documento.

Tarifas de Acesso às Redes

No que concerne à diferente variação nas tarifas de uso da rede de distribuição, na proposta de tarifas submetida ao CT a redução tarifária nos segmentos de MP e BP> é ligeiramente superior do que no segmento BP<, - 7,8%, - 8,2% e - 7,3%, respetivamente (ver ponto 7.2.1 do documento de tarifas). Neste ponto é efetuada uma análise de impactes tarifários das tarifas de acesso às redes, por componente tarifária e para cada tipo de fornecimento. É possível verificar que a redução nas tarifas de Acesso às Redes nos segmentos de MP e BP> é menor do que no segmento BP<, devido a acréscimos diferenciados na tarifa de Uso Global do Sistema aplicável a estes segmentos.

Em dezembro de 2010, após consulta ao CT, a ERSE estabeleceu que a repercussão dos ajustamentos decorrentes de eventos extraordinários da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento dos CUR se efetuasse em seis anos para os clientes com consumo anual superior a 10 000 m^3 e em três anos para os consumidores com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m^3. Esta decisão procurou acautelar impactes tarifários significativos nos consumidores com consumo anual superior a 10 000 m^3 e implicou a separação da atividade de gestão técnica global do SNGN por aplicação da parcela II da tarifa de UGS em dois segmentos: para os consumidores com consumos anuais superiores a 10 000 m^3 e para os consumidores com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m^3 Desde esta alteração as tarifas de UGS e UGS têm tido variações tarifárias diferenciadas, com ajustamentos diferenciados, devido ao diferente ritmo de recuperação dos desvios de energia.

Tomando em atenção a preocupação manifestada pelo CT a ERSE irá avaliar a pertinência de colocar esta matéria a discussão pública na revisão regulamentar que prevê efetuar em 2015, tendo em vista clarificar e simplificar o cálculo da tarifa de uso global do sistema.

D.2.2 Capacidade de entrada e tarifas flexíveis

Tarifas flexíveis

A procura de soluções de flexibilidade, quer para comercializadores de pequena dimensão, quer para consumidores com caráter sazonal, tem sido uma das preocupações da ERSE, de modo a facilitar, por um lado, a entrada de novos agentes no mercado e, por outro lado, novas quantidades de gás natural no sistema, em benefício de todos os consumidores. Como tal, em 2013 foram aprovadas novas opções tarifárias de acesso às redes para consumos com carácter iminentemente sazonal, designadas por tarifas flexíveis para alta, média e baixa pressão, com consumos anuais superiores a 100 000 m^3 Com estas novas opções flexíveis, a contratação de capacidade passou a poder ser efetuada exclusivamente em base mensal, enquanto com as tarifas de acesso de longas e de curtas utilizações, os pagamentos de capacidade contratada são devidos todos os meses, mesmo que não exista consumo de gás natural. Em 2009 tinham também sido introduzidas as tarifas de curtas utilizações, que apresentam preços de capacidade utilizada inferiores aos das tarifas de longas utilizações, compensados pela aplicação de preços de energia superiores. A adoção destas tarifas de curtas utilizações, com preços de capacidade mais reduzidos, facilita o acesso às infraestruturas de gás natural, por consumidores com utilizações pontuais ou sazonais.

Para o ano gás 2015-2016 a ERSE atualiza a tarifa de curtas utilizações, dando um maior peso à componente variável da tarifa face à componente fixa, alinhando a componente fixa ao custo incremental de capacidade dos troços periféricos de rede.

Todavia, o CT considera que existe ainda espaço de melhoria, recomendando que a ERSE continue a avaliar a criação de opções tarifárias que garantam, por um lado, a otimização da utilização da rede por parte das diversas tipologias de consumidores e, por outro lado, contribuam para o aumento dos volumes veiculados no sistema. A ERSE partilha desta opinião e toma boa nota da preocupação do CT, equacionando a oportunidade de proceder à sua discussão pública na próxima revisão regulamentar.

Multiplicador intradiário VIP

O CT alerta para o facto de a publicação de um multiplicador intradiário de 2,2 no VIP (Campo Maior e Valença do Minho) criar uma diferenciação no agravamento intradiário na entrada da rede de transporte a partir do terminal de GNL de Sines face à de Campo Maior e Valença do Minho, recomendando a aplicação de tarifários iguais em que todas as entradas de importação. Concorda-se com a argumentação apresentada pelo CT, pelo que se publica para o ano gás 2015-2016 um multiplicador intradiário de 2,4 no VIP, mantendo-se a neutralidade em relação à penalidade prevista no Manual de Procedimentos para o terminal.

Uma vez que o produto intradiário no VIP já se encontra previsto no Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNGN, a publicação deste preço não implica qualquer alteração a este Manual. Na revisão regulamentar que deverá ocorrer em 2015 será discutida a existência de produtos intradiários nos restantes pontos de entrada na RNT, o que poderá implicar a revisão do referido Manual. Quando for introduzido o produto intradiário na entrada a partir do terminal de GNL, poderá ser considerada a possibilidade de reduzir o multiplicador intradiário agora estabelecido.

Limiares de consumo para aplicação da tarifa de acesso às redes em AP ou em MP

No que concerne os limites a partir dos quais os consumidores podem solicitar disponibilização das tarifas de acesso às redes em AP ou em MP a regra do limiar de consumo foi definida em 2010, com o objetivo de evitar decisões de investimento inadequadas numa perspetiva social, como a construção de ligações diretas à rede de AP por grandes clientes, já abastecidos em MP, consequência dos pagamentos mais elevados da tarifa de acesso às redes de distribuição em MP. Com efeito, na ausência da regra estes consumidores fisicamente ligados às redes de gás natural em MP eram incentivados a ligarem-se fisicamente às redes de gás natural em AP, situação geradora de custos para todo o sistema de gás natural e prejudicial para a generalidade dos consumidores. Os investimentos nas redes de distribuição em MP que deixariam de ser

utilizados, em resultado da redução da procura em MP, continuariam a ser suportados pelos restantes consumidores de MP e BP, situação impactante nas tarifas de acesso às redes em MP e BP. Adicionalmente, os novos investimentos em AP representariam custos adicionais para os consumidores que optassem pela ligação física em AP. Concluindo, a mesma procura seria satisfeita com maiores custos para todos.

Esta regra veio a ser aperfeiçoada em 2014 na sequência de diversas reclamações sobre o reposicionamento dos clientes industriais em torno dos limiares de consumo para aplicação das tarifas de acesso às redes dos clientes ligados fisicamente em MP.

Assim no documento da "Estrutura tarifária no ano gás 2014-2015", atendendo à pertinência de se assegurar estabilidade na aplicação das tarifas de acesso às redes em torno do limiar de 50 milhões de rn^3 definiu-se que, para o apuramento da base para a aplicação das tarifas de acesso às redes em AP e MP fosse considerada uma série de 12 meses, a escolher no horizonte temporal dos últimos 3 anos. Desta forma pretendeu-se considerar um período mais alargado de tempo que acomodasse eventuais variações do ciclo económico dos clientes, assegurando-se a estabilidade na aplicação das tarifas de acesso às redes.

Apesar da documentação de tarifas integrar a respetiva diretiva que publica as tarifas em diário da república, para o ano gás 2015-2016 será integrada na diretiva de tarifas a seguinte disposição: "Na determinação dos consumos anuais de gás natural que servem de base para a aplicação das tarifas de acesso em alta pressão ou média pressão deverá ser considerado um período de 12 meses, a escolher no horizonte temporal dos últimos 3 anos".

Por último, importa clarificar que se concorda com a recomendação do CT sobre a necessidade de reavaliar os limites a partir dos quais os consumidores podem solicitar a aplicação de tarifas de acesso em AP ou em MP, equacionando-se a discussão desta matéria na próxima revisão regulamentar.

D.2.3 Tarifa social e ASECE

O parecer do CT apresenta um conjunto de sugestões sobre questões que são da competência do Governo, nomeadamente a caracterização do regime da tarifa social e do seu financiamento, a implementação de alternativas de financiamento e o mecanismo de atribuição de tarifa social. A ERSE está naturalmente disponível para, no âmbito das suas competências, prestar toda a colaboração necessária às entidades competentes sobre estas e outras matérias que permitam melhorar o funcionamento da tarifa social.

No que respeita os beneficiários da tarifa social, o documento "Caracterização da procura de gás natural no ano gás 2015-2016" inclui informação sobre o número de consumidores que se prevê que venham a usufruir de tarifa social no ano gás 2015-2016, no total de 10 000 clientes, o que representará um financiamento de 195 mil euros. No 1.º trimestre de 2015, 6 106 clientes tinham tarifa social, o que representa um acréscimo de 17% face ao número de clientes com tarifa social no 4.º trimestre de 2014, 5 203.

No que respeita ao valor de desconto de tarifa social efetivamente concedido, ou seja, o custo ocorrido com o financiamento da tarifa social, o montante total em 2013, com base em valores reais e auditados, foi de 85 mil euros, conforme apresentado no quadro 3-10 do documento "*Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2015-2016 das empresas reguladas do setor do gás natural*".

No que concerne a uniformização da tarifa social de venda a clientes finais em baixa pressão no ano gás 2015-2016 esta é alcançada no escalão 2, pelo que todos os consumidores do escalão 2 com tarifa social do CUR observarão os mesmos preços, independentemente do CUR que os forneça. No escalão 1 não será ainda possível ter uniformidade tarifária no ano gás 2015-2016, uma vez que tal implicaria impactes tarifários significativos sobre os clientes. O CA da ERSE considera que o objetivo da uniformidade tarifária deve ser atingido de forma gradual, acautelando impactes tarifários significativos sobre os clientes.

Ainda a respeito da aplicação da tarifa social, importa relembrar que o quadro legal e a expressão regulamentar do mesmo, já obriga os comercializadores a informarem, de forma abrangente e clara, os

potenciais beneficiários deste apoio social. Tais obrigações informativas não prejudicam, nem poderiam, o desenvolvimento de estratégias complementares de informação aos consumidores, nas quais se inserem ações de informação dirigida por entidades de segurança social.

Ainda a respeito da prestação de informação, a ERSE colaborou ativamente com as entidades oficiais responsáveis pela campanha informativa sobre a tarifa social, tendo efetuado, de forma continuada e desde a introdução da tarifa social, ações de formação dirigida a entidades que atuam em proximidade aos consumidores, designadamente associações de solidariedade social e instituições do poder local. Sem prejuízo desta atuação, ainda recentemente a ERSE expressou junto do Governo a sugestão de reforço dos mecanismos de articulação das instituições na esfera pública e o envio de informação por estas entidades aos potenciais beneficiários da tarifa social.

O CT menciona ainda as ações inspetivas levadas a cabo pela ERSE, as quais se centraram nos mecanismos de atribuição da tarifa social. Estas ações inspetivas, devidamente inseridas no quadro das atribuições da ERSE, visaram diagnosticar, com total aderência à realidade, as circunstâncias em que foi e é implementada a atribuição da tarifa social nos setores elétrico e do gás natural. As circunstâncias detetadas nas referidas inspeções que objetivamente configuraram eventuais incumprimentos foram objeto de abertura dos respetivos processos sancionatórios, o que, de resto, foi integrado em comunicado publicamente difundido pela ERSE.

A ERSE reitera que o valor das ações inspetivas é o de contribuir ativamente para a melhoria da atuação dos agentes e do próprio processo regulatório, sendo que uma parte significativa das suas implicações se materializa nas atuações no quadro da regulação. A respeito da tarifa social, cabe aqui recordar que a recente adoção de uma ficha contratual padronizada integra já obrigações de informação sobre aquele apoio social, e que, na discussão que habitualmente antecede um novo período regulatório não se deixará de atender ao conjunto de conclusões que as ações inspetivas permitiram.

A ERSE, sublinhando o interesse do CT nesta relevante matéria, reitera o compromisso de que todos estes desenvolvimentos são partilhados com os interessados, no quadro dos mecanismos de transparência que a ERSE segue na tomada de decisão.

E - TAXAS DE OCUPAÇÃO DE SUBSOLO

Conforme referido no parecer do CT com a publicação da Lei n.º 53-72006, de 29 de dezembro, o regime geral das taxas das autarquias locais, consagrado naquele diploma, veio permitir a criação de taxas por regulamento aprovado pelo respetivo órgão deliberativo autárquico, fixando expressamente, como uma das bases de incidência objetiva das mesmas, a utilização e aproveitamento de bens do domínio público e privado municipal, dando, assim, enquadramento legal à cobrança de taxas, por ocupação do subsolo, às concessionárias de distribuição de gás.

Através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 98/2008, de 8 de abril, foram aprovadas as minutas dos contratos de concessão de serviço público de distribuição regional de gás natural, os quais preveem que os custos com as TOS são suportados pelos consumidores de gás natural de cada município, sendo a sua cobrança feita através das faturas do fornecimento do gás natural. Este diploma definiu igualmente que compete à ERSE definir a metodologia de repercussão nos consumidores das TOS aprovadas por cada município.

Nos termos da Lei, o valor das taxas de ocupação do subsolo resulta de decisão aprovada em cada Assembleia Municipal, diferindo assim de município para município. Nos termos da Resolução do Conselho de Ministros n.º 98/2008, de 8 de abril compete à ERSE definir a metodologia de repercussão nos consumidores das TOS aprovadas por cada município.

Assim, a ERSE estabeleceu nos artigos 152.º e 154.º do Regulamento Tarifário a estrutura geral das TOS e a referida metodologia de cálculo das TOS. Importa clarificar que a referida metodologia não prevê a

publicação de tarifas de referência a serem aplicadas pelos operadores de redes, mas sim a estrutura das TOS, publicada anualmente pela ERSE em conjunto com o pacote de tarifas de gás natural. O fator ponderador "F", que deve ser determinado em função dos montantes pagos aos municípios, bem como da estrutura de consumos do respetivo município, encontra-se estabelecido no artigo 154.º do RT e não no Manual de Repercussão das TOS. O objetivo deste fator "F" é adequar as TOS a aplicar aos clientes de gás existentes em cada município aos montantes de TOS cobrados por esse município, sendo mais elevado nos municípios em que os montantes de TOS face à faturação de uso das redes de distribuição são superiores.

No que respeita às auditorias á aplicação das TOS, a ERSE tem procedido à divulgação das mesmas à Associação Nacional de Municípios Portugueses, como instituição representativa dos municípios que cobra TOS, e à DGEG, no papel de concedente da exploração das redes de distribuição de gás natural.

Em resposta a solicitações do CT a ERSE apresenta também anualmente informação sobre as taxas de ocupação de subsolo que estão a ser praticadas em cada município, informação esta recolhida na página de internet dos vários operadores de redes de distribuição. Desta forma determinam-se os impactes das TOS na fatura dos consumidores, nomeadamente o seu peso na fatura de acesso às redes e na fatura final dos clientes.

No que respeita à estabilidade dos preços das TOS cobrados aos clientes finais, importa referir que a mesma depende não só da metodologia de repercussão definida pela ERSE, mas também do momento da liquidação das TOS efetuada pelos municípios, dado que a repercussão destes montantes de TOS nos clientes de gás natural só pode ser feita após esta liquidação pelo município e respetivo pagamento pelos operadores das redes de distribuição.

Tal como solicitado pelo CT, a ERSE continuará a sensibilizar todos os interessados sobre os impactes das TOS nos preços finais pagos pelos consumidores, embora tendo presente as competências legais que lhe estão atribuídas e as responsabilidades de cada um dos intervenientes nesta matéria. No caso particular da prestação de informação aos municípios, nota-se em particular o disposto no n.º 6 do MPTOS, que obriga os operadores das redes de distribuição a fornecer a cada município, que efetue ou que pretenda efetuar cobrança de TOS, os dados que o habilitem a avaliar o impacto dos montantes que pretendem cobrar nos preços a aplicar nas entregas a clientes nesse município.

F - INVESTIMENTOS

A ERSE concorda com os comentários do CT relativamente à análise de investimentos do SNGN, em particular no que respeita à expansão da RNDGN

A ERSE relembra que o relatório de análise de investimentos do SNGN, do ano 2015, é publicado numa altura em que decorrem dois processos de grande relevância para a expansão da RNDGN designadamente:

- A elaboração dos PDIRD GN, conforme o estabelecido no Artigo 12.º-C do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro.
- O concurso por prévia qualificação para atribuição de 25 licenças de distribuição de gás natural, para os 26 concelhos a norte do rio Douro que, presentemente, não estão integrados na concessão da EDP Gás Distribuição e nas licenças de distribuição local da Duriensegás e da Sonorgás.

Tem sido prática da ERSE separar de forma clara os relatórios de análise de investimentos, que visam dar cumprimento ao estabelecido no Capítulo III do RARII, dos processos de elaboração e aprovação dos PDR GN e PDIRD GN, relativamente aos quais são promovidas consultas públicas e a ERSE torna público o seu parecer. Da mesma forma, a ERSE integra o júri do concurso por prévia qualificação para atribuição de 25 licenças de distribuição de gás natural a norte do Douro, porém, entende dever guardar as devidas reservas, cabendo ao membro do governo responsável pela área da energia a deliberação sobre o concurso para atribuição das referidas licenças.

Algumas das questões colocadas vão ao encontro desses dois processos, nomeadamente os "impactes tarifários dos investimentos da RNDGN", os "custos incrementais de cada consumo futuro" e "a avaliação (…) sobre o montante do CAPEX (...) associado ao concurso" por prévia qualificação para atribuição de 25 licenças de distribuição de gás natural a norte do Douro. A ERSE volta a sublinhar que essas questões são tratadas em fórum próprio, manifestando ao CT que as mesmas terão uma resposta adequada a breve prazo.

Outras questões também colocadas pelo CT prendem-se com aspetos relativos à supervisão dos investimentos na RNDGN que, uma vez aprovados os PDIRD GN, passarão a ter um acompanhamento mais próximo por parte da ERSE. Com efeito, apontamos que, nos termos do n.º 12, do Artigo 12º-C do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, compete à ERSE acompanhar e fiscalizar a calendarização, orçamentação e execução dos projetos de investimento na RNDGN previstos nos PDIRD GN, tendo os respetivos pareceres um caráter vinculativo.

O CT chama a atenção para a necessidade de ponderar as repercussões dos custos e investimentos com as conversões e reconversões de instalações de consumo. A ERSE efetuou, na fixação das tarifas e preços para 2014-2015, uma redução nos custos de referência aceites na ordem dos 25%, redução esta fundamentada na existência de um quadro pouco fundamentado para a adoção daqueles valores. A informação atualmente existente não permite, ainda, avaliar com rigor quais os reais impactes da redução de custos operada em 2014.

A referida informação será de importância acrescida aquando da discussão, mais abrangente, das condições de estabelecimento de ligações às redes e de partilha dos respetivos encargos entre requisitante e operador de rede. A ERSE tem suscitado o interesse de, no quadro do próximo período regulatório, se efetuar uma discussão abrangente e integrada deste tema, desde logo para que os efeitos de médio e de longo prazo possam ser devidamente ponderados.

G - PROVEITOS PERMITIDOS

G.1 CÁLCULO DOS PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS

A não inclusão dos ajustamentos provisórios de 2014 nos proveitos permitidos calculados para determinação das tarifas a vigorar no ano gás 2015-2016, deveu-se ao fato dos mesmos apresentarem o mesmo sinal dos desvios de 2013, estes considerados nos referidos proveitos permitidos, com os impactes tarifários dai decorrentes. De seguida apresenta-se o quadro que evidencia os valores dos ajustamentos apurados pela ERSE, para as atividades de alta pressão[206] e de distribuição de gás natural, para o ano de 2013 (s-2) e para o ano de 2014 (s-1), no âmbito do cálculo das tarifas para o ano gás 2015-2016:

Refira-se que desvios com sinal negativo significam valores a recuperar pelas empresas, enquanto desvios com sinal positivo são valores a devolver pelas empresas. O quadro permite constatar que nos últimos três anos, 2012, 2013 e 2014, os desvios correspondem a valores a recuperar pelas empresas, que ascendem a cerca de 57 milhões de euros em 2012, 50 milhões de euros em 2013 e 18 milhões de euros em 2014. Contudo, verificou-se que o valor apurado provisoriamente para o ajustamento de 2014 é significativamente inferior aos verificados nos anos anteriores, reduzindo-se em cerca de 65%, relativamente a 2013. Tal facto é um sinal positivo no sentido de se caminhar para desvios tarifários com menor impacte no cálculo dos proveitos permitidos de cada ano, concorrendo para a desejada estabilidade tarifária.

[206] Engloba as atividades de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, armazenamento subterrâneo, transporte e gestão técnica e global do sistema.

Importa referir, que a magnitude dos desvios está dependente de alguns fatores não dominados pela ERSE, no momento em que se efetuam as previsões, destacando-se a volatilidade associada à procura de gás natural.

G.2 CONTAS REGULADAS AUDITADAS

O procedimento adotado por parte do CA da ERSE, de não incluir as demonstrações financeiras no documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2015-2016 das empresas reguladas do setor do gás natural", foi o mesmo já adotado em anteriores processos de definição de tarifas quer do setor elétrico, quer do setor do gás natural.

A ERSE no cálculo dos ajustamentos tem em consideração os valores reais auditados enviados por cada um dos operadores. No entanto, no desempenho do seu papel de regulador, a ERSE, tem o dever de analisar e avaliar os valores enviados pelas empresas, o que pode resultar na não aceitação de determinados valores não considerados eficientes ou na aceitação de valores diferentes dos auditados e constantes das contas reguladas.

Existem ainda situações em que os auditores interpretam de forma diferente entre si alguns detalhes das normas de informação definidas pela ERSE, o que obriga a harmonizar critérios de tratamento de informação, nem sempre em acordo com a forma como a informação foi disponibilizada.

Além disso, importa esclarecer que em alguns casos o facto dos valores apresentados nas contas reais auditadas não serem evidenciados de forma direta nos mapas da ERSE não significa que os mesmos não tenham sido aceites. Nestes casos, a ERSE considera os valores agregados ou repartidos de forma diferente da que por vezes é apresentada nas demonstrações financeiras recebidas.

O facto de a ERSE não incluir no documento "Proveitos permitidos do ano gás 2015-2016 das empresas reguladas do setor do gás natural" a cópia das demonstrações financeiras auditadas apresentadas pelas empresas não invalida que as mesmas estejam disponíveis sempre que algum agente solicite a sua consulta.

H - PREÇOS REGULADAS E ENCARGOS DE REDE A CONSTRUIR

O CT refere a necessidade de os preços dos serviços regulados expressamente serem determinados em nível que permita a recuperação dos custos incorridos na prestação de tais serviços. Esta é, de resto, uma posição seguida pelo CT ao longo dos anos gás passados, com expressão nos pareceres respetivos. Esta é também a prática consagrada pela ERSE na avaliação das propostas efetuadas pelas empresas e que é plasmada na respetiva proposta.

No que se refere especificamente aos custos com os serviços de interrupção e restabelecimento, leitura extraordinária e quantia mínima em caso de mora, o CT refere o interesse em que sejam desenvolvidas análise complementares que permitam aferir do equilíbrio dos valores em causa com os custos que originam. A ERSE entende que esta avaliação se deve fazer sem prejuízo da aprovação dos valores propostos, densificando, desde já, a análise que permita abordar por um lado o próximo período regulatório e, por outro lado, a proposta de definição de tarifas e preços para o ano gás de 2016-2017.

A análise atrás mencionada não deixará de verificar o enquadramento que, na questão particular dos custos de interrupção e restabelecimento, se possa efetuar quanto à sua repercussão nos consumidores vulneráveis. Essa ponderação, necessariamente enquadrada na discussão do próximo período regulatório, deve, no entender da ERSE, incluir a discussão sobre os mecanismos de solidariedade na assunção destes custos, a melhor forma de se evitarem comportamentos não desejados e a robustez jurídica das eventuais soluções (em particular se se prever a inibição de interrupções de fornecimento que possam ser legítimas à luz dos contratos de fornecimento e demais enquadramento legal).

Já no que se refere aos encargos com o estabelecimento de ligações às redes, referindo o CT a necessidade de avaliação da aplicação da subregulamentação neste domínio, a ERSE reitera o que já foi no passado e

anteriormente neste documento referido, sobre o interesse em se promover uma discussão alargada e integrada do tema, á luz de um novo período regulatório. A ERSE entende que esta é e melhor forma de, por um lado salvaguardar alguma estabilidade regulatória específica, e, por outro lado, efetuar uma avaliação integrada e consistente para o SNGN deste importante tema.

Por fim, no que a conversões e reconversões diz respeito, a ERSE reitera ao CT o que já se mencionou anteriormente acerca do interesse e vontade de, no próximo período regulatório, se efetuar uma aferição integrada dos impactes neste domínio, necessariamente integrando este tema com a revisão da regulamentação aplicável ao estabelecimento de ligações às redes. De resto, o próprio CT menciona o interesse em se ponderarem mecanismos de regulação assimétrica na partilha de encargos de ligação, que assegurem um incentivo aos consumidores que contribuam para a redução dos custos unitários do acesso às redes.

I - MECANISMO DE INCENTIVO ÀS TROCAS REGULADAS DE GNL

O mecanismo de incentivo à existência de trocas reguladas de Gás Natural Liquefeito (GNL) foi criado com o objetivo de fomentar a existência de trocas reguladas de GNL entre o comercializador do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) e os agentes de mercado que pretendem atuar no mercado de gás natural. O incentivo justifica-se no contexto da vantagem competitiva daquele agente face a outros agentes de mercado entrantes, de menor dimensão. A existência de um mecanismo como este promove o aparecimento de novos agentes e a concorrência no mercado grossista de gás natural.

Adicionalmente, procura promover uma maior utilização do terminal de GNL de Sines, o que é importante para a sustentabilidade desta infraestrutura, bem como para o aumento da liquidez e competitividade do mercado livre de gás natural em Portugal, conforme referido pelo Conselho Tarifário.

O CA da ERSE, atento às preocupações expressas pelo CT, ponderará a possibilidade de aperfeiçoar o atual mecanismo de incentivo às trocas reguladas de GNL na próxima revisão regulamentar.

◆ Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2014-2015 ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) cujos estatutos foram aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, revistos pelo Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro, dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT): "(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços."

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: *"(…) emitir parecer (…) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços"*, parecer este que é aprovado por maioria, não tem carácter vinculativo[207] e deve ser emitido no prazo máximo de 30 dias após a receção da proposta.

O Conselho de Administração da ERSE entregou ao Conselho Tarifário uma "Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2014-2015" solicitando parecer sobre a mesma.

No decurso do período para emissão de parecer, o CT solicitou à ERSE esclarecimentos, tendo esta respondido em 29.04.2014.

Posto o que, nos termos do n.º 3 do artigo 147.º do Regulamento Tarifário (RT), conjugado com o n.º 1 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro, a Seção do Setor do Gás Natural do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I
GENERALIDADE

1. A proposta da ERSE de "Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2014-2015", apresentada num contexto económico particularmente adverso, traduz-se na aplicação dos parâmetros do período regulatório 2013-2016, com a revisão do RT incorporando a revisão excecional de tarifas para os consumidores acima dos 10.000 m^3/ano.
2. A proposta encerra um acréscimo global médio de 2,4% para os consumidores de gás natural com consumos inferiores a 10.000 m^3/ano, aqui se incluindo os consumidores domésticos, micro e pequenas empresas. O racional desta variação tarifária é justificado pela ERSE, sobretudo, no balanço de energia do sistema nacional de gás natural para o ano gás 2014-2015 que condiciona os preços das tarifas de uso das infraestruturas e os preços das tarifas de venda a clientes finais.
3. Estas variações não contemplam a totalidade dos impactes nas faturas dos clientes finais, conforme infra analisado.
4. Acresce que, o anunciado aumento da taxa de IVA para 23,25% a partir de janeiro de 2015, *(que agrava o aumento verificado a partir de janeiro de 2012 de 6% para 23%)*, representará para os denominados pequenos consumidores um aumento médio da fatura de 2,61%, relembrando que os consumidores domésticos suportam a totalidade destes aumentos.
5. O CT manifesta a sua preocupação, uma vez que, os consumidores de gás natural *(nomeadamente os consumidores de gás natural com consumos inferiores a 10.000 m^3/ano)* registam uma perda de competitividade e de poder de compra que continua a revelar-se penosa no atual contexto económico.
6. No que respeita aos fornecimentos acima de 10.000 m^3/ano para a indústria confirma-se o aumento particularmente oneroso das TAR no contexto da atual conjuntura económica em que é exigido aos

[207] Cf. artigo 48.º do Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro.

consumidores de GN industriais, e ao tecido empresarial português em geral, um aumento sustentado da competitividade por forma a solidificar o processo de retoma económica:

Tarifas de Acessos às Redes	Variação 2014-2015/2013-2014
Clientes em AP (> 50 milhões de m^3)	29,2%
Clientes em MP e BP> (> 10 000 m^3)	MP + 4,8% / BP> + 6,2%
Clientes em BP < (< 10 000 m^3)	5,4%

Fonte: ERSE

7. O CT constata manter-se o processo judicial respeitante ao valor dos ativos de cada uma das redes da RNDGN e à interpretação dos contratos de concessão da distribuição, problema a que o CT aludiu em pareceres anteriores.

8. Como recorrentemente o CT tem sugerido entende ser necessário que a ERSE promova, junto do Legislador, o desenvolvimento urgente de medidas conducentes à redução dos custos fixados ou permitidos legislativamente como, entre outros, a introdução de limites e critérios quanto ao modo de fixação das Taxas de Ocupação do Subsolo (TOS) pelos municípios e, ainda, a alteração da metodologia de financiamento da tarifa social.

II
ESPECIALIDADE

A. ESPECIFICIDADES DO SISTEMA NACIONAL DE GÁS NATURAL (SNGN)

A.1. QUANTIDADES E ESTIMATIVAS

1. O CT reconhece o esforço realizado pela ERSE no sentido de dar uma visão detalhada da conjuntura de consumos e evolução das variáveis tarifárias[208] apresentado, ao nível do consumo global, uma previsão para o ano gás 2014-2015 de 48,5 TWh, 4,1% acima do valor de 2013 (46,6TWh no ano civil).

2. Avaliando as classes de consumo no referencial de alta-pressão, a evolução prevista confirma, na generalidade, a continuidade dos consumos verificados em anos anteriores com ligeiras variações, com uma única exceção: a projeção dos consumos dos centros electroprodutores significativamente acima do consumo de 2013, 2,8TWh, apresentando agora um valor de 5,6 TWh para 2014-2015.

3. Deste modo, em termos de previsões, o CT considera que deverá ser considerado no valor das tarifas o efeito do desajuste das previsões para os centros electroprodutores e a tendência de redução da emissão do terminal de Sines.

4. Relativamente à utilização das entradas, o terminal introduzia mais de metade do gás consumido. A ERSE regista, agora, uma alteração substantiva no *mix* de abastecimento com uma nova estrutura para o ano gás 2014-2015, redução do terminal para 34% e aumento para 66% das interligações.

5.

6.

A.2. UTILIZAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS

[208] Cf. documento "Caracterização da procura de gás natural no ano de 2014-2015".

1. O CT regista positivamente o facto de o terminal de GNL durante os anos de 2012 e 2013 ter verificado valores de *stock* de GNL próximos da capacidade máxima dos tanques após a expansão e um aumento do valor médio de energia armazenada. A emissão para a rede aproxima-se dos níveis de emissão mínima com uma utilização de 36% e a carga de camiões cisterna tem vindo a aumentar de forma consistente para uma utilização anual de 41%.
2. Relativamente às outras infraestruturas, o armazenamento subterrâneo, teve um papel relevante na gestão do abastecimento realizada pelos agentes, tendo-se verificado níveis de utilização com uma grande amplitude de variação de *stock* comercial entre o valor máximo armazenado, 15 dias de consumo médio equivalente e o mínimo 4 dias verificado em dezembro de 2013, tendo tido as entregas às redes de distribuição uma utilização de 74% evidenciando regularidade na sua evolução.
3. Neste quadro, o CT regista a estabilidade e nível adequado de utilização das infraestruturas, chamando, contudo, a atenção para o comportamento em baixa da emissão do terminal de Sines e os crescentes níveis de utilização das interligações, solicitando que a ERSE adapte a sua análise a estas novas realidades da procura em termos de variáveis tarifárias sem prejudicar os consumidores com maior regularidade de consumo.

B. COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO

1. O CT tem vindo a alertar para a necessidade de que, atempadamente, a ERSE proponha um modelo de organização da atividade de comercialização de último recurso que seja adequado ao seu carácter progressivamente residual e de salvaguarda das necessidades dos consumidores vulneráveis, assegurando a sua eficiência.
2. A proposta de tarifas para o ano gás 2014-2015 vem reforçar a necessidade desta reorganização, tendo em conta a estimativa de taxa de liberalização apresentada, com um aumento superior a 30% para clientes com consumos inferiores a 10.000 m^3 anuais, quer em termos de volume, quer em número de clientes.
3. Por outro lado, o CT regista a opção pela continuação da publicação de tarifas transitórias para clientes com consumos superiores a 10.000 m^3 anuais, apesar de não existir suporte legal à sua existência para lá do final do ano gás em curso.
4. Neste contexto, e tal como referido em pareceres anteriores, o Conselho considera essencial que a ERSE promova com a maior brevidade a análise e discussão de um novo modelo organizativo da atividade de comercialização de último recurso, que assegure a eficiência dos custos incorridos no seu desempenho.
5. Especificamente para os clientes com consumos superiores a 10.000 m^3 anuais, e a manter-se a opção da ERSE pela publicação de tarifas transitórias para além do horizonte legal previsto, de junho de 2014, o CT considera que o incentivo à mudança incluído na tarifa de energia aplicável a estes clientes deverá ser mais expressivo do que o agora proposto (cerca de 47.4% para consumos em MP e de 47.9% para consumos em BP face ao preço da tarifa de energia do comercializador grossista), de forma a assegurar uma rápida passagem destes clientes para regime de mercado.

C. MERCADO LIVRE

1. O CT tem defendido a necessidade de definição de regras de mercado por forma a facilitar a liberalização do mercado, a necessidade de disponibilização de informação regular, bem como a harmonização e rigor na informação disponibilizada pelos vários operadores de mercado.
2. É de salientar que a informação sobre o mercado liberalizado de gás natural já está a ser disponibilizada, no entanto, seria aconselhável que se realizasse mensalmente tal como acontece no mercado de eletricidade.

3. Reconhece-se, que em regime de mercado, os comercializadores são livres de formar os seus preços na negociação ou nas propostas que apresentam aos clientes, no entanto, as tarifas definidas pela ERSE, tanto as tarifas de acesso como também as tarifas transitórias de venda, desempenham um papel importante nessa dinâmica e na capacidade que os comercializadores têm, ou não, de competir no mercado.

4. A extinção do mercado regulado pressupõe a adesão dos consumidores ao mercado livre, tendo, para esse efeito, sido fixadas tarifas transitórias de venda a clientes finais, previstas serem agravadas trimestralmente pela ERSE e com aplicabilidade até ao final do próximo ano.

5. No entanto, baseado na última informação disponibilizada pela ERSE deteta-se que, ao fim de mais de 4 anos desde o levantamento da última barreira legislativa que ainda impedia o acesso de alguns clientes, nomeadamente residenciais, à contratação do seu fornecimento de gás natural em mercado livre e perto do fim do período de aplicação das tarifas transitórias, uma percentagem elevada dos clientes ainda está, atualmente, a ser fornecida pelos CUR em regime de tarifas transitórias de venda.

6. Assim, em particular, o CT observa:

   a) A existência de tarifas transitórias de venda a clientes finais prevista no documento disponibilizado pela ERSE pressupõe a não extinção do mercado regulado

   b) A previsão da taxa de liberalização do mercado, em especial dos clientes com consumos inferiores a 10.000 m^3, parece demasiado otimista sem que se note nenhuma medida que incentive a liberalização do mercado:

- Consumos anuais inferiores ou iguais a 10.000 m^3:
  - Aumento de 32,7% para 65,0% em termos de consumo
  - Aumento de 30,0% para 65,0% em número de clientes
- Consumos anuais superiores a 10.000 m^3:
  - Aumento de 97,9% para 99,7% em termos de consumo
  - Aumento de 70,8% para 87,9% em número de clientes

   c) O CT solicita a reanálise da incorporação de quantidades associadas a polos cujas licenças de distribuição, ainda se encontram em fase de atribuição por concurso público, pois entende que não é expetável que ocorram consumos durante o período de tarifas em questão.

   d) Assume-se que a caracterização das taxas de liberalização (% ML/MTotal) apresentadas, em especial para a baixa pressão inferior, são demasiado simétricas para o ano gás de 2014-2015, tendo em conta a existente assimetria.

   e) O CT recomenda que a ERSE avalie a razoabilidade fundamental da construção tarifária e que defina e partilhe com os agentes de mercado e com este Conselho, de uma forma transparente, a trajetória de evolução das tarifas para a aditividade, que permita, nomeadamente aos comercializadores em mercado, fazer a avaliação da sustentabilidade das ofertas comerciais.

   f) A proposta contempla, por um lado uma evolução crescente dos custos de utilização das infraestruturas do SNGN e, por outro, a falta de aditividade em alguns escalões da BP <, vetores que podem condicionar a dinâmica competitiva dos agentes em mercado.

7. Confrontando a trajetória de passagem para o mercado com as previsões da ERSE, o CT não pode deixar de alertar para a necessidade de a ERSE informar claramente e com a antecedência suficiente de alterações que tenha previsto tomar neste âmbito, designadamente, quanto a agravamentos abruptos das tarifas transitórias.

D. TARIFAS E PROVEITOS PERMITIDOS

D.1. DESVIOS DE FATURAÇÃO E PROVEITOS

1. O valor total dos proveitos permitidos publicados, inclui o valor dos ajustamentos de anos anteriores bem como, valores não diretamente relacionados com a atividade do ano das empresas, encontrando-se nesta categoria custos ocorridos a recuperar via tarifas (v.g. na RNTIAT a UGS II ou parcelas da UGS I, como transporte de GNL por camião-cisterna). A consideração agrupada destas componentes não permite avaliar claramente o contributo real da atividade das empresas a recuperar pelas tarifas e o peso dos ajustamentos.
2. Nestes termos, o CT recomenda que para cada uma das atividades os proveitos permitidos apresentados a discussão no CT passem a indicar explicitamente e em separado as seguintes parcelas:

- O montante destinado a cobrir os custos das empresas para a atividade do ano;
- O valor dos ajustamentos com indicação do montante associado a desvios de faturação;
- Incluir numa rubrica de 'outros' os restantes valores.

3. O CT reitera a sua preocupação pelo valor crescente e sempre no mesmo sentido dos montantes em desvio e a necessidade de os conhecer. Sem UGS II e para o ano gás 2014-2015 estão incorporados desvios nos proveitos para tarifas (7,1 % dos proveitos das empresas da RNTIAT e 8% das empresas de distribuição) com implicações crescentes no aumento por esta via do nível tarifário e na distorção dos preços para os consumidores dos anos seguintes. O "stock"[209] de desvio incorporado pela ERSE nas tarifas do ano gás 2013-2014 atingiu os 26,7 % dos proveitos das empresas da RNTIAT e 9,1% das empresas de distribuição.
4. O CT considera que existe o risco de incorrer numa espiral de inflação de nível tarifário e desvios que prejudica claramente os consumidores, os custos de contexto das indústrias e as empresas, para além de transferir para os consumos futuros o esforço do pagamento dos descontos passados.
5. O CT recomenda, também, que passe a ser indicada pela ERSE a trajetória anual dos desvios de faturação nos últimos 4 anos gás e civis, de modo a permitir acompanhar a sua evolução de forma mais precisa bem como entender o seu impacte no preço final.
6. Para que o CT possa acompanhar as decisões tarifárias da ERSE, deverá ser igualmente estimado o comportamento futuro esperado dos desvios de faturação, que componentes tarifárias mais têm contribuído para a sua variação e explicitado o diferencial entre a previsão e a realidade por variável tarifária e o seu impacte percentual na recuperação de proveitos totais.

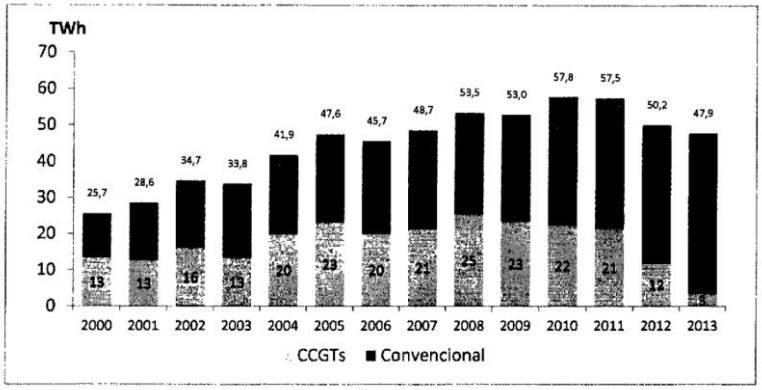
D.2. TARIFAS

1. A volatilidade do consumo de GN determinada quer pelas energias concorrentes quer pela atividade económica, tem tido impacte no consumo. A queda de consumo verificada na produção de eletricidade foi de 85% em dois anos gás[210] passando de 22 TWh em 2011 para 3 TWh em 2013, contudo, entre 2012 e 2013 o consumo total reduziu 4,6% decorrente do crescimento do consumo convencional, resultado da entrada em funcionamento de novos clientes de grande dimensão.

[209] Considerando os desvios tarifários com base nos valores publicados para as tarifas do corrente ano gás.

[210] Fonte: 'Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2014-2015' - abril de 2014.

Consumos do SNGN - Ano Civil



Fonte: REN[211]

2. A precisão das estimativas de quantidades associadas às variáveis de faturação é essencial, mas depende do perfil de utilização das infraestruturas pelos agentes que reagem, às tarifas de acesso, ao custo de aprovisionamento, às opções de aquisição de gás com peso sobre o mix (GN/ GNL). As previsões vão, por isso, muito além da simples previsão de consumo global sendo crítica uma estimativa adequada das capacidades a reservar pelos comercializadores nas diferentes infraestruturas da RNTIAT.

3. A volatilidade decorre das decisões dos comercializadores e clientes finais. A gestão do seu risco de utilização das redes, associada à multiplicação de ofertas tarifárias especialmente de curto prazo, dificulta a capacidade de previsão das variáveis tarifárias e aumenta a imprevisibilidade de recuperação dos custos regulados.

4. Acresce a tendência para a manutenção de previsões otimistas no processo de definição de tarifas com a consequência de uma redução aparente do preço que resulta sempre num adiamento da recuperação de proveitos com consequente acumular de desvios de faturação.

5. Por outro lado, os desvios de quantidades previstas e reais para as variáveis tarifárias tem-se nos últimos tempos acentuado no sistema português, nomeadamente, quanto à opção de contratação de capacidade nas saídas para as centrais de ciclo combinado, nas entradas do SNGN, na emissão para a rede do terminal GNL de Sines e quanto ao nível contratação de armazenamento de GN nas infraestruturas de armazenamento. Este efeito é menos sensível nas redes de distribuição que, sendo pontos de saída com número elevado de consumidores, estão sujeitas a menor volatilidade. A variação de consumos de distribuição considerada para o próximo ano gás segundo a ERSE[212] é de -1,2%, valor muito próximo do valor proposto pelas empresas.

6. A variação tarifária apresentada pela ERSE, tendo em conta os proveitos do ano gás anterior com as quantidades atualmente previstas, refere aumentos para a tarifa UTRAR 6%; UAS 49,3%; URT 21,8% e UGS 30,3%. No caso do uso da rede de distribuição, as variações tarifárias são da ordem dos 6,3%.

7. Considerando-se que a variação total de proveitos das empresas, antes de contabilizar desvios, é no conjunto das empresas da RNTIAT de 0,04% e para as empresas de distribuição de 2,59%, a explicação para tamanha divergência tem obrigatoriamente de decorrer de outros efeitos.

[211] Fonte. Relatório e Contas – REN 2013.

[212] Do documento 'Caracterização da procura de gás natural no ano gás 2014-2015 – abril 2014, pág. 13.

8. O CT considera que existe necessidade de monitorizar e acompanhar os desvios pois impactam de forma substancial o nível tarifário, seja no presente (consequência dos desvios considerados nas tarifas), seja no futuro, (quando não são recuperados os custos nas tarifas devido ao otimismo das previsões das variáveis tarifárias), sendo fundamental isolar as suas causas para que se possam tomar medidas, para o que se recomenda à ERSE a publicação de análises detalhadas.

9. O CT recomenda a realização duma análise detalhada do impacte no comportamento dos comercializadores e dos preços praticados e que decorrente das conclusões, sejam ajustados os preços das tarifas de modo a que seja aumentada a base de incidência tarifária para, assegurando a aderência das tarifas aos custos, garantir a recuperação de proveitos de modo a minimizar o aumento dos desvios no próximo ano gás e assegurar que no futuro, existam medidas para a redução efetiva dos desvios e do *stock* de desvios tarifários.

D.2.1. TARIFAS DE ACESSO À REDE (TAR)

1. O CT regista que se mantém a menor de transparência da tarifa de acesso à rede que deixou de refletir a totalidade dos custos associados ao acesso à rede de transporte, importando referir que, de um modo geral, os comercializadores têm optado por evidenciar o "termo de entrada" separadamente nas suas faturas de fornecimento, reconhecendo-lhe o carácter de tarifa de uso de rede tal como publicado pela entidade reguladora.

2. O CT reconhece que a situação presente do mercado de gás natural, com uma diminuição significativa do consumo originou uma pressão tarifária não despicienda sobre as tarifas de acesso.

3. Atendendo a que a recuperação dos desvios do custo de aquisição de gás natural é realizada pela tarifa UGS-II, o CT acolhe a iniciativa da ERSE no sentido de minimizar o seu impacto tarifário no presente ano gás, dando cumprimento ao princípio da proteção dos clientes face à evolução das tarifas.

4. Na busca do equilíbrio entre estas duas realidades, o CT não se opõe à revisão agora proposta, mas coerentemente com as posições que tem defendido, volta a instar a ERSE a que a fixação das tarifas permita a efetiva recuperação dos proveitos permitidos do SNGN. Apenas quando este princípio de racionalidade económica for atingido, o qual é fundamental em qualquer atividade e, por maioria de razão, quando se trata de um enquadramento regulado, será evitada a criação de desvios tarifários, indesejáveis no que impedem a sinalização dos custos reais no SNGN e no que representam de encargos para os consumos (leia-se "consumidores" futuros).

5. Contudo, o CT considera que a proposta da ERSE deverá ser revista (quer a curto, quer a médio prazo) no sentido de assegurar uma justa repartição destes custos pelos utilizadores do SNGN e garantir que as regras de alocação dos custos em causa são devidamente fundamentadas do ponto de vista económico.

6. A solicitação do CT a ERSE realizou uma simulação dos impactes nas tarifas transitórias, nas tarifas de

7. acesso (por segmento de consumo) e nas tarifas por atividade, que permite elaborar o seguinte quadro:

	Proposta Tarifas 2014/2015	Com repercussão anual dos desvios de custos de aquisição de energia
	Variação 3º Trim 2014/2º Trim 2014	
Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais		
Consumo <= 10 000 m^3/ano	2,40%	2,40%
Consumo > 10 000 m^3/ano	2,40%	3,60%
Tarifas de Acessos às Redes		
Clientes em AP (> 50 milhões de m^3) *	29,20%	**73,60%**
Clientes em MP e BP> (> 10 000 m^3)	MP + 4,8% / BP> + 6,2%	**14,60%**
Clientes em BP< (< 10 000 m^3)	5,40%	5,40%
Tarifas por atividade		
Infra-estruturas de Alta Pressão		
Tarifa de Uso do Terminal de GNL	6%	6%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	49%	49%
Acesso às Redes e Gestão Global do Sistema		
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	22%	22%
Tarifa de Uso Global do Sistema	30%	**118%**
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	6%	6%

8. O CT não pode deixar de constatar que, a curto prazo, *os grandes consumidores de GN* (*com especial relevância no caso dos consumidores em AP) enfrentam já um aumento* muito significativo da tarifa UGS II, sendo que, uma simulação para alguns casos reais de consumo em AP – Alta Pressão conduz a aumentos da tarifa de acesso às redes superiores a 30%.

9. Este aumento tarifário é particularmente gravoso no contexto da atual conjuntura económica em que é exigido aos consumidores de GN industriais, e ao tecido empresarial português em geral, um aumento sustentado da competitividade por forma a solidificar o processo de retoma económica. Como tal, consideramos positivos os esforços do regulador no sentido de reduzir o impacto da tarifa UGS II para o presente ano gás.

10. No entanto, o CT salienta que, a longo prazo, esta medida tem efeitos adversos, nomeadamente através do agravamento dos desvios e geração de custos financeiros associados.

11. A ERSE refere que as TAR-tarifas de Acesso às Redes para os centros electroprodutores não incorporam os custos da UGS II, pois estes nunca integraram o mercado regulado, não tendo, consequentemente, gerado desvios na componente de compra de gás no mercado regulado.

12. Mas o CT também reconhece a dificuldade de, hoje, se restabelecer um equilíbrio efetivo, para o qual, por exemplo, também se teria de considerar as datas efetivas de saída do mercado regulado de outros consumidores, ou de entrada no SNGN de novos clientes.

13. Como princípio de base, o CT considera que devem ser evitadas medidas que distorçam os custos a alocar aos vários segmentos do mercado, pelo que a ERSE poderia reanalisar a alocação dos custos a cada tipo de consumidores.

14. O CT entende que é igualmente importante que a ERSE avalie globalmente os dois setores energéticos, gás natural e eletricidade, para que atendendo aos respetivos pesos, custos e benefícios, possa efetivamente alocar os custos ao sistema beneficiário.

D.2.2. CAPACIDADE DE ENTRADA E TARIFAS FLEXÍVEIS

15. O CT regista a necessidade de uma maior monitorização da aplicação do termo regulado de contratação da capacidade de entrada, assegurando por um lado a recuperação dos proveitos permitidos da atividade de transporte através da otimização da contratação de longo prazo, permitindo em simultâneo uma maior concorrência entre comercializadores, eventualmente ajustando os multiplicadores.

16. Reconhecendo vantagens no alinhamento de soluções com as diretrizes europeias, o CT considera que a proposta não contem os elementos suficientes para poder recomendar uma ou outra opção pelo que, deverá a ERSE procurar aquela que aporte maior volume ao SNGN, evitando os aproveitamentos oportunísticos de curto prazo.

17. A aplicação da tarifa de capacidade de entrada poderá conduzir a entraves e limitação de competitividade a comercializadores com menores carteiras de clientes/consumo (não podendo diluir eventuais desvios de consumos e principalmente picos diários de consumo) e poderá privilegiar comercializadores com grandes volumes.

18. Apesar de a ERSE ter implementado os mecanismos previstos nas diretrizes europeias, que muitas vezes têm mais aderência a mercados da europa central, mais regionalizados e complexos, deverão ser estudados mecanismos alternativos adicionais que diferenciem positivamente os consumos mais estáveis, definido regras de repasse mais objetivas.

19. O CT regista, também, o pressuposto assumido pela ERSE que, a introdução de tarifas flexíveis é benéfica para o setor do gás natural dado que contribui para a redução das restrições na utilização das infraestruturas de gás natural por consumidores que, de outra forma, se veriam impedidos de o fazer, potenciando o aumento de volumes no sistema, com a consequente redução de custos unitários a suportar por todos os consumidores.

20. No caso de grandes consumos industriais, mas intermitentes, devido ao gás natural funcionar como segundo recurso a outros combustíveis, como RSU- Resíduos Sólidos Urbanos ou biomassa, deverão ser estudadas e propostas outras alternativas de forma a permitir um maior uso de gás natural, garantindo uma diluição de custos para todos os consumidores.

D.2.3. TARIFAS TRANSITÓRIAS

1. Embora o CT registe um esforço na correção no sentido da maior aditividade das tarifas transitórias de venda a clientes finais, não pode deixar de lembrar que as mesmas atingem a aditividade plena em alguns segmentos de clientes.

2. Tendo em consideração que esses segmentos de clientes não são, *a priori*, clientes vulneráveis deverão ser tomadas medidas no sentido de migrarem para o mercado liberalizado sob pena de um muito maior agravamento das tarifas transitórias eventualmente com penalização adicional.

3. Relativamente aos consumidores socialmente vulneráveis será fundamental aprofundar as medidas para sua proteção que poderão ser enquadradas no âmbito do fornecimento por comercializadores em regime de mercado.

4. Todas a sinergias deverão tidas em consideração de forma a reduzir os custos a pagar pelos consumidores acautelando em especial os consumidores socialmente vulneráveis.

D.2.4. TARIFA SOCIAL E ASECE

1. A Diretiva 2009/73/CE, de 13 de julho, determinou que os Estados-Membros definissem o conceito de consumidor vulnerável e identificassem situações de pobreza energética, situação premente num contexto de liberalização dos mercados.

2. A tarifa social para o setor do gás natural foi criada pelo Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, complementada pelo Apoio Social Extraordinário ao Consumidor de Energia (ACESE), instituído pelo Decreto-Lei n.º 102/2011 na mesma data. Os apoios aqui definidos aos consumidores carenciados são cumulativos.

3. Os consumidores elegíveis a estes apoios são os titulares de contrato de fornecimento em instalação unicamente para fins domésticos, em baixa pressão e com consumo anual até 500m^3, devendo usufruir de uma das seguintes prestações sociais: complemento social para idosos, rendimento social de inserção, subsídio social de desemprego, 1.º escalão do abono de família ou pensão social de invalidez.

4. Os consumidores devem solicitar estes apoios junto do seu comercializador, a quem compete verificar junto das competentes instituições de segurança social, as respetivas condições de elegibilidade.

5. A ERSE aprovou uma Diretiva sobre as obrigações de informação relativas a estes apoios sociais, que incumbem aos comercializadores, estabelecendo um conjunto mínimo de informações que devem ser transmitidas aos clientes respetivos.

6. O CT nota, ainda, que, nos termos da legislação, o sobrecusto com a Tarifa Social (TS) está alocado ao universo dos consumidores - i.e., os custos com a aplicação da TS são suportados por todos os clientes de GN na proporção da energia consumida, sendo repercutidos nas tarifas de acesso às redes da baixa pressão -, configurando, assim, um custo de interesse económico geral que onera o fornecimento do serviço aos consumidores.

7. O valor global proposto pela ERSE e o correspondente número de consumidores elegíveis excedem o que efetivamente foi registado no ano gás 2013/2014. O CT concorda com esta proposta que garante alguma folga na previsão de novos consumidores elegíveis, nomeadamente devido a alterações legislativas anunciadas.

8. O financiamento do ASECE é realizado por transferência direta do Estado para os operadores das redes de distribuição, que devem reembolsar os comercializadores.

9. O modelo adotado pela ERSE para repercussão da Tarifa Social, assenta em dois níveis: desconto nas tarifas de acesso às redes em baixa pressão e estabelecimento de tarifas sociais de venda a clientes finais aplicáveis pelos Comercializadores de Último Recurso (CUR). Nas tarifas de acesso às redes, é anulado o valor relativo ao termo fixo. É ainda realizado um desconto no preço de energia da tarifa de acesso às redes calculado de forma que o limite máximo da variação da tarifa social de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso não ultrapasse um valor que é definido anualmente pelo membro do Governo responsável pela área da energia (o valor fixado de 1%, de acordo com o Despacho n.º 4321-B/2014).

10. Em resultado da inexistência de uniformidade tarifária no setor do GN, as tarifas sociais aplicadas pelos CUR variam em função da área de distribuição, com valores diferenciados quer para o termo tarifário fixo, quer para a energia.

11. Para colmatar estas distorções, indesejáveis em segmentos críticos como o dos consumidores vulneráveis, o CT sugere a uniformização das tarifas sociais de venda a clientes finais em baixa pressão estabelecidas pela ERSE.

12. Tendo em consideração a experiência de três anos de implementação dos apoios sociais aos consumidores carenciados do setor de Gás Natural face ao contexto socioeconómico e atendendo à perspetiva de alterações legislativas, o CT considera que deverá:

    - Ser dada sequência ao estabelecido no art.º 10.º do Decreto-Lei n.º 101/2011 de 30 de setembro sobre *"(…) caracterização do regime da tarifa social e do seu financiamento deve ser avaliada em 2013 (…)";*
    - Serem implementadas alternativas de financiamento da tarifa social que não recaiam exclusivamente nos consumidores;
    - Manter-se o reforço das obrigações de informação, sobretudo dirigidas às famílias economicamente mais carenciadas e com dificuldade no acesso à informação;
    - Serem estudadas novas hipóteses de desoneração dos beneficiários de diversas taxas incluídas na tarifa (TOS, ISP etc.).

13. Sobre a presente proposta de tarifário para o ano gás de 2014/2015, o CT entende que, enquanto as condições descritas não se efetivarem, o valor de 1% de aumento proposto para a Tarifa Social representa um acréscimo de custos para as famílias economicamente carenciadas ou em risco de exclusão energética. Por outro lado, representa um valor relativamente modesto no contexto geral dos custos a serem suportados por este financiamento.

14. Assim, o CT recomenda que seja equacionada a manutenção dos preços na tarifa social, sendo o valor de 1% proposto financiado como o resto desta tarifa. Deste modo será dado um sinal importante no contexto de combate à exclusão social e energética.

15. O CT recomenda, ainda, que a ERSE passe a incluir na sua proposta de tarifas e preços informação sobre o número de consumidores que estão abrangidos pela tarifa e o valor efetivamente despendido no ano transato, por forma a facilitar a monitorização deste subsídio.

E. TAXAS DE OCUPAÇÃO DE SUBSOLO

1. A Lei n.º 53-E/2006, de 29 de dezembro define o regime geral das taxas das autarquias locais e estabelece que compete às Assembleias Municipais a definição das taxas de ocupação de subsolo. Por sua vez os contratos de concessão assinados entre o Estado e as empresas distribuidoras de gás natural, reconhecem o direito destas repercutirem nos consumidores o valor integral das taxas de ocupação do subsolo liquidado pelas autarquias locais[213] .

[213] Cf. Resolução do Conselho de Ministros n.º 98/2008, de 08 de Abril, a saber: Cláusula 8.ª *"É reconhecido à concessionária o direito de repercutir, para as entidades comercializadoras de gás ou para os consumidores finais, o valor integral das taxas de ocupação do subsolo liquidado pelas autarquias locais que integram a área da concessão na vigência do anterior contrato de concessão mas ainda não pago ou impugnado judicialmente pela concessionária, caso tal pagamento venha a ser considerado obrigatório pelo órgão judicial competente, após trânsito em julgado da respetiva sentença, ou após consentimento prévio e expresso do concedente.";* Cláusula 9.ª *"Para efeitos do estabelecido no número anterior, os valores que vierem a ser pagos pela concessionária em cada ano civil serão repercutidos sobre as entidades comercializadoras utilizadoras das infraestruturas ou sobre os consumidores finais servidos pelas mesmas, durante os «anos gás» seguintes, nos termos a definir pela ERSE. No caso específico das taxas de ocupação do subsolo, a repercussão será ainda realizada por município, tendo por base o valor efetivamente cobrado pelo mesmo."*

2. No âmbito das suas competências e conforme metodologia prevista no art.º 154.º do RT, a ERSE quantificou os valores das TOS a serem aplicados pelos operadores de redes em cada município, conforme quadro:

Variação Taxas de ocupação do subsolo, por município

Entre abril 2014 e junho 2013

		BP<		BP> e MP	
Entidade	**Município**	**Termo Fixo €/dia**	**Termo Variável €/kWh**	**Termo Fixo €/dia**	**Termo Variável €/kWh**
Setgás	Almada	28%	28%	28%	28%
Lusitaniagás	Aveiro	-	-	-	-
Lisboagás	Azambuja	-	-	-	-
Setgás	Barreiro	-26%	-26%	-26%	-26%
Portgás	Braga	265%	265%	265%	265%
Lisboagás	Cascais	-	-	-	-
Duriensegás	Chaves	-95%	-95%	-95%	-95%
Lusitaniagás	Coimbra	-	-	-	-
Lusitaniagás	Condeixa	-62%	-62%	-62%	-62%
Beiragás	Covilhã	-61%	-61%	-61%	-61%
Portgás	Esposende	1098%	1098%	1098%	1098%
Lusitaniagás	Estarreja	-91%	-91%	-91%	-91%
Dianagas	Évora	-68%	-68%	-68%	-68%
Portgás	Fafe	80%	80%	80%	80%
Beiragás	Fundão	-27%	-27%	-27%	-27%
Portgás	Gondomar	242%	242%	242%	242%
Portgás	Guimarães	1103%	1103%	1103%	1104%
Lisboagas	Lisboa	104%	106%	106%	105%
Lisboagás	Loures	-	-	-	-
Lisboagás	Mafra	-	-	-	-
Portgás	Maia	179%	179%	179%	179%
Portgás	Matosinhos	393%	393%	393%	393%
Lusitaniagás	Mealhada	523%	523%	523%	523%
Dourogás	Mirandela	-26%	-26%	-26%	-26%
Setgás	Moita	-	-	-	-
Lisboagas	Odivelas	-	-	-	-
Lisboagás	Oeiras	-	-	-	-
Lusitaniagás	Ovar	302%	305%	305%	307%
Setgás	Palmela	-	-	-	-
Dourogás	Peso da Régua	-52%	-52%	-51%	-52%
Portgás	Porto	114%	114%	114%	114%
Portgás	Povoa Varzim	77%	77%	77%	77%
Portgás	Santo Tirso	35%	35%	35%	35%
Setgás	Seixal	-12%	-12%	-12%	-12%
Dianagas	Sines	19%	19%	19%	19%
Lisboagás	Sintra	66%	67%	67%	67%
Lisboagás	Torres Vedras	-	-	-	-
Portgás	Valongo	145%	145%	145%	145%
Lisboagas	Vila Franca de Xira	-80%	-80%	-80%	-80%
Portgás	Vila Nova Famalicão	-33%	-33%	-33%	-33%
Portgás	Vila Nova Gaia	62%	62%	62%	62%
Portgás	Vizela	28%	28%	28%	28%

Nota: os municípios de Aveiro, Azambuja, Cascais, Coimbra, Loures, Mafra, Moita, Odivelas, Oeiras, Palmela e Torres Vedras não definiram TOS em 2013.

Fonte: ERSE

3. O CT constata que o impacto da introdução das TOS, apresentado pela ERSE no documento "Estrutura tarifária para o ano gás 2014-2015", reveste uma grande heterogeneidade entre municípios,

coexistindo situações de municípios a aplicar taxas nulas, logo com impacte zero, outros em que a variação das mesmas chega a atingir quatro dígitos percentuais.

4. Esta situação sendo potenciadora de acentuadas distorções tarifárias, desvirtua a uniformidade tarifária no país que o CT tem propugnado desde sempre, implícita nos quadros abaixo:

Impacte das taxas de ocupação do subsolo, por município, nas tarifas de acesso às redes aplicadas pelos ORD - Ano gás 2014-2015

		BP<		BP> e MP	
Entidade	**Município**	**Preço das TOS €/MWh**	**Peso das TOS na Factura Total Mensal**	**Preço das TOS €/MWh**	**Peso das TOS na Factura Total Mensal**
Setgás	Almada	3,7	4,5%	0,9	2,0%
Lusitaniagás	Aveiro	4,3	5,2%	1,0	2,3%
Lisboagás	Azambuja	6,1	7,4%	1,5	3,4%
Setgás	Barreiro	5,3	6,5%	1,3	2,9%
Portgás	Braga	2,9	3,5%	0,7	1,6%
Lisboagás	Cascais	2,4	2,9%	0,6	1,3%
Duriensegás	Chaves	0,2	0,3%	0,1	0,1%
Lusitaniagás	Coimbra	0,2	0,2%	0,0	0,1%
Lusitaniagás	Condeixa	4,3	5,2%	1,0	2,4%
Beiragás	Covilhã	7,1	8,7%	1,7	4,0%
Portgás	Esposende	2,0	2,5%	0,5	1,1%
Lusitaniagás	Estarreja	0,3	0,3%	0,1	0,1%
Dianagás	Evora	5,8	7,0%	1,4	3,2%
Portgás	Fafe	1,8	2,2%	0,4	1,0%
Beiragás	Fundão	2,3	2,7%	0,5	1,2%
Portgás	Gondomar	0,1	0,2%	0,0	0,1%
Portgás	Guimarães	0,9	1,1%	0,2	0,5%
Lisboagás	Lisboa	9,2	11,2%	2,2	5,1%
Lisboagás	Loures	2,0	2,5%	0,5	1,1%
Lisboagás	Mafra	32,0	38,9%	7,8	17,6%
Portgás	Maia	8,0	9,7%	1,9	4,4%
Portgás	Matosinhos	9,0	11,0%	2,2	5,0%
Lusitaniagás	Mealhada	32,7	39,9%	8,0	18,1%
Dourogás	Mirandela	2,9	3,5%	0,7	1,6%
Setgás	Moita	18,5	22,5%	4,5	10,2%
Lisboagás	Odivelas	1,3	1,6%	0,3	0,7%
Lisboagás	Oeiras	5,0	6,1%	1,2	2,8%
Lusitaniagás	Ovar	3,8	4,6%	0,9	2,1%
Setgás	Palmela	10,3	12,6%	2,5	5,7%
Dourogás	Peso da Régua	1,2	1,4%	0,3	0,6%
Portgás	Porto	4,0	4,8%	1,0	2,2%
Portgás	Póvoa Varzim	6,0	7,3%	1,5	3,3%
Portgás	Santo Tirso	0,2	0,2%	0,0	0,1%
Setgás	Seixal	3,3	4,0%	0,8	1,8%
Dianagás	Sines	10,9	13,2%	2,6	6,0%
Lisboagás	Sintra	16,9	20,6%	4,1	9,3%
Lisboagás	Torres Vedras	3,5	4,3%	0,9	1,9%
Portgás	Valongo	0,5	0,6%	0,1	0,3%
Lisboagás	Vila Franca de Xira	0,8	1,0%	0,2	0,5%
Portgás	Vila Nova Famalicão	0,2	0,2%	0,0	0,1%
Portgás	Vila Nova Gaia	3,6	4,4%	0,9	2,0%
Portgás	Vizela	3,0	3,7%	0,7	1,7%

Fonte: Área de concessão da Portgás[18], áreas de concessão do Grupo GALP[19], área de concessão da Tagusgás[20], e área de concessão da Sonorgás[21].

Preço de energia das taxas de ocupação do subsolo, por município, e seu impacte na fatura de acesso às redes mensal dos clientes - Ano gás 2014-2015

		BP<		BP> e MP	
Entidade	**Município**	**Preço das TOS €/MWh**	**Peso das TOS na Factura Acesso Mensal**	**Preço das TOS €/MWh**	**Peso das TOS na Factura Acesso Mensal**
Setgas	Almada	3,7	8,2%	0,9	8,1%
Lusitaniagás	Aveiro	4,3	9,4%	1,0	9,4%
Lisboagás	Azambuja	6,1	13,4%	1,5	13,4%
Setgás	Barreiro	5,3	11,7%	1,3	11,7%
Portgás	Braga	2,9	6,3%	0,7	6,3%
Lisboagás	Cascais	2,4	5,3%	0,6	5,3%
Duriensegás	Chaves	0,2	0,5%	0,1	0,5%
Lusitaniagás	Coimbra	0,2	0,4%	0,0	0,4%
Lusitaniagás	Condeixa	4,3	9,5%	1,0	9,5%
Beiragás	Covilhã	7,2	15,8%	1,7	15,8%
Portgas	Esposende	2,0	4,5%	0,5	4,5%
Lusitaniagás	Estarreja	0,3	0,6%	0,1	0,6%
Dianagás	Evora	5,8	12,7%	1,4	12,7%
Portgás	Fafe	1,8	4,0%	0,4	4,0%
Beiragás	Fundão	2,3	5,0%	0,5	5,0%
Portgás	Gondomar	0,1	0,3%	0,0	0,3%
Portgás	Guimarães	0,9	2,0%	0,2	2,0%
Lisboagás	Lisboa	9,2	20,4%	2,2	20,3%
Lisboagás	Loures	2,0	4,5%	0,5	4,5%
Lisboagás	Mafra	32,0	70,6%	7,8	70,3%
Portgás	Maia	8,0	17,6%	1,9	17,5%
Portgás	Matosinhos	9,0	20,0%	2,2	19,9%
Lusitaniagás	Mealhada	32,7	72,3%	8,0	72,1%
Dourogas	Mirandela	2,9	6,3%	0,7	6,3%
Setgas	Moita	18,5	40,9%	4,5	40,7%
Lisboagás	Odivelas	1,3	2,9%	0,3	2,9%
Lisboagás	Oeiras	5,0	11,1%	1,2	11,0%
Lusitaniagás	Ovar	3,8	8,4%	0,9	8,4%
Setgás	Palmela	10,3	22,8%	2,5	22,8%
Dourogás	Peso da Régua	1,2	2,5%	0,3	2,5%
Portgás	Porto	4,0	8,7%	1,0	8,7%
Portgas	Póvoa Varzim	6,0	13,2%	1,5	13,1%
Portgás	Santo Tirso	0,2	0,4%	0,0	0,4%
Setgas	Seixal	3,3	7,3%	0,8	7,3%
Dianagas	Sines	10,9	24,0%	2,6	23,9%
Lisboagás	Sintra	16,9	37,3%	4,1	37,2%
Lisboagás	Torres Vedras	3,5	7,8%	0,9	7,8%
Portgás	Vallongo	0,5	1,2%	0,1	1,2%
Lisboagás	Vila Franca de Xira	0,8	1,8%	0,2	1,8%
Portgás	Vila Nova Famalicão	0,2	0,4%	0,0	0,4%
Portgas	Vila Nova Gaia	3,6	7,9%	0,9	7,9%
Portgas	Vizela	3,0	6,7%	0,7	6,6%

Fonte: ERSE

5. Da análise dos quadros anteriores, não pode o CT deixar de destacar, pela sua expressividade, municípios onde o impacte é particularmente oneroso:

	BP<	BP> e MP	BP<	BP> e MP
Município	**Impacte das TOS nas TAR**		**Peso das TOS na factura de acesso mensal**	
Mafra	38,90%	17,60%	70,60%	70,30%
Mealhada	39,90%	18,10%	72,30%	72,10%
Moita	22,50%	10,20%	40,90%	40,70%
Sintra	20,60%	9,30%	37,30%	37,20%

6. O CT releva que algumas destas taxas traduzem aumentos acrescidos totalmente inaceitáveis para os consumidores de GN que igualmente importa estancar, qualquer que seja o contexto económico em que se analise.

7. Importa ressalvar que estas taxas não sendo repassáveis, (como o caso do IVA para consumidores não domésticos) são internalizadas pelos consumidores qualquer que seja o escalão de consumo, incidindo ainda sobre elas o IVA à taxa em vigor à data da faturação.

8. As taxas de ocupação de subsolo aplicadas em alguns municípios são potencialmente impeditivas da adesão de mais consumidores de gás natural, devido ao seu custo muito excessivo que por sua vez não permite diluir /reduzir os custos das infraestruturas por um maior número de consumidores.

9. No caso de consumidores industriais poderá ser mesmo fator dissuasor de instalar em alguns municípios algumas atividades económicas, que dependam de consumos de gás natural, ou reduzir a competitividade de instalações que já estejam em operação. Em alguns casos em que seja possível optar pelo uso de outro combustível alternativo (fuelóleo, biomassa, etc.) o exercício dessa opção reduzirá o consumo de gás natural nesse município contrariando o uso racionalmente económico do sistema de gás natural nessa região.

10. O mesmo se aplicará aos consumidores mais pequenos (consumos <10.000m^3), que não tendo hipóteses de se deslocalizar, registarão aumentos desproporcionados na sua fatura mensal.

11. Apesar de a legislação atribuir às Assembleias Municipais a competência para definir as TOS, a lei, contrariamente ao que sucede noutros setores regulados (ex. comunicações) e sem prejuízo da autonomia municipal, não estabelece nem critérios para a fixação nem limites máximos a aplicar, pelo que o CT considera essencial serem definidos mecanismos por forma a atenuar as desigualdades regionais causadas por estas taxas.

12. O CT reitera o seu entendimento de que a ERSE desenvolva junto do legislador, dos municípios e sua associação representativa, diligências no sentido de sensibilizar os mesmos quanto aos efeitos negativos que a fixação de TOS elevadas têm nos consumidores e na sustentabilidade do sistema de GN, propondo nomeadamente:

   a) Alteração da legislação em vigor estabelecendo tetos máximos de taxas a aplicar, (como se verifica, p.ex., no IMI e telecomunicações), e de critérios de modulação em função dos consumos, em detrimento da aplicação estrita de um valor por metro linear;

   b) Que a ERSE divulgue junto da ANMP, dos Presidentes de Câmara e dos Presidentes das Assembleias Municipais o excerto do parecer nesta matéria;

   c) Que a ERSE se disponibilize, junto dos Presidentes de Câmara e dos Presidentes das Assembleias Municipais, para elaborar os estudos de impactes das TOS que servirão de base às decisões das Assembleias Municipais;

d) Finalmente que a ERSE promova junto dos referidos órgãos autárquicos uma campanha de sensibilização sobre os efeitos da aplicação das TOS na almejada sustentabilidade do setor do GN.

F - INVESTIMENTOS

1. O CT tem recomendado a análise criteriosa dos investimentos propostos pelas empresas, tendo em conta a sua viabilidade técnico-económica de modo a evitar impactos negativos nas tarifas, o que é penalizador para o SNGN.

Quadro 1-1 – Montantes de investimento e períodos analisados, por infraestrutura do SNGN

Infraestrutura do SNGN	Período analisado	Classificação do investimento	Montante de investimento [10^6 EUR]
RNTGN	Até 31 de dezembro 2012	Executado	25,27
	2013	Estimado	34,11
	2014	Previsto (c/ orçamento)	5,64
	2015	Previsto	4,45
	TOTAL		69,47
Terminal de GNL de Sines	Até 31 de dezembro 2012	Executado	182,61
	2013	Estimado	0,87
	2014	Previsto (c/ orçamento)	1,84
	2015	Previsto	3,66
	TOTAL		188,99
Armazenamento subterrâneo	Até 31 de dezembro 2012	Executado	51,73
	2013	Estimado	33,65
	2014	Previsto (c/ orçamento)	18,68
	2015	Previsto	15,36
	TOTAL		119,42
RNDGN	2012	Executado	65,12
	2013	Estimado	50,28
	2014	Previsto (c/ orçamento)	67,61
	2015	Previsto	69,21
	TOTAL		252,23
TOTAL (RPGN)			630,11

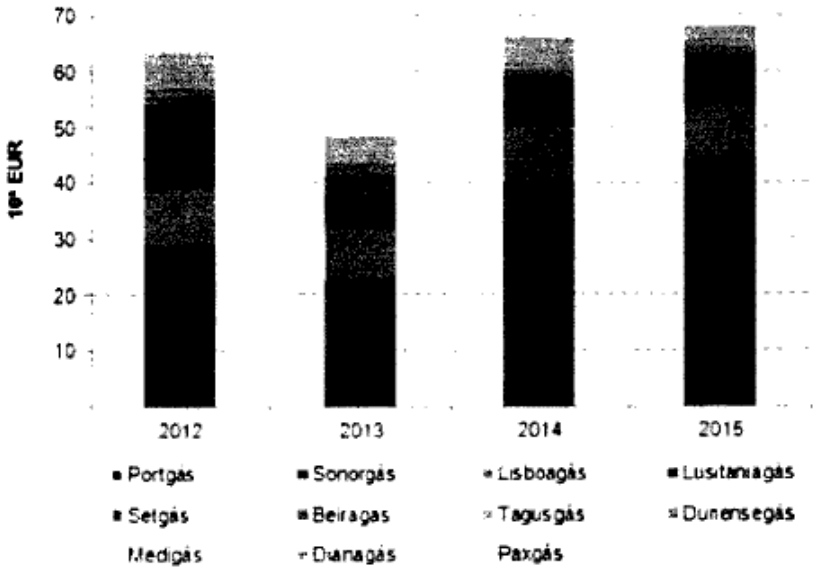
Fonte: Grupo REN, Grupo Galp, Portgás, Tagusgás e Sonorgás

2. O agravamento dos custos para os consumidores não se prende só com o aumento eventualmente excessivo de infraestruturas, pela remuneração dos seus ativos depois de entrarem em funcionamento, mas, também, com os seus custos de operação e manutenção especialmente em situação de subutilização.
3. Este facto é, ainda, mais agravado em situações de contração económica em que os consumos de gás natural são mais reduzidos induzindo mais custos sobre menos consumos e conduzindo a espiral de aumentos de custos como se tem vindo a assistir nos últimos anos.
4. Constata-se, pelos documentos apresentados pela ERSE, contenção dos investimentos em várias infraestruturas em AP-Alta Pressão.
5. Conforme referido pela ERSE, a fundamentação da expansão das redes de distribuição deverá merecer um suporte técnico-económico adequado, garantindo que não se geram situações de sobreinvestimento.
6. Considerando que na atividade de distribuição os investimentos se mantêm na ordem de 70 Milhões de Euros /ano.

7. Recorda também o CT, ter tecido observações sobre a temática do sobreinvestimento no seu parecer de 2012 aí explicitando algumas situações que careciam de informação adicional e que tinha expetativa de ver esclarecida na presente proposta, em particular no que respeita a UAGs e nos custos Conversões/Reconversões.

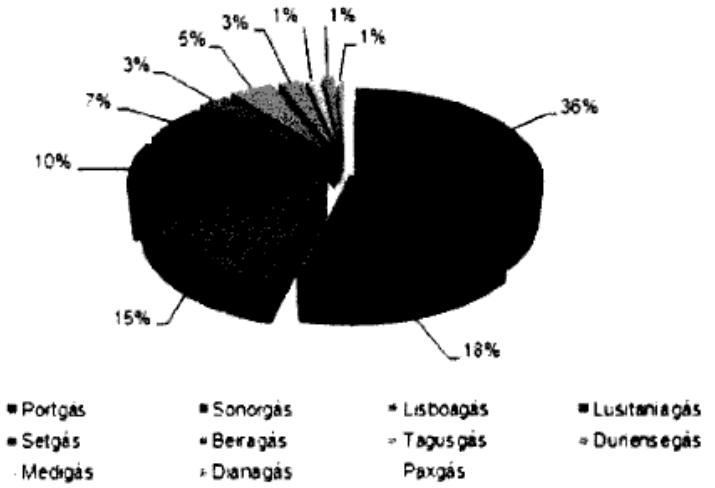
8. Esta omissão torna-se mais relevante, quando se observa que o montante global de investimento anual na RNDGN se mantém em torno dos 70 M€.

Evolução do valor global dos investimentos na RNDGN, para os anos de 2012, 2013 2014 e 2015



Fonte: Grupo Galp. Portgás, Tagusgás e Sonorgás

Repartição dos investimentos previstos para a RNDGN, para os anos de 2012, 2013, 2014 e 2015, por operador de rede de distribuição



Fonte: Grupo Galp, Portgás, Tagusgás e Sonorgás

9. Assim, o CT destaca ser fundamental elaborar atempadamente a subregulamentação sobre o mecanismo de derrapagem orçamental de execução de investimentos, com identificação dos critérios a adotar para que um determinado investimento seja qualificado como sobreinvestimento e da penalização na remuneração dos desvios referentes ao sobreinvestimento.

F.1. INVESTIMENTOS EM UAG'S

1. Analisados os investimentos na RNDGN no que respeita a 2014 e 2015 e perspetivas para o futuro próximo, os operadores de distribuição apresentaram orçamentos que refletem uma tendência de crescimento (Portgás, Sonorgás, Lisboagás e Tagusgás) e estagnação (Lusitaniagás, Setgás, Beiragás, Duriensegás, Dianagás e Paxgás).

2. O CT considera que não deve ser considerado qualquer CAPEX implícito na proposta tarifária correspondente à consideração de investimento associado ao concurso dos novos polos, tendo em conta o estado do concurso.

3. O Conselho entende que a ERSE deverá ser transparente relativamente ao resultado das auditorias que entenda realizar, divulgando publicamente o resultado das mesmas.

4. Relativamente à auditoria aos custos de construção de UAG, lançada pela ERSE em 2012, a informação recebida do Regulador – e apenas na sequência de questão diretamente colocada pelo conselho – limita-se a referir que "/…/ *as diferenças observadas decorrem da metodologia seguida pelos ORDs na classificação e reporte de informação* /…/". Sendo certo que tem sido a própria ERSE a notar as dificuldades que regista no tratamento da informação recebida das empresas reguladas, do que resultou um esforço de sistematização e harmonização da mesma, a informação recebida do regulador parece redutora.

5. O CT não pode deixar de referir que cabe à ERSE o balizamento de alguns dos princípios a que devem obedecer os investimentos na RPGN, com especial relevância para a atividade das distribuidoras, de modo a respeitar o princípio da racionalidade económica na análise e avaliação dos investimentos.

G -PROVEITOS PERMITIDOS

A) CÁLCULO DOS PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS

1. O CT nota que ao contrário do sucedido em anos anteriores, a ERSE optou por apresentar em documento único o cálculo dos proveitos permitidos para o ano gás 2014-15 e dos ajustamentos devidos pelos anos 2011 (ano "s-2") e 2012 ("s-1").

2. O CT considera que em termos de seguimento do cálculo a nova metodologia é preferível, evidenciando-se mais claramente e de forma integrada as contribuições de cada uma das componentes (proveitos devidos no ano e ajustamentos tarifários) no valor dos proveitos a recuperar no ano gás de interesse. No entanto, a exemplo de anos anteriores, mantêm-se as dúvidas quanto à aplicação de fórmulas únicas de cálculo para as mesmas grandezas.[214]

3. No que respeita à não consideração do ajustamento provisório relativo ao ano (s-1) no cálculo dos proveitos permitidos, o CT reconhece que neste ano em particular tal resultaria num exercício de difícil resolução, atenta a prevista diminuição do consumo, o que agravaria ainda mais o impacto tarifário.

B) CONTAS REGULADAS AUDITADAS

1. Do ponto de vista negativo na apresentação dos cálculos dos ajustamentos, o CT nota que a ERSE não incluiu cópia das demonstrações financeiras auditadas apresentadas pelas empresas. Sendo certo que os recentes desenvolvimentos da regulamentação (não apenas no tarifário) apontam para uma maior utilização de auditorias externas, pareceria que a divulgação dos valores apenas contribuiria para uma maior transparência do processo, pelo que o CT recomenda a sua inclusão no documento final.

2. Acresce que, notando-se existirem discrepâncias entre os valores auditados e os aplicados no cálculo dos ajustamentos, caberia à ERSE justificar a utilização de valores diferentes, sob pena do exercício de auditoria se tornar inadequado, por ser gerador de incertezas e opacidade.

H - PREÇOS REGULADOS

1. O Conselho Tarifário tem defendido o princípio destes preços permitirem a recuperação dos custos dos serviços envolvidos na sua prestação, de modo a sinalizar uma adequada afetação e assunção dos respetivos valores pelos efetivos utilizadores. De um modo geral, considera-se que a proposta apresentada pela ERSE respeita estes princípios.

2. No particular, o CT tem a notar:

a) serviços regulados

Neste sentido, no que se refere aos itens "Interrupção e Restabelecimento do Fornecimento", "Leitura extraordinária" e "Quantia mínima em caso de mora", entende-se a proposta dos operadores regulados e a sua aceitação pela ERSE, dado o referido equilíbrio já ter sido atingido anos anteriores, sendo que a manutenção dos valores unitários é positiva, evitando agravamentos a suportar pelos consumidores.

b) encargos de ligação à rede

No que respeita aos custos de ligação à rede, traduzidos nas propostas relativas aos preços unitários de construção (em que também aqui os valores são mantidos face aos anos anteriores) e aos "fatores

[214] A título exemplificativo, já por mais de uma vez anotado, há que referir a incorporação do valor das amortizações no caso do cálculo dos proveitos permitidos das distribuidoras: enquanto que nuns casos a ERSE aplica diretamente o valor constante do quadro de cálculo do "imobilizado líquido", noutros tal não se verifica. Estas diferenças deveriam ser explicadas, sob pena de criação de situações de opacidade menos desejáveis.

a considerar no sobrecusto de veiculação" (em que a ERSE aplica a metodologia prevista na subregulamentação aplicável), o CT considera igualmente adequados os preços propostos.

Sem prejuízo do anterior, o CT recomenda que, após estes 2 primeiros anos da aplicação, a ERSE realize uma primeira avaliação da subregulamentação atualmente em vigor, em especial no que concerne aos custos suportados pelos maiores utilizadores, que ao aportarem gás às redes têm um efeito benéfico nas tarifas médias de veiculação-

c) valores de referência a considerar na integração de polos de consumo

O CT regista a diminuição do valor máximo aceite para a adequação para gás natural das instalações consumidoras, que, de acordo com a ERSE, sinaliza a progressiva maturidade das redes de distribuição, sendo assim menos justificável que o SNGN continue a suportar aqueles custos.

O CT reconhece racionalidade económica na proposta da ERSE, sugerindo que seja feito o necessário acompanhamento do impacto que esta diminuição terá no sucesso de contratação de ligação dos clientes às redes. Sendo certo que as atividades de conversão e reconversão representam uma parcela importante na criação de novos pontos de consumo, recomenda-se que a retirada dos apoios existentes seja feita de forma gradual e com uma avaliação continuada do seu impacto, de modo a prevenir um corte demasiado radical no crescimento do mercado.

I. PREÇO PARA AS TROCAS REGULADAS DE GNL

1. O Conselho Tarifário regista o aumento verificado no preço do mecanismo das "Trocas reguladas", de cerca de 103% face ao ano gás 2013 – 2014.
2. Este aumento significativo de preço conjugado com o facto de o mecanismo ser aplicável apenas em casos muito específicos de agentes que pretendam introduzir no mínimo 2 TWh de gás natural no mercado português através do terminal de Sines, parece confirmar a inadequação do mecanismo das "trocas reguladas de GNL" como potencial contribuinte para o aumento de utilização desta infraestrutura.
3. Tendo este mecanismo sido estabelecido como forma de potenciar a dinamização da utilização do terminal de Sines e de contribuir para a sua competitividade, o CT recomenda que a ERSE inicie junto dos agentes de mercado uma análise das regras de acesso ao terminal de GNL de Sines procurando identificar mecanismos alternativos que cumpram de forma efetiva este objetivo, a incorporar, se finalmente julgado necessário, na próxima revisão regulamentar.
4. O CT nota, aliás, que o documento da ERSE é omisso quanto à efetiva utilização do mesmo, o que sugere que os agentes têm conseguido obter os acordos bilaterais necessários e recorda que, já no parecer de 2013 recomendara à ERSE a concreta avaliação da aplicabilidade do mecanismo face aos objetivos pretendidos que, claramente, não estão a ser atingidos.

III
CONCLUSÃO

O Conselho Tarifário considera que as propostas que lhe foram apresentadas pela ERSE deverão ser reformuladas de acordo com os comentários e recomendações constantes do presente parecer.

Aprovado em 15 de maio de 2014.

[Parecer integral digitalizado]: ver pg. 163 e ss.

◆ Resposta da ERSE ◆

I - GENERALIDADE

Para efeitos da aprovação das tarifas e preços de gás natural a vigorarem em 2014-2015, o Conselho de Administração (CA) da ERSE submeteu a parecer do Conselho Tarifário (CT), no dia 15 de abril de 2014, a "Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2014-2015", tendo o CT emitido o seu parecer a 15 de maio de 2014.

Após a análise do referido parecer, tomando em consideração os comentários e sugestões nele apresentados, assim como os comentários das demais entidades consultadas, o CA da ERSE aprova até 15 de junho de 2014 as tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2014-2015.

As decisões tomadas no processo de aprovação das tarifas e preços são devidamente justificadas através do documento "Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2014-2015" e respetivos documentos complementares, sendo os mesmos divulgados na página de internet da ERSE, acompanhados pelo parecer do CT e dos comentários da ERSE sobre o mesmo.

No presente documento apresentam-se os comentários do CA da ERSE aos comentários e recomendações constantes do parecer do CT.

II - ESPECIALIDADE

A – ESPECIFICIDADES DO SISTEMA NACIONAL DE GÁS NATURAL (SNGN)

A.1 – QUANTIDADES E ESTIMATIVAS

As previsões do CA da ERSE para o consumo de gás natural das centrais de ciclo combinado, assentam nos pressupostos enunciados no documento de "Caracterização da procura de gás natural no ano gás 2014-2015", designadamente: (i) no cumprimento das quantidades contratuais da central da Turbogás e (ii) na neutralização no *mix* de produção elétrica de 2014 e 2015 dos efeitos da hidraulicidade e eolicidade elevadas que se registaram em 2013, respetivamente IPH_{2013}=1,17 e IPE_{2013}=1,18, em especial para 2015,

Os consumos dos centros electroprodutores de 2013 indicados nos documentos da proposta apresentada ao CT (2,8TWh) correspondem a valores estimados pelo ORT para 2013, embora os dados disponibilizados mais recentemente indiquem um consumo deste tipo de instalações de 3,4TWh.

No que respeita ao AGC da Turbogás, importa referir que em 2013 o consumo ficou cerca de 0,7 TWh abaixo do valor de *take-or-pay*. Além disso, o acordo celebrado entre a Galp e a REN, para redução das quantidades contratadas vigorará entre outubro de 2012 e setembro de 2015, pelo que, mantendo-se os pressupostos do referido acordo, é expectável uma subida das quantidades contratuais, e, portanto, dos consumos, durante o ano de 2015.

Por outro lado, os dados constantes no Relatório de Monitorização de Segurança de Abastecimento do SEN para o período 2013-2030, mostram que a banda de variação da utilização das centrais de ciclo combinado a gás natural devido à alteração dos regimes hidrológicos deverá situar-se nos +/-10%. Mesmo considerando uma redução desta banda de variação, atendendo ao contexto atual do setor elétrico, verifica-se que uma variação do fator de utilização das centrais de ciclo combinado de Lares, Pego e Ribatejo entre 2% e 3%, representa um crescimento da produção elétrica destas centrais de 650GWh, o que corresponde a um aumento do respetivo consumo de gás de aproximadamente 1,4 TWh.

Assim, face ao acima exposto, optou-se por manter a previsão de 5,6 TWh para consumo de gás dos centros electroprodutores.

No que diz respeito ao cenário de aprovisionamento de gás natural para o ano gás 2014-2015, o CA da ERSE incorporou na sua "Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2014-2015" uma alteração substancial na estrutura de abastecimento dos consumos, entre as injeções na rede de alta pressão através do terminal de GNL de Sines e as interligações. Esta alteração resultou numa estrutura de aprovisionamento de 34% e 66%, entre o terminal de GNL de Sines e as interligações, respetivamente. Como foi justificado no documento da "Caracterização da procura de gás natural no ano gás 2014-2015", a previsão do aprovisionamento considerou a previsão do operador da RNT e do operador do terminal de Sines, a evolução histórica da estrutura de abastecimento do consumo entre o terminal de Sines e as interligações e os resultados do leilão de atribuição de capacidade anual (PRISMA). Esta previsão resulta numa injeção do terminal de GNL de Sines na rede de alta pressão de 16 131 GWh e de uma injeção nas interligações de 31 314 GWh no ponto virtual (soma das quantidades entre Campo Maior e Valença do Minho).

No entanto, os dados mais recentes para a emissão do terminal de GNL de Sines são conducentes à adoção de um cenário de aprovisionamento de gás natural para o ano gás 2014-2015, que deverá acentuar a assimetria da repartição entre injeções do terminal de GNL e interligações por gasoduto

Acresce que o CT no seu parecer à "Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2014-2015" salienta o facto do comportamento em baixa da emissão do terminal de Sines e os crescentes níveis de utilização das interligações, solicitando que sejam adaptadas as respetivas previsões a esta nova realidade da procura.

Atendendo à solicitação do CT, onde estão representados todos os agentes do setor do gás natural, e à evolução histórica da estrutura de abastecimento do consumo entre o terminal de Sines e as interligações, foi revista em baixa a previsão de emissão do terminal de Sines para a rede de alta pressão. Desta forma, prevê-se que no ano gás 2014-2015 o terminal de Sines seja responsável pela injeção de 14 230 GWh e as interligações pela injeção de 33 204 GWh. Altera-se assim a estrutura no abastecimento dos consumos, para 30% através do terminal de Sines e 70% através das interligações.

A.2 – UTILIZAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS

Conforme justificado no ponto anterior e de acordo com a solicitação do parecer do CT, a previsão de injeção do terminal de Sines para o ano gás 2014-2015 foi alterada.

B – COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO

Na conceção do modelo de regulação da atividade de Comercialização de Último Recurso (CUR) para o presente período de regulação, o CA da ERSE, tal como desde o início do processo de liberalização do mercado, teve em consideração o decréscimo do nível daquela atividade regulada. Além de pretender assegurar a eficiência dos custos aceites associados à atividade de comercialização de último recurso, a ERSE pretende assegurar a inexistência de subsidiação cruzada entre atividades dos operadores que operam no mercado regulado e no mercado livre.

Assim, na definição dos parâmetros e dos indutores de custos para o atual período regulatório foi solicitada mais informação a cada um dos CUR com o objetivo de proporcionar uma correta aderência dos custos desta atividade aos parâmetros a definir para o período de regulação.

Outra evidência das preocupações do CA da ERSE face à redução do nível de atividade de comercialização de último recurso é a repercussão do diferencial por extinção de tarifas, apurado ao nível da função de Comercialização de gás natural do CUR na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) e dos ajustamentos da função de compra e venda de gás natural na parcela II da tarifa de UGS, tarifa paga pelos consumidores do mercado regulado e do mercado livre.

O CA da ERSE opta pela publicação das tarifas transitórias de venda a clientes finais para clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m^3 na expetativa de prorrogação das tarifas transitórias através de

Portaria, nos termos do Decreto-Lei n.º 15/2013, de 28 de janeiro, que procedeu à terceira alteração ao Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho. Importa salientar que a não aprovação das tarifas de último recurso teria impactes significativos para os consumidores que ainda continuam a ser fornecidos pelo CUR.

Adicionalmente toma-se boa nota da proposta apresentada pelo CT de tornar mais expressivo o incentivo à mudança de comercializador, para os clientes com consumos anuais de gás natural superiores a 10 000 m^3. As decisões que têm sido tomadas sobre esta matéria têm permitido uma adesão significativa ao mercado livre, sabendo-se que em abril de 2014 cerca de 53% dos clientes continuavam no mercado regulado (o que corresponde a apenas 9% do consumo).

C – MERCADO LIVRE

A informação sobre os desenvolvimentos do mercado liberalizado de gás natural está dependente do cumprimento atempado dos deveres de informação por parte dos operadores de redes e da entidade encarregue da gestão da mudança de comercializador. Como foi do conhecimento público, após uma reiterada falha no cumprimento daqueles deveres de informação e, posteriormente, da deteção de inconsistências na informação recebida, a ERSE determinou a realização de uma auditoria que viesse a determinar as circunstâncias e razões subjacentes àqueles problemas.

A ERSE defendeu, desde sempre, que, como sustenta o CT, a existência e divulgação de informação sobre o desenvolvimento do mercado retalhista constitui um importante contributo para a sua afirmação em condições de transparência e igualdade de oportunidades entre os agentes económicos. Como também reconhece o CT, está, no presente, a ser efetuada a divulgação pela ERSE desta informação, no presente, ainda em periodicidade trimestral. Tal foi tornado possível com a conclusão do processo de auditoria acima mencionado, que, além de circunstanciar as condições relativas ao incumprimento na remessa de informação, permitiu ainda garantir, por entidade terceira e independente, que a informação ora fornecida apresenta características de robustez e mínima compatível com a sua divulgação pública.

Neste sentido, a ERSE considera que a divulgação de informação do mercado liberalizado de gás natural em periodicidade superior a trimestral deverá concretizar-se quando, de forma continuada, haja garantias de comprovada regularidade no envio de informação de forma atempada e coerente com a realidade que se pretende constatar.

Assim, reconhecendo a ERSE a pertinência do comentário do CT, não deixará de envidar todos os esforços para que a divulgação de informação sobre o desenvolvimento do mercado retalhista de gás natural possa beneficiar da periodicidade mensal que se observa para o mercado elétrico. Mantendo a informação a regularidade e a integridade que se pôde observar no decurso dos últimos 6 meses, a ERSE crê que a curto prazo se alcançará esse objetivo.

Tal como descrito no documento de "Caraterização da procura de gás natural no ano gás 2014-2015" previram-se as quantidades e o número de clientes no mercado liberalizado em função dos pressupostos efetuados para a comercialização de último recurso, ou seja, em função da informação previsional disponibilizada pelos vários CUR:

- No ano gás 2014-2015 a quota de mercado prevista para consumos anuais superiores a 10 000 m^3 é em média de 99,0% (energia) e de 87,8% (número de clientes).
- No ano gás 2014-2015 a quota de mercado prevista para os clientes em baixa pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m^3 é em média de 64,9% (energia) e de 65,0% (número de clientes).

Atendendo ao parecer do CT, reconsiderou-se a incorporação na Sonorgás de energia e pontos de entrega de gás natural associados a novos polos de consumo, cuja atribuição de licença de distribuição se encontra ainda em fase de concurso. Deste modo, para esta empresa passou a considerar-se apenas o consumo e pontos de entrega referentes aos polos existentes, tendo em conta a evolução proposta por este operador da rede de distribuição para os mesmos.

No que diz respeito à simetria das taxas de liberalização para a os clientes em BP< (valores próximos dos 65%, quer em termos de consumo quer em termos de número de clientes) estes valores resultam da informação disponibilizada pelos vários CUR, correspondendo a um valor ponderado. Na análise desta mesma informação por operador da rede de distribuição verificamos que esta simetria não se verifica.

Quota de mercado (consumo e n.º clientes)

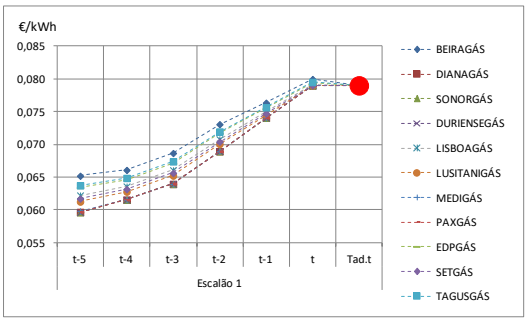
ML	Energia		
	BP< 10k m3	BP> 10k m3	MP
Beiragás	65%	92%	100%
Dianagás	74%	95%	100%
Duriensegás	66%	93%	97%
Lisboagás	57%	90%	99%
Lusitaniagás	63%	97%	100%
Medigás	64%	97%	0%
Paxgás	64%	93%	0%
EDPgás	77%	97%	100%
Setgás	64%	95%	100%
Sonorgás	66%	90%	0%
Tagusgás	41%	100%	100%
Total	**65%**	**95%**	**100%**

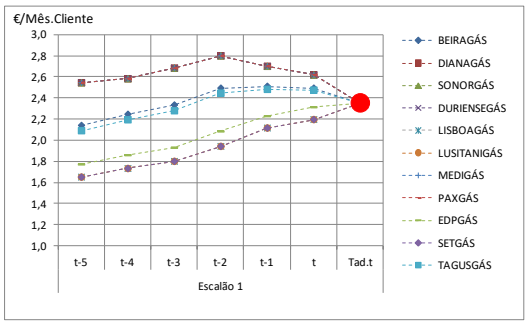
Nº Clientes		
BP< 10k m3	BP> 10k m3	MP
61%	78%	94%
65%	78%	100%
63%	83%	77%
60%	79%	88%
62%	86%	94%
61%	89%	0%
61%	78%	0%
79%	98%	100%
63%	80%	100%
71%	91%	0%
50%	100%	100%
65%	**87%**	**96%**

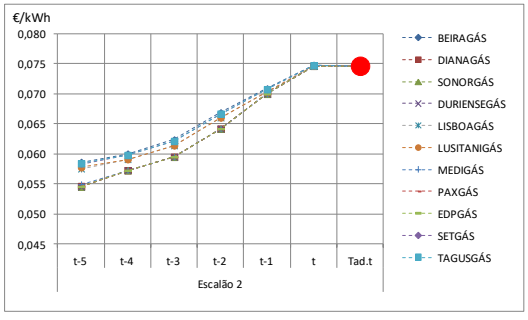
A ERSE tem procurado alcançar a aditividade em todos os escalões de consumo da BP<, através de variações diferenciadas de preços. A convergência para tarifas aditivas tem vindo a ser prosseguida de forma gradual, por forma a acautelar impactes tarifários significativos nos consumidores de gás natural.

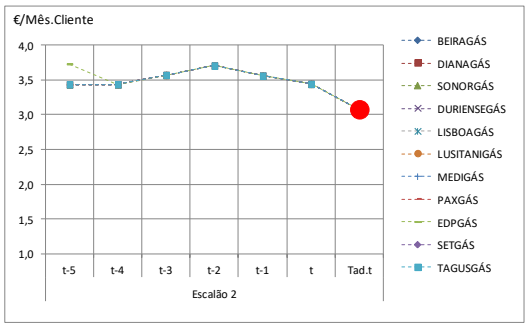
As figuras seguintes apresentam a trajetória de evolução para as tarifas aditivas, discriminada por escalão de consumo, quer para os preços de energia, quer para o preço do termo fixo mensal, sendo evidente o esforço de convergência para preços aditivos.

Evolução do preço de energia para a tarifa aditiva, por escalão de consumo

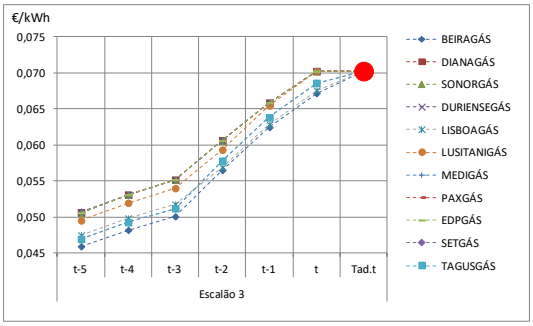


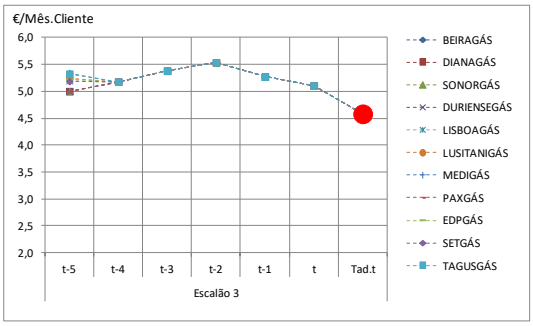


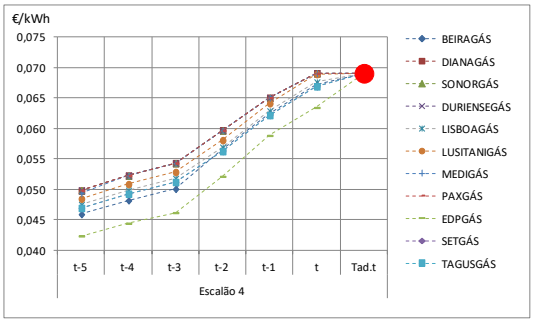


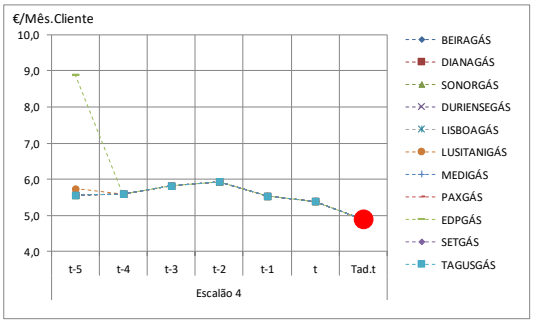


Evolução do preço do termo fixo para a tarifa aditiva, por escalão de consumo









D – TARIFAS E PROVEITOS PERMITIDOS

D.1 – DESVIOS DE FATURAÇÃO E PROVEITOS

A ERSE na elaboração dos seus documentos tem a preocupação de apresentar a informação e os cálculos efetuados de forma tão detalhada quanto possível. Os documentos publicados pela ERSE apresentam, para cada atividade regulada as várias parcelas que compõem os seus proveitos e ajustamentos. Desta forma é possível aferir quais as parcelas que dizem respeito aos proveitos próprios de cada operador e os valores que são recuperados pela atividade sendo posteriormente transferidos para os operadores aos quais são devidos.

Nesta perspetiva é importante distinguir os conceitos de proveitos permitidos e de proveitos a recuperar. Os proveitos permitidos de um operador, nem sempre são recuperados no âmbito do exercício da sua atividade, mas sim por outros operadores no âmbito das atividades que exercem. Estes proveitos são posteriormente transferidos pelos operadores que os recuperaram por aplicação da sua tarifa, para os operadores a quem são devidos. Assim os proveitos a recuperar por uma atividade são os que resultam da aplicação da sua tarifa. Os proveitos permitidos de um operador são os proveitos que lhe são devidos, podendo ser recuperados pela aplicação da sua tarifa ou por transferência entre empresas.

O CA da ERSE tem o cuidado de publicar nos seus documentos[215] a informação dos proveitos permitidos e a recuperar por cada operador bem como as razões que justificam as diferenças entre os valores apresentados nos quadros de proveitos permitidos e de proveitos a recuperar. Neste particular, realça-se o quadro 3-4 do documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2014-2015 das empresas reguladas do setor do gás natural" onde se apresentam detalhadamente os valores a recuperar pelo

[215] Vide quadros 3-1 e 3-2 do documento "Proveitos permitidos do ano gás 2014-2015 das empresas reguladas do setor do gás natural" e quadros 0-11 e 0-12 do documento "Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2014-2015".

operador da rede de transporte, no âmbito da sua atividade de gestão técnica global do sistema, através da aplicação das tarifas de UGS I e de UGS II e que são posteriormente transferidos para outros operadores.

Os documentos publicados pela ERSE apresentam, também, os valores detalhados dos ajustamentos de cada atividade. Realçam-se, o quadro 3-3 do documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2014-2015 das empresas reguladas do setor do gás natural", onde se apresentam os impactes dos ajustamentos por atividade regulada e o capítulo 3.2 do mesmo documento onde se apresentam a síntese dos ajustamentos referentes aos anos civis de 2012 e de 2013, apesar deste, não ter sido considerado no cálculo dos proveitos permitidos do ano gás 2013-2014.

Os ajustamentos calculados para efeitos de tarifas têm por base a comparação entre os proveitos faturados (montante global que resulta de quantidades reais multiplicadas pelos preços publicados pela ERSE) e os proveitos permitidos às empresas baseado em custos reais aceites pelo regulador.

Os ajustamentos aos proveitos permitidos de cada atividade resultam de vários fatores como sejam os desvios de faturação e o nível de atividade de cada operador. A quantificação rigorosa dos impactes dos desvios de faturação para todas os operadores tornar-se-ia uma tarefa complexa e morosa dado o número de empresas a operar no setor do gás natural e à complexidade da estrutura tarifária que permite recuperar os proveitos de cada operador.

Refira-se, no entanto, que os ajustamentos dos acessos resultam principalmente de desvios de quantidades, nomeadamente, no que respeita ao terminal de GNL e ao transporte. Os preços previstos para os acessos divergem pouco dos preços reais. No que respeita à energia, os desvios de preços têm maior impacte do que os desvios de quantidades.

D.2 – TARIFAS

Conforme referido pelo CT tem existido nos últimos anos uma forte volatilidade do consumo de gás natural, tendo-se observado uma queda do consumo de gás natural pelas centrais de produção de energia elétrica de 22 TWh em 2011 para cerca de 3 TWh em 2013. A inversão da tendência de crescimento do consumo de gás natural e a forte quebra do consumo registada em 2012 e em 2013 era de difícil previsão, conforme evidencia a figura apresentada no parecer do CT.

Adicionalmente, no ano gás 2013-2014 ocorreu uma alteração do modelo de contratação das infraestruturas da RNTIAT, que dificultou a precisão das previsões associadas às variáveis de faturação, bastante dependentes do perfil de utilização das infraestruturas pelos agentes de mercado. Essa alteração do modelo de contratação de capacidade criou algumas dificuldades na previsão das variáveis de faturação devido a uma maior imprevisibilidade sobre o comportamento dos agentes perante o novo modelo de atribuição de capacidade.

Com o novo modelo os agentes têm que efetuar a contratação de produtos de capacidade anuais, trimestrais, mensais e diários, sendo o leilão de atribuição de capacidade anual para o período de outubro do ano t a setembro do ano t+1 realizado em março do ano t. Assim, passada a fase inicial de adaptação dos agentes, o novo modelo de atribuição de capacidade vem dar uma maior previsibilidade sobre a utilização futura das infraestruturas, esperando o CA da ERSE que tal possa contribuir para a redução dos desvios de faturação no futuro.

D.2.1 TARIFAS DE ACESSO À REDE (TAR)

A ERSE, à semelhança do plano de repercussão dos ajustamentos da aquisição de gás natural definido em 2010-2011, na sua proposta de alteração da metodologia de recuperação daqueles custos para o ano gás 2014-2015, teve em conta o impacte tarifário que resultaria da contemplação no cálculo dos proveitos permitidos para o ano gás 2014-2015 dos valores referentes à parcela II da tarifa de UGS.

Por outro lado, a alocação dos custos a cada segmento de consumidores foi sempre tida em atenção, como ficou evidenciado na separação das tarifas de UGS II entre UGS II< e UGS II>. No que respeita à relação

entre quem gera os desvios e quem os paga, a ERSE teve em atenção os clientes que, embora, já estejam no mercado, e não tendo atualmente, qualquer relação com o CURG, antes da passagem para o mercado faziam parte do mercado regulado. Desta forma, e porque antes da sua passagem para o mercado, também contribuíram para a existência de desvios, deverão, também, ser pagadores dos mesmos, pois, caso contrário não se evitaria o desequilíbrio entre o mercado livre e o mercado regulado aquando da passagem dos clientes para o mercado e não se asseguraria o equilíbrio económico-financeiro dos CURr.

Chama-se ainda a atenção que, embora os centros electroprodutores não sejam afetados pela UGS II pela razão identificada pelo próprio CT, os desvios das atividades de acesso têm impacte nas tarifas de acesso pagas pelos centros electroprodutores.

Face ao exposto, aquando da definição da metodologia para recuperação dos ajustamentos da atividade de compra e venda de gás natural do CUR Grossista em sede de regulamentação complementar, a ERSE terá em conta as situações anteriormente descritas e que se traduzem nas preocupações agora demonstradas pelo CT.

D.2.2 CAPACIDADE DE ENTRADA E TARIFAS FLEXÍVEIS

Capacidade de entrada

No que respeita à tarifa de URT, a ERSE procedeu em 2010 a uma alteração que visou, por um lado, seguir as melhores práticas a nível europeu adaptando o sistema tarifário à nova diretiva Europeia e ao novo Regulamento n.º 715/2009 e, por outro lado, proceder a um esforço de harmonização com Espanha no âmbito da criação do mercado ibérico de gás natural. A tarifa de URT, cujos preços são aprovados pelo CA da ERSE, é faturada quer nos pontos de entrada na rede de transporte quer nos pontos de saída.

Em 2013, com a revisão do Regulamento Tarifário, as variáveis de faturação desta tarifa de entrada foram alteradas. Inicialmente, o pagamento da tarifa anual de entrada era aplicável a valores da capacidade máxima tomada dos últimos 12 meses, sendo por isso uma tarifa *ex-post*. Atualmente, no novo modelo de pagamento da tarifa os comercializadores pagam pela capacidade que reservam. Foram introduzidos no modelo de contratação de capacidade, produtos de capacidade anuais, trimestrais, mensais e diários, o que permite que os vários comercializadores adaptem as suas necessidades de capacidade ao perfil de consumo da sua carteira de mercado.

Esta nova forma de contratação de capacidade pelos comercializadores é orientada pelas obrigações que resultam do normativo Europeu relativo aos mecanismos de alocação de capacidade.

Nos termos do Regulamento Tarifário os preços da componente de entrada da tarifa de URT são aplicáveis exclusivamente aos agentes de mercado (comercializadores e clientes com estatuto de agentes de mercado). Os comercializadores transmitem o custo incorrido (pelo uso dos pontos de entrada da rede de transporte) nas faturas dos seus clientes em variáveis preço, a escolher por cada comercializador, à semelhança dos custos com a utilização do terminal de gás natural liquefeito, do armazenamento subterrâneo ou do aprovisionamento de gás natural.

A forma de cobrança dos custos de entrada da tarifa de URT pelos comercializadores aos seus clientes é livre, podendo ser explicitada num preço próprio ou incorporada no preço da energia, opção a acordar entre os comercializadores e os clientes no processo de negociação das condições de preço do fornecimento de gás natural, observando os princípios da transparência e da não discriminação.

Tarifas flexíveis

Em 2013 foram aprovadas novas opções tarifárias de acesso às redes para consumos com carácter iminentemente sazonal, designadas por tarifas flexíveis para alta, média e baixa pressão, com consumos anuais superiores a 100 000 m^3. Com estas novas opções flexíveis, a contratação de capacidade pode ser efetuada exclusivamente em base mensal, enquanto com as tarifas de acesso de longas e de curtas

utilizações, os pagamentos de capacidade contratada são devidos todos os meses, mesmo que não exista consumo de gás natural.

Com esta alteração, os consumidores podem aceder a novas ofertas comerciais que constituirão alternativas às formas de contratação vigentes:

- Tarifa de longas utilizações: esta opção tarifária é vantajosa para os consumidores com utilizações de gás natural estáveis ao longo de todo o ano.
- Tarifa de curtas utilizações: esta opção tarifária é vantajosa para os consumidores com utilizações de gás natural menos intensivas (utilizadores com energia consumida em períodos de tempo curtos, como por exemplo os consumos sazonais).
- Tarifa flexível - contratação exclusivamente mensal: esta opção tarifária apresenta vantagens para instalações com consumos sazonais e pontas esporádicas.
- Tarifa flexível - contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão: esta opção tarifária apresenta vantagens para instalações com um perfil de consumo estável, mas com consumos mais elevados nos meses de abril a setembro.

A opção tarifária de acesso às redes mais adequada a cada consumidor depende das suas características de consumo, designadamente da sua modulação anual. De uma forma geral, as opções tarifárias de acesso às redes flexível e de curtas utilizações são mais adequadas para os consumidores com consumos anuais irregulares e sazonais (com menores modulações anuais) e a tarifa de longas utilizações para consumidores com consumos anuais mais constantes ao longo de todo o ano (maiores modulações anuais). As opções tarifárias de longas e curtas utilizações correspondem a contratos de acesso às redes anuais. As opções tarifárias flexíveis correspondem a contratos de acesso às redes mensais.

Cabe aos consumidores escolher as opções tarifárias mais adequadas, designadamente no que respeita às tarifas de acesso às redes devendo os comercializadores informar e orientar nesta escolha.

D.2.3 TARIFAS TRANSITÓRIAS

Conforme mostrado na resposta ao ponto C, a ERSE tem procurado alcançar a aditividade em todos os escalões de consumo da BP<, através de variações diferenciadas de preços. A convergência para tarifas aditivas tem vindo a ser prosseguida de forma gradual, por forma a acautelar impactes tarifários significativos nos consumidores de gás natural.

O CA da ERSE toma boa nota do comentário do CT da adoção de medidas no sentido de maior migração dos clientes para o mercado liberalizado, que poderá passar por um maior agravamento das tarifas transitórias de venda a clientes finais, considerando que estas tarifas não são aplicadas aos consumidores vulnerárias aos quais se aplicam as tarifas sociais.

Relativamente aos consumidores vulneráveis a ERSE continuará a colaborar com as entidades competentes, para aprofundar as medidas de proteção destes consumidores.

D.2.4 TARIFA SOCIAL E ASECE

O parecer do CT apresenta um conjunto de sugestões sobre questões que são da competência do Governo, tomando o CA da ERSE boa nota dessas sugestões, estando disponível para, no âmbito das suas competências, prestar toda a colaboração necessária às entidades competentes.

No que se refere à uniformização da tarifa social de venda a clientes finais em baixa pressão, considera-se que esse objetivo deve ser atingido de forma gradual, acautelando impactes tarifários significativos sobre os clientes.

Tendo em atenção a necessidade de proteger os clientes economicamente vulneráveis no setor do gás natural, o Governo criou a tarifa social de gás natural através do Decreto-Lei n.º 101/2011. O referido

decreto-lei estabelece que a tarifa social será calculada através da aplicação de um desconto na tarifa de acesso às redes em baixa pressão e que o valor deste desconto é determinado pela ERSE, tendo em conta o limite máximo de variação da tarifa social de venda a clientes finais, a fixar anualmente pelo membro do Governo responsável pela área da energia. O membro do Governo responsável pela área da energia veio estabelecer, através do Despacho n.º 4321-B/2014, que o limite máximo da variação da tarifa social de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso do ano gás 2013 -2014 para o ano gás 2014-2015 é de 1,0 %.

De acordo com a sugestão do CT, passa a incluída no documento de caraterização da procura a informação sobre o número de consumidores que estão abrangidos pela tarifa social.

E – TAXAS DE OCUPAÇÃO DE SUBSOLO

Conforme referido no parecer do CT com a publicação da Lei n.º 53-E/2006, de 29 de Dezembro, o regime geral das taxas das autarquias locais, consagrado naquele diploma, veio permitir a criação de taxas por regulamento aprovado pelo respetivo órgão deliberativo autárquico, fixando expressamente, como uma das bases de incidência objetiva das mesmas, a utilização e aproveitamento de bens do domínio público e privado municipal, dando, assim, enquadramento legal à cobrança de taxas, por ocupação do subsolo, às concessionárias de distribuição de gás.

Através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 98/2008, de 8 de Abril, foram aprovadas as minutas dos contratos de concessão de serviço público de distribuição regional de gás natural, os quais preveem que os custos com as Taxas de Ocupação do Subsolo (TOS) são suportados pelos consumidores de gás natural de cada município, sendo a sua cobrança feita através das faturas do fornecimento do gás natural emitidas pelas empresas concessionárias de distribuição de gás natural que operam na área de cada município.

Nos termos da Lei, o valor das taxas de ocupação do subsolo resulta de decisão aprovada em cada Assembleia Municipal, diferindo assim de município para município.

Nos termos da Resolução do Conselho de Ministros n.º 98/2008, de 8 de abril compete à ERSE definir a metodologia de repercussão nos consumidores das TOS aprovadas por cada município.

Assim, a ERSE estabeleceu no artigo 154.º do Regulamento Tarifário a referida metodologia e anualmente publica em conjunto com o pacote de tarifas de gás natural informação sobre as taxas de ocupação de subsolo que estão a ser praticadas em cada município.

A publicação desta informação decorre de pedidos do CT para que a ERSE proceda à publicação da mesma. Essa solicitação é feita, por exemplo, no parecer do CT à proposta de tarifas para o ano gás 2010-2011, que passamos a transcrever: "*O CT expressa uma grande preocupação com o efeito que a soma destas taxas podem ter no consumidor final, recomendando à ERSE não apenas que divulgue e publicite claramente quais os montantes cobrados por cada município, como, também, que desenvolva junto da associação representativa dos mesmos diligências que visem por um lado, a moderação dos valores e a convergência de critérios e, por outro, a sensibilização para a isenção de taxas municipais em caso que os justifiquem*".

Em resposta a esta solicitação a ERSE passou a apresentar a informação recolhida na página de internet dos vários operadores de redes de distribuição, apresentando-se os impactes na fatura dos consumidores de BP com consumos inferiores a 10 000 m^3/ano.

No seu parecer à proposta de tarifas para o ano gás 2011-2012, o CT voltou a solicitar à ERSE que publicasse também a informação para os consumidores com consumos anuais de gás natural acima de 10000m^3/ano: "*O CT recomenda, ainda, que a ERSE inclua no documento final uma avaliação do impacto das TOS no preço de gás natural de clientes de consumo anual superior a 10 000 m^3/ano, por exemplo por referência às tarifas de acesso aplicáveis*."

Assim, a ERSE passou a publicar no anexo I do seu documento de estrutura tarifária toda a informação solicitada pelo CT, nomeadamente:

1. Quadro com as taxas de ocupação do subsolo que estão a ser aplicadas por cada município, publicadas nas paginas de Internet dos vários operadores de redes de distribuição;
2. Quadro com valor médio das TOS por unidade de energia e o seu peso na fatura de acesso às redes dos clientes em BP<, BP> e MP, por município;
3. Quadro com valor médio das TOS por unidade de energia e o seu peso na fatura final dos clientes em BP<, BP> e MP, por município.

Importa reforçar que se trata de uma apresentação dos valores em vigor em abril de 2014, podendo os mesmos ser alterados durante o ano gás 2014-2015, designadamente em janeiro de 2015. Qualquer comparação entre estes valores e os valores verificados em abril de 2013 terá de ter em conta que, em cada ano, não é apenas repassado o valor das TOS cobrada no ano anterior pelo município, como também são repassados pagamentos já efetuados pelo ORD relativos a dívidas resultantes de decisões do tribunal.

Tal como solicitado pelo CT, a ERSE continuará a sensibilizar todos os interessados sobre os impactes das TOS nos preços finais pagos pelos consumidores.

F – INVESTIMENTOS

A análise dos investimentos no SNGN, levada a cabo pela ERSE, integra as seguintes duas dimensões:

a) Uma análise técnico-económica dos projetos de investimento, tanto para a RNTIAT como para a RNDGN, focada em aspetos como a oportunidade, os montantes associados a cada projeto, a calendarização da sua execução, o impacto tarifário e o impacto na segurança de abastecimento para o SNGN.

b) A adequação dos montantes associados aos investimentos executados e previstos, relativamente ao valor de mercado de obras ou intervenções similares, sendo que essa análise, no caso da RNTIAT, recorre a *benchmarking* internacional e, para a RNDGN, tem sido sustentada através de uma prestação de informação sistemática dos operadores de distribuição com atividade no SNGN.

A intervenção da ERSE na análise de investimentos é tanto mais relevante quanto melhor for a articulação destas duas dimensões.

Com efeito, o CT sublinha a contenção dos investimentos nas infraestruturas de alta pressão, sendo notório que essa contenção resulta de uma revisão do investimento proposto pela REN Gasodutos em sede de PDIRGN que foi objeto de consulta pública e parecer da ERSE em 2013.

No que respeita à RNDGN o CT manifesta diversas preocupações, partilhando a opinião da ERSE relativamente à necessidade de um melhor suporte técnico-económico para o investimento em ativos de distribuição. Refere ainda o CT a necessidade de maior intervenção da ERSE ao nível dos custos associados a conversões/reconversões e UAGs.

A ERSE toma boa nota das preocupações apontadas pelo CT, porém, importa assinalar que, no que respeita à justificação do investimento na RNDGN, esses objetivos devem ser materializados nos planos de desenvolvimento e investimento das redes de distribuição previstos no Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na nova redação que lhe é dada pelos Decreto-Lei n.º 77/2011, de 20 de junho, Decreto-Lei n.º 230/2012 e Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro. Entende a ERSE que, no decurso de 2014, em particular na consulta pública à proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNDGN estarão criadas as condições necessárias a uma discussão mais participada e abrangente sobre esta temática, sendo certo que nos futuros exercícios de análise de investimento para efeitos de determinação de tarifas,

associados essencialmente a orçamentações e relatórios de execução, estarão devidamente enquadrados os investimentos na expansão da RNDGN.

Importa ainda considerar que a ERSE regista e acompanha a referência do CT quanto à necessidade de se efetuar um exercício de reflexão sobre a aplicação da subregulamentação de ligações às redes, matéria esta que tem óbvias interseções com os investimentos nas mesmas. Este exercício não deixará de ponderar todos os aspetos relevantes envolvidos e ser acompanhados de uma discussão ampla com todos os interessados.

F.1 – INVESTIMENTO EM UAG'S

A ERSE concorda com a perspetiva do CT relativamente aos novos polos de consumo, designadamente os integrados no concurso por prévia qualificação das 26 licenças de distribuição local de gás natural a norte do Douro, que irá decorrer nos termos do artigo 25.º do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na nova redação que lhe é dada pelo Decreto-Lei n.º 231/2012 de 26 de outubro, devidamente regulamentado na Portaria 1213/2010, de 2 de dezembro. Com efeito, sublinha-se que não foram considerados os montantes de investimento associados a estes novos polos de consumo na determinação das tarifas para o ano gás 2014-2015.

Relativamente ao investimento em UAG, importa apontar que os montantes executados em 2012 representaram 1,4 milhões de euros, ou seja, 2% do total realizado na RNDGN nesse ano. Refira-se ainda que, em anos anteriores, o investimento em UAG tem-se mantido dentro da mesma ordem de grandeza. No entanto, foi apontado pelo CT a necessidade de maior transparência no que respeita à realização destes investimentos tendo, em consequência dessa sugestão, sido realizada em 2012 uma auditoria aos custos associados às UAG's. Ficou notório dessa auditoria que as abordagens seguidas pelos operadores das redes de distribuição na adjudicação de construção das UAG são muito diversas, resultando em informação sobre montantes de investimento desagregados de forma muito diferenciada e, por essa razão, pouco comparável. Assim, a ERSE irá proceder à revisão da sua Norma N-12, sobre investimentos na RNDGN, no sentido de sistematizar e harmonizar a informação prestada pelos operadores de distribuição no que respeita às UAG, tornando essa mesma informação pública nos relatórios anuais de análise de investimentos do SNGN.

G – PROVEITOS PERMITIDOS

A) CÁLCULO DOS PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS

A apresentação dos proveitos permitidos para o ano de 2014-2015 e dos ajustamentos de 2012 e de 2013[216] num único documento foi efetuada no sentido de facilitar a leitura dos documentos por parte dos interessados e permitir ter uma visão integrada dos ajustamentos e dos respetivos impactes nas atividades reguladas.

B) CONTAS REGULADAS AUDITADAS

O procedimento adotado por parte do CA da ERSE, de não incluir as demonstrações financeiras no documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2014-2015 das Empresas Reguladas do setor do gás natural" foi o mesmo já adotado no processo de tarifas do setor elétrico para o ano de 2014.

Registe-se, no entanto, que a ERSE no cálculo dos ajustamentos tem em consideração os valores reais auditados enviados por cada um dos operadores. No entanto, no desempenho do seu papel de regulador, a ERSE, tem o dever de analisar e avaliar os valores enviados pelas empresas, o que pode resultar na não

[216] No parecer do CT, no ponto A) 1 do capítulo G, há uma referência à apresentação dos "…Ajustamentos devidos pelos anos 2011 (ano "s-2") e 2012 ("2-1"). Tal deve ter sido um lapso uma vez que os valores dos ajustamentos apresentados no documento "Proveitos permitidos do ano gás 2014-2015 das empresas reguladas do setor do gás natural" referem-se aos anos de 2012 (s-2) e de 2013(s-1).

aceitação de determinados valores não considerados eficientes ou na aceitação de valores diferentes dos auditados e constantes das contas reguladas.

Além disso, importa esclarecer que em alguns casos o facto dos valores apresentados nas contas reais auditadas não serem evidenciados de forma direta nos mapas da ERSE não significa que os mesmos não tenham sido aceites. Nestes casos, a ERSE considera os valores agregados ou repartidos de forma diferentes da que por vezes é apresentada nas demonstrações financeiras recebidas.

O facto de a ERSE não incluir no documento "Proveitos permitidos do ano gás 2014-2015 das empresas reguladas do setor do gás natural" a cópia das demonstrações financeiras auditadas apresentadas pelas empresas não invalida que as mesmas estejam disponíveis sempre que algum agente solicite a sua consulta.

H – PREÇOS REGULADOS

A definição dos preços regulados deve, no entender da ERSE, observar o princípio de adequação aos custos incorridos com as prestações de serviços que lhe estão associados, como, de resto, menciona o CT. O equilíbrio, reconhecido pelo CT, que já se alcançou ao nível de alguns desses preços decorre da aplicação continuada desse princípio.

A respeito da definição dos parâmetros associados ao estabelecimento de ligações às redes, a ERSE acompanha a recomendação de se efetuar uma verificação das condições de aplicação da subregulamentação em vigor, desde logo para aferir da sua adequabilidade às condições específicas dos diferentes utilizadores, bem como à racionalidade económica na distribuição dos custos associados com o estabelecimento de ligações às redes e à própria utilização desta.

Neste contexto, a sugerida avaliação da subregulamentação não deixará de se fazer de forma consistente e integradora, cruzando os aspetos conexos com o estabelecimento de ligações às redes, a maturidade e o enquadramento presente do mercado de gás natural. É, de resto, neste contexto que se pretende efetuar um acompanhamento das implicações da diminuição do valor de referência para as conversões e reconversões.

I – PREÇO PARA AS TROCAS REGULADAS DE GNL

O Regulamento Tarifário do setor do gás natural (RT), com a última redação que lhe foi dada pelo Regulamento n.º 139-E/2013, de 16 de abril, prevê um Mecanismo de Incentivo à Existência de Trocas Reguladas de Gás Natural Liquefeito (GNL) com o objetivo de fomentar a existência de trocas reguladas de GNL entre o comercializador do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) e os agentes de mercado que pretendem atuar no mercado de gás natural. Os princípios do Mecanismo de Incentivo às Trocas Reguladas de GNL estão previstos no artigo 103.º do RT.

Trata-se de um mecanismo de último recurso que deve ser utilizado como tal. Uma análise histórica da informação disponível mostra que o mercado tem encontrado outras alternativas mais favoráveis, pelo que não tem sido necessária a utilização deste mecanismo de último recurso.

Importa realçar que na proposta apresentada ao CT a determinação do preço aplicável a este mecanismo foi aperfeiçoada, tendo em conta a nova realidade de utilização do terminal de GNL, com uma crescente utilização deste para o carregamento de navios, o que contribui para necessidades adicionais de armazenamento de GNL. Neste novo contexto o cálculo das existências inerentes ao processamento de GNL passou a integrar apenas as necessidades de armazenamento associadas ao gás regaseificado e entregue na RNTGN. Desta forma passaram a ser determinadas as existências inerentes ao processamento de GNL através de um pro-rata entre a energia regaseificada e a energia rececionada no terminal de GNL, descontando-se a parte inerente ao carregamento de navios.

Desta forma o CA da ERSE toma em boa conta as sugestões apresentadas pelo CT e irá avaliar a oportunidade de proceder à introdução de melhorias adicionais neste mecanismo.

2 REGULAMENTAÇÃO E OUTROS

◆ Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNGN ◆ [Consulta Pública n.º 55]

Os estatutos da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, revistos pelo Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro, dispõem sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (doravante abreviado CT): "(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços"[217].

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: "(…) emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços", parecer este que é aprovado por maioria, não tem carácter vinculativo e deve ser emitido no prazo máximo de 30 dias após a receção da proposta.

O Conselho de Administração da ERSE entregou ao CT uma "Proposta de Manual de procedimentos da Gestão Técnica Global do SNGN", solicitando parecer sobre a mesma.

No decurso do período para emissão de parecer, o CT solicitou à ERSE esclarecimentos, tendo para o efeito reunido com representantes da entidade reguladora a 18 de agosto.

Posto o que, nos termos do n.º 3 do artigo 147.º do Regulamento Tarifário (RT), conjugado com o n.º 1 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro, a Secção do Setor do Gás Natural do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I - GENERALIDADE

1. As ações de compensação de rede baseadas em mercado e as transações que lhes estão associadas estão na génese da maioria dos mercados de gás natural na Europa tendo sido identificadas como uma forma de promover a liquidez dos mercados e a transparência de preços.
2. A UE considera a necessidade de "realização urgente de um mercado interno da energia plenamente operacional e interligado que contribua para garantir o fornecimento de energia acessível e sustentável à economia da União para a concretização do objetivo de reforçar a competitividade e de assegurar a todos os consumidores a possibilidade de comprar energia aos melhores preços"[218].
3. Para o efeito definiu um novo regulamento para promover "a harmonização das regras sobre compensação ao nível da União, que tem por objetivo proporcionar aos utilizadores das redes a certeza de que podem gerir as suas posições de equilíbrio em diferentes zonas de compensação por toda a União, de forma não discriminatória e eficiente de um ponto de vista económico"[219].
4. A publicação do Regulamento (UE) n.º 312/2014 da Comissão, de 26 de março, que institui um código de rede para a compensação das redes de transporte de gás, determinou a necessidade de uma revisão profunda do Manual de Procedimentos de Gestão Técnica Global (MPGTG) do Sistema Nacional do Gás Natural (SNGN), na medida em que as regras a adotar futuramente para a compensação da RNTGN, bem como as competências a atribuir ao Gestor Técnico Global (GTG) do SNGN e aos operadores das infraestruturas, diferem substancialmente das práticas em vigor.
5. A presente proposta de MPGTG abrange um conjunto de procedimentos que consolida no quadro do Regulamento (UE) n.º 312/2014 da Comissão, de 26 de março, as competências e práticas do GTG a

[217] Cf. artigo 48.º do Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro.

[218] Citação do texto de enquadramento do Regulamento (UE) n.º 312/2014 da Comissão, de 26 de março.

[219] Idem como nota anterior.

nível operacional, a sua interação com os operadores das infraestruturas da rede pública de gás natural, com os agentes de mercado e com os operadores dos mercados organizados.

6. Em consonância com o previsto no referido regulamento europeu, a REN Gasodutos organizou a 25 de novembro de 2014 uma primeira sessão de apresentação do código de rede, aberta a todos os *stakeholders*, a qual contou com a presença da ERSE e do ENTSOG.

7. Posteriormente, a 26 de junho de 2015, antecipando a revisão regulamentar do Regulamento de Operação das Infraestruturas (ROI), a ERSE organizou um *workshop*, também aberto a todos os *stakeholders*, com o intuito de discutir o modelo de prestação de informações a implementar no âmbito do código de rede para a compensação das redes de transporte de gás. Esse *workshop* foi precedido de duas sessões de trabalho nas instalações da ERSE, com o GTG e os Operadores das Redes de Distribuição (ORD), tendo em vista determinar o potencial impacto que cada um dos modelos previstos no código teria na operação do SNGN.

8. O *workshop* de 26 de junho teve uma ampla participação e gerou um consenso em torno da aplicação do modelo de fornecimento de informações 'Variante 2'. Esse entendimento orientou o GTG e operadores das redes de distribuição num trabalho posterior de adequação dos sistemas de informação, tendo em vista a implementação do código.

9. No período de 18 de dezembro de 2015 a 14 de abril decorreu a revisão regulamentar do ROL tendo sido formalmente adotado como modelo de fornecimento de informações a 'Variante 2', e transpostas as restantes disposições do Regulamento (UE) n.º 312/2014 da Comissão, de 26 de março, aplicáveis ao SNGN.

10. No passado 29 de junho de 2016, a ERSE voltou a convocar todos os *stakeholders* para discutir um pacote de nove procedimentos do MPGTG que materializam a componente física do código de rede para a compensação das redes de transporte de gás, Essa sessão de trabalho voltou a ser bastante participada, permitindo consolidar um conjunto de procedimentos que permitiram, com uma maior segurança, discutir e propor os aspetos de natureza financeira associados aos encargos de compensação diária e encargos de neutralidade.

11. Atendendo à natureza muito técnica e detalhada de alguns procedimentos, o CT considera positivo e vantajoso o trabalho prévio que envolveu os *stakeholders* destinatários desta regulamentação. Este trabalho é indispensável não só para assegurar a qualidade da regulamentação, mas também para permitir que os desenvolvimentos informáticos que será necessário implementar para permitir o cumprimento do MPGTG se façam com toda a eficiência e segurança.

II - ESPECIALIDADE

A. SERVIÇO DE FLEXIBILIDADE E GÁS DE OPERAÇÃO

1. Os utilizadores da rede são responsáveis à luz da regulamentação europeia pelo equilíbrio entre os seus fornecimentos e os seus consumos. Também o operador de rede necessita, em complemento, de meios de compensação física da rede para acomodar os diversos regimes de funcionamento e realizar a sua compensação residual.

2. Até à data estava disponível aos agentes uma margem comercial na rede que lhes permitia acomodar diferenças entre os seus fornecimentos e consumos, as quais poderiam contribuir para diferenças agregadas, em alguns casos significativas, que eram, por sua vez, compensadas com recurso à mobilização de reservas operacionais pelo gestor de sistema, sendo os custos dessas facilidades, no que respeita à utilização de capacidades, socializados no sistema, independentemente do nível de utilização individual, desde que dentro dos limites pré-definidos, acima dos quais os agentes estão sujeitos a penalizações.

3. À luz do novo regulamento os agentes são agora diretamente responsáveis pela neutralização diária dos seus desajustes comerciais pelo que o recurso à margem comercial foi eliminado.

4. Os agentes devem agora reagir em função da informação de que dispõem estando instituídos três grupos de consumidores em função da frequência de medição: não diária (MND), diária (MD) e intradiária (MI). Os primeiros incluem maioritariamente consumos domésticos, comerciais e da pequena industria, os segundos os consumos industriais e os últimos, as grandes indústrias ligadas em alta-pressão.

5. Os agentes passam a poder contratar explicitamente um serviço opcional de flexibilidade de *linepack*[220] mas apenas quando disponham de consumos com MD, por não ser possível conhecer esses consumos durante o processo diário de interação com a rede para que os agentes possam reagir de forma eficiente.

6. O gestor técnico, por seu lado, passa a dispor de um gás de operação que permitirá assegurar fisicamente o gasoduto para responder às variações de regime sem comprometer o funcionamento da rede. A gestão deste gás de operação será realizada através da compra e venda de gás em mercados de curto-prazo, elou contratação de serviços de compensação.

7. O CT reconhece a obrigatoriedade da implementação deste tipo de medidas e sublinha a criticidade da informação a trocar com os agentes, nomeadamente sobre consumos com origem em diversas redes e o que isso implica nos seus processos e sistemas.

8. Neste quadro, o CT entende ser necessário que, pelo menos durante o primeiro ano de aplicação deste manual, a ERSE acompanhe e ajuste quando necessário a sua implementação, considerando medidas transitórias para permitir que todos os participantes possam ajustar os seus processos da forma mais correta em tempo útil, para que os objetivos sejam plenamente conseguidos.

B. DESVIOS, AJUSTAMENTOS E APURAMENTO DOS DESEQUILÍBRIOS DIÁRIOS

1. Os desequilíbrios individuais de cada agente de mercado, refletem a diferença entre os fornecimentos e os consumos efetivos. Estes são apurados ao fim de cada dia de acordo com a metodologia agora estabelecida.

2. Pretende-se que os agentes de mercado assegurem de forma correta e voluntariamente a compensação de rede associada aos desequilíbrios na sua carteira de fornecimento. Para o efeito, o CT reconhece o esforço para assegurar que atempadamente sejam informados da sua descompensação de modo a que possam reagir no sentido de corrigir a sua situação antes de serem apurados custos.

3. O CT reconhece que as novas regras a implementar asseguram diversos mecanismos para que os agentes de mercado minimizem a sua descompensação ao eliminar grande parte da incerteza sobre os consumos que fica sobretudo associada às variações dos consumos de medição diária (MD) e para as quais é possível contratar especificamente um serviço opcional de flexibilidade de *linepack.*

4. No caso dos consumos de medição não diária MND basta que os agentes -cumpram a estimativa do operador de rede enviada previamente,

5. No caso dos consumos de medição intradiária (MI), pela sua dimensão e impacte na rede, estão previstos mecanismos de flexibilidade. Dado estarem previstos 3 períodos de revisão de quantidades durante o dia, o fornecimento de informação específica de MI por parte do operador de rede permite corrigir grande parte de eventuais desequilíbrios.

[220] *Linepack* — armazenamento de gás proporcionado pela rede entre o regime mínimo e máximo de pressão para um determinado regime de fluxo.

6. Adicionalmente, para os consumos Ml, dado que o momento da última informação de consumo real reporta às 22:00 (vide procedimento 8 página 11), as alterações de consumo que ocorram entre as 22:00, ultima medição conhecida, e as 5:00, além de não contarem para o desequilíbrio diário, (pressupondo que os agentes de mercado nomeiam e renomeiam corretamente, correspondendo à informação disponibilizada peto GTG), podem ser neutralizadas no dia seguinte, como explicita o procedimento 13 a expressão da página 24 ao referir os consumos de Ml.

7. Deste conjunto de medidas, o CT regista positivamente que eventuais custos de compensação da carteira de consumos dos agentes dependerão quase exclusivamente das suas decisões e que quanto aos ajustamentos, estes decorrem de decisões e informações comunicadas ex-ante pelo que se forem atendidos minimizam ou podem mesmo anular o desequilíbrio do agente.

C. ENCARGOS DE COMPENSAÇÃO DIÁRIOS E ENCARGOS DE NEUTRALIDADE

C.1 ENCARGOS DE COMPENSAÇÃO DIÁRIA

1. Os encargos de compensação diários são apurados tendo por base o valor do desequilíbrio efetivo incorrido pelo agente nesse dia sendo-lhe aplicado um preço função do tipo de desequilíbrio gerado: para desequilíbrios por excesso, o valor é inferior face ao valor diário de referência, no caso de serem por defeito o valor de referência é majorado, Esta diferença bem como o valor de +/- 2,5% incorporado no valor da transação são incentivos a que os agentes não utilizem este recurso para resolver as suas questões de compensação e procurem antes e voluntariamente resolver o seu desequilíbrio, minimizando o recurso aos mecanismos estabelecidos para o GTG.

2. Os valores de referência do dia têm sempre por base valores de mercado no momento do desequilíbrio, incluindo a possibilidade de usar o mercado em Espanha como referência, caso o mercado para Portugal não tenha tido transações com o GTG. O CT considera positiva esta referência.

3. Os desequilíbrios diários são liquidados em base mensal. O CT regista que esta metodologia é benéfica para o sistema uma vez que permite a regularização mensal dos desvios não permitindo que os mesmos se arrastem por longos períodos.

C.2 ENCARGOS DE NEUTRALIDADE

1. Resultando os encargos de neutralidade do valor residual das operações de balanço realizadas pela Gestão de Sistema, quando o valor for a deduzir aos custos do sistema o montante será devolvido através da tarifa de uso global do sistema, quando for a acrescer aos custos, será repartido pelos agentes.

2. O CT sugere que os custos relativos aos encargos de neutralidade sejam repartidos pelos agentes de mercado de forma diferenciada. Os relativos a custos não dependentes do montante de desequilíbrio serão repartidos por todos os agentes proporcionalmente às suas saídas para clientes finais e os que decorram de desequilíbrios serão repartidos de acordo com os desequilíbrios individuais de cada agente.

3. Sendo a potencial fonte de desequilíbrios os consumos finais medidos, o CT recomenda que a repartição dos encargos de neutralidade considere os fornecimentos nas saídas da RNTGN para consumo final e não das entradas no sistema.

4. Verifica-se que existe no futuro a possibilidade, do processo de fornecimento de autoconsumos das infraestruturas passar a ser realizado pelo GTG. O CT solicita que seja clarificada a aplicação da regra de neutralidade deste encargo neste caso.

C.3 REFLEXO DOS ENCARGOS DE COMPENSAÇÃO DIÁRIA E DE NEUTRALIDADE DE CADA AGENTE

1. O CT considera que numa fase inicial de implementação (enquanto a prática não ditar uma eficaz previsão de consumos), o sistema de compensação diária pode trazer um aumento de encargos não previsíveis para os comercializadores, que naturalmente tentarão repercuti-los nos seus clientes finais.
2. Precavendo esta situação, entende o CT que cabe à ERSE garantir que os encargos que possam advir da implementação dos mecanismos de compensação diária do SNGN não são transpostos diretamente para a fatura do consumidor final, salvo opção deste.
3. A ERSE deverá indicar que, a ser feita uma cobertura deste risco por parte dos comercializadores, este deve ser, salvo opção do cliente, incorporado no preço de venda que cada comercializador é livre de propor aos seus clientes, através da sua margem de comercialização.
4. O CT considera que, só desta forma este novo regulamento contribuirá para estimular a contínua melhoria das previsões de consumo dos comercializadores e para o aumento da sua competitividade no mercado de gás natural.
5. Entende o CT que a ERSE deverá acompanhar atentamente as diferenças de preço resultantes dos desvios das quantidades diárias, entre estimativas e consumos reais, sendo especialmente critico o preço subjacente a essas compensações e o modo como as mesmas serão imputadas.

D. PERÍODO DE TRANSIÇÃO

D.1 REGIME TRANSITÓRIO

1. A proposta de revisão do MPGTG prevê a modificação de um conjunto de processos quer para os operadores de rede quer para os agentes de mercado que implicam modificação profunda de sistemas de informação e práticas operacionais pelo que se recomenda um faseamento na sua introdução de modo a assegurar uma transição segura.
2. Para o novo processo de compensação de rede sem a reposição em espécie pelos agentes, o gás na rede passa a ser do operador pelo que as existências de gás nos gasodutos de alta-pressão atualmente propriedade dos agentes deverão ser substituídas por gás do operador, mas de forma progressiva através de:

- Aquisição de gás de enchimento do gasoduto e devolução dos quantitativos individuais de existências dos agentes de mercado;
- Aquisição de gás de operação e devolução dos quantitativos de reservas operacionais dos agentes de mercado.

3. O CT recomenda que a ERSE defina um regime transitório de aplicação de regras e de articulação das operações, para assegurar uma transição adequada à garantia da operacionalidade da rede, considerando os condicionalismos dos operadores e dos agentes de mercado envolvidos.

D.2 GRUPO DE ACOMPANHAMENTO DO FUNCIONAMENTO DO SNGN

1. O envolvimento dos *stakeholders* efetuado na fase de elaboração de propostas para o MPGTG, deve ter continuação na fase da respetiva implementação.
2. Deste modo, o CT recomenda a criação deste grupo, em simultâneo com o início da implementação deste manual, bem como a realização de reuniões periódicas, no mínimo, trimestrais.

D.3 ENVIO DE INFORMAÇÃO

1. A proposta de revisão regulamentar prevê um aumento muito significativo do volume de informação a reportar à ERSE, designadamente, informação diária.

2. Esta proposta não contempla a necessidade de um período de adaptação dos operadores, estabelecendo o início de aplicação no dia seguinte ao da sua publicação.
3. O CT considera que devem ser asseguradas todas as condições para a adaptação dos operadores às novas exigências que resultam da aplicação deste manual, devendo ser estabelecidos prazos mais alargados para as alterações regulamentares que envolvam maior impacte em termos de sistemas de informação.

E. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O CT reconhece que a forma como o sistema de compensação está estruturado conduzirá a uma maior eficiência, quer nas operações dos diversos agentes quer na redução dos desvios nos balanços da rede de gás, e consequentemente nos custos de gestão do SNGN, o que beneficiará a longo prazo os consumidores.

Considera também benéfica, a recolha e partilha da informação de mercado que permitirá aumentar a transparência e credibilidade do SNGN assim como a responsabilização dos vários agentes de mercado.

O CT recomenda, que de forma próxima, a ERSE efetue o seguimento e monitorização das regras estabelecidas na corrente revisão regulamentar, no sentido de assegurar que estas se ajustam ao funcionamento de um mercado de gás eficiente e minimizador dos custos de operação das entidades intervenientes no SNGN.

A ERSE deverá monitorizar, separadamente, os efeitos da aplicação deste Regulamento e incluir nos documentos anuais relativos a tarifas e preços uma síntese da informação operacional e financeira devida a estes novos procedimentos.

O CT recomenda a definição de um regime transitório, no mínimo de 6 meses, que permita a adaptação às novas regras e a implementação dos sistemas de informação por parte dos operadores de redes e dos comercializadores.

O CT sugere que a ERSE defina um prazo e as condições para a implementação da conciliação financeira relativa aos consumos com medição não-diária.

III - CONCLUSÃO

O Conselho Tarifário considera que a proposta de "Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNGN" que lhe foi apresentada pela ERSE deverá ser reformulada de acordo com os comentários e recomendações constantes do presente parecer.

Aprovado em 29 de agosto de 2016.

[Parecer integral digitalizado]

◆ Revisão do Regulamento Tarifário do setor do gás natural ◆ [Consulta Pública n.º 54]

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) cujos estatutos foram aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, revistos pelo Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro, dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT): "(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços"[221].

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: *"(…) emitir parecer (…) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços",* parecer este que é aprovado por maioria, não tem carácter vinculativo e deve ser emitido no prazo máximo de 30 dias após a receção da proposta.

O Conselho de Administração da ERSE entregou ao Conselho Tarifário uma "Proposta de revisão do Regulamento Tarifário do setor do gás natural", solicitando parecer sobre a mesma

No decurso do prazo para emissão de parecer foi promovida, pela ERSE, uma audição pública sobre os documentos em consulta pública.

Nos termos do n.º 3 do artigo 147.º do Regulamento Tarifário (RT), conjugado com o n.º 1 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro, a Seção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I – GENERALIDADE

A - AVALIAÇÃO IMPACTO DAS MEDIDAS REGULATÓRIAS

1. A avaliação dos impactos económicos, administrativos e outros das medidas regulamentares, é uma boa prática regulatória, sensível a políticas sociais e de crescimento económico, recomendada pela generalidade das organizações internacionais como a OCDE, a Comissão Europeia ou o Parlamento Europeu.
2. Uma revisão da regulamentação, porque gera uma cadeia complexa de intervenções e de interações, deve ter os seus efeitos acautelados e cuidadosamente projetados com vista a minimizar impactos negativos sobre empresas e consumidores, pelo que obriga a uma ponderação quanto:

- Ao impacto da regulamentação e efetividade das medidas;
- Aos custos efetivos das medidas;
- À eficiência;
- À equidade, no que toca à distribuição dos custos e dos benefícios.

3. Antes de avançar para uma regulamentação, deve ser realizado um estudo de impacto que, pelo menos, responda às seguintes questões:

- Qual a relação custo-benefício da nova regulamentação?
- Qual a sua eficiência?
- Quais serão os impactos sobre o setor específico e a economia em geral?

[221] Cf. artigo 48.º do Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro.

4. O CT valoriza o processo de discussão pública que a ERSE desencadeia previamente à alteração regulamentar, bem como a forma participada como as atividades reguladas e os representantes dos consumidores dos vários níveis de pressão intervêm no mesmo.

5. Mas, o CT também tem alertado a ERSE para a necessidade de fazer uma avaliação sistemática dos efeitos da regulação na atividade económica e para a necessidade de encontrar indicadores que permitam medir os resultados das medidas que adota.

6. Um dos elementos invariavelmente solicitado pelo CT é que, atendendo ao seu enquadramento estatutário, a ERSE disponibilize, atempadamente, uma avaliação do período regulatório anterior, o balanço das medidas que apresentou e que justificam as alterações que propõe, o que não tem vindo a acontecer.

7. Importará, assim, antes de aprovar a regulamentação, identificar e quantificar os impactos que as propostas terão, designadamente: (i) impactos económicos (ex obrigações novas incluindo administrativas); (ii) impactos administrativos (ex atividades burocráticas, reportes, armazenagem/ conservação registos ou notificação de terceiros); e (iii) custos cumulativos (obrigações adicionais, duplicadas).

8. O setor do gás natural tem caraterísticas específicas, entre as quais se destaca, do ponto de vista da procura, uma maior concentração, quer dos consumos, quer do número de consumidores em atividades produtivas e, do lado da oferta, uma grande diversidade das estruturas dos prestadores, o que exige uma adaptabilidade regulamentar que possa acomodar todas as entidades reguladas.

9. O CT sugere que a ERSE, aquando da avaliação da regulamentação que coloca em discussão pública para aprovar, pondere minimizar a carga regulamentar, recomendando medidas como:

- Isenções (parciais, totais ou temporárias) da aplicação de certos requisitos;
- Estabelecimento de períodos transitórios alargados de adaptação;
- Diminuição dos encargos administrativos resultantes da aplicação da regulamentação;
- Adoção de procedimentos simplificados (ex. supressão de encargos relativos ao preenchimento/manutenção de documentos e registos ou relativos ao ónus de prova do cumprimento das normas em caso de fiscalização);
- Implementação de estudos de impacto, aplicando o "Teste PME".

B - FALTA DE SUBREGULAMENTAÇÃO

1. A proposta de alteração ao RT remete, em vários aspetos críticos, para subregulamentação a aprovar posteriormente pela ERSE.

2. Atendendo a que, 15 de abril e 1 de outubro são datas já muito próximas, em que a subregulamentação prevista deverá estar definida, o CT incentiva a ERSE a rodear este processo de aprovação de particular celeridade e cautela a fim de conseguir assegurar, nos prazos, um desejável envolvimento dos agentes para o seu desenvolvimento.

C - ESTABILIDADE E PREVISIBILIDADE REGULATÓRIAS

C 1. ANOS GÁS DE PROVEITOS E TARIFÁRIOS

1. No enquadramento regulatório atual, nota-se a coexistência de dois "anos gás" para a definição dos proveitos permitidos:

   (i) Jul_n-Jun_{n+1}, para os proveitos estimados;

(ii) Ano civil para o cálculo dos ajustamentos, a incidir no 2º ano gás tarifário subsequente.

2. No que respeita ao tarifário é aplicado o ano Jul_n-Jun_{n+1}, na sequência do processo de análise e aprovação de tarifário, que decorre entre abril e junho.

3. Com a incorporação do Código de Rede Europeu de Compensação das Redes na Regulamentação do SNGN, passará a existir um 3.º "ano gás de capacidade", relativo ao período de reserva de capacidade nas infraestruturas, a decorrer entre Outn-Setn+1.

4. Desde logo, o CT nota que a não coincidência do ano gás tarifário com o de capacidade criará uma incerteza tarifária, dado que os agentes e clientes terão de tomar decisões envolvendo custos, sem conhecimento do preço a aplicar.

5. Por outro lado, a não coincidência dos períodos aplicados para cálculo dos proveitos, cria uma incerteza nos operadores, obrigando à realização de auditorias financeiras sobre períodos distintos, com as notadas dificuldades de comparação entre as contas estatutárias e as contas reguladas.

6. De modo a criar um enquadramento operativo mais coerente, bem como simplificar e aumentar a transparência do processo de fixação de tarifas e cálculo dos proveitos permitidos, o CT coloca à consideração da ERSE uma simplificação dos conceitos associados aos anos gás, identificando dois períodos relevantes:

- Ano gás tarifário do ano (n+1) – decorreria entre outubro do ano n e setembro do ano n+1;
- Ano gás de proveitos permitidos – seria calculado sobre anos civis, pelo que na determinação do tarifário do ano (n+1) acima indicado, seria considerada a informação previsional dos anos civis n e (n+1), incorporando os ajustamentos do ano (n-2).

7. O CT considera, ainda, de relevar que, com esta metodologia, o calendário atualmente estabelecido em Regulamento Tarifário em nada seria alterado, nomeadamente:

   (i) Datas de entrega de informação pelas empresas - auditada (em $outubro_{n-1}$) e previsional ($dezembro_{n-1}$);

   (ii) Proposta ao CT (abril);

   (iii) Aprovação e publicação pela ERSE (junho).

8. Genericamente, o processo decorreria do mesmo modo, apenas que as tarifas aprovadas em junho seriam aplicadas a partir do outubro seguinte.

C 2. DURAÇÃO DO PERÍODO REGULATÓRIO

1. O CT reconhece os desenvolvimentos verificados na regulamentação do SNGN, bem como o aumento sustentado da maturidade deste mercado. Igualmente, considera, que se tem observado uma resiliência dos consumos e estabilidade dos proveitos permitidos no conjunto do SNGN, que poderão ser considerados numa análise mais aprofundada da própria estrutura regulamentar, que poderia ter sido avançada na presente proposta de revisão.

2. Em particular, o CT nota que, no conjunto dos países europeus, a duração do período regulatório em Portugal está no limite mínimo observado:

Fonte: REN

3. Reconhecendo-se que a estabilidade e previsibilidade regulatórias devem ser princípios norteadores da regulamentação, o CT considera que se deveria ter colocado à discussão a revisão deste parâmetro regulatório, que permitiria uma maior clareza e fundamentação em decisões que os principais *stakeholders* do SNGN assumem, em particular os operadores de infraestruturas, os agentes de mercado e os grandes consumidores.

4. Recomenda, assim, o CT que seja avaliada a possibilidade de aumento do período regulatório, tomando como exemplo mercados europeus similares.

C 3. ESTABILIDADE TARIFÁRIA NO PERÍODO REGULATÓRIO

1. Em linha com o ponto anterior, novamente valorizando a procura da estabilidade e previsibilidade regulatórias, o CT considera que deveria ter sido colocada à discussão a estabilidade tarifária dentro do período regulatório, no que concerne às tarifas de acesso às infraestruturas. Também aqui se valoriza a limitada variação dos consumos e proveitos do SNGN, variáveis fundamentais para o cálculo tarifário, em especial na distribuição.

2. A fixação das tarifas deve seguir os princípios de objetividade, transparência e não discriminação. Neste sentido, fixações anuais mais facilmente conduzem a decisões de curto prazo, que ao corrigir desvios pontuais criados numa atividade, podem levar ao surgimento de desvios noutras.

3. O CT considera que uma fixação de tarifas plurianual, não apenas levaria a uma clareza e previsibilidade dos custos a considerar pelos agentes e consumidores (novamente se releva questão dos consumidores industriais), permitindo uma análise comparativa com outras formas de energia mais fundamentada; como também criaria um ambiente de enquadramento económico-financeiro mais estável para os operadores, benéfico para os seus planos de desenvolvimento e incremento da eficiência operacional, com efeitos positivos para o SNGN no seu todo.

4. Em particular, no que respeita aos custos operacionais, o CT reconhece que planos de redução de custos implementados pelos operadores de infraestruturas, coerentes com os objetivos de eficiência estabelecidos pela ERSE, devem ser analisados sobre períodos suficientemente alargados, quer para aquilatar da efetiva obtenção e sustentabilidade dos ganhos, quer para mais fundamentadamente os rever.

5. Reconhecendo que, no caso particular do mercado elétrico as flutuações de consumo são ainda uma variável menos controlável, o CT nota, contudo, que não apenas o Regulamento Tarifário contém já disposições para uma fixação extraordinária de tarifas, como este segmento de consumo acaba apenas por influenciar mais significativamente o transporte.

6. Em qualquer caso, sem prejuízo dum necessário balanço anual, uma (eventual) fixação extraordinária de tarifas durante um período regulatório – cuja obrigatoriedade poderia ser estabelecida ex-ante, por exemplo para desvios, negativos ou positivos, de recuperação de proveitos acima de um dado limiar – parece preferível a uma fixação anual.

7. Numa última nota, o CT considera que esta possibilidade de fixação de tarifas sobre o período regulatório seria consequente com a hipótese avançada pela ERSE na consulta pública de criação de contratos de acesso de longo prazo, sendo menos evidente como tais contratos poderiam ser subscritos pelos participantes sem garantias de preço sobre a sua duração.

D. DESENVOLVIMENTO MIBGAS

1. A implementação do mercado organizado de gás natural teve um marco importante no passado dia 12 de dezembro de 2015, com o arranque deste *hub* de Espanha onde atualmente está a funcionar em pleno.
2. De referir que o processo de implementação desta importante ferramenta, que se pretende de âmbito ibérico de acordo com a Portaria n.º 643/2015, de 21 de agosto, teve a participação ativa sobretudo de agentes de mercado e operadores espanhóis, o que permitiu que estes encetassem uma adaptação atempada e progressiva das suas operações, nomeadamente relativamente a responsabilidades de balanceamento.
3. Recorda-se que, estas responsabilidades terão de ser assumidas pelos comercializadores a partir de outubro de 2016, com a entrada em vigor, tanto em Espanha como em Portugal, do Código de Rede Europeu.
4. Do lado de Portugal, já foram dados passos importantes na implementação de legislação para que este mercado passe a funcionar também deste lado da fronteira, no entanto, recomenda que, no âmbito da atual revisão regulamentar do setor do gás natural, a ERSE robusteça, desde já, de forma mais intensa o enquadramento regulatório nesta matéria, a fim de possibilitar aos agentes e operadores portugueses, o cumprimento tempestivo do Código de Rede Europeu.
5. Assim, o CT entende ser fundamental que a ERSE reflita na revisão regulamentar em curso, maiores desenvolvimentos sobre a organização do mercado em Portugal e respetivo calendário de implementação, tendo em consideração, não só a obrigatoriedade de implementação do Código de Rede Europeu, como os desenvolvimentos já implementados em Espanha.

E - DESENVOLVIMENTO DE MERCADO E ADIAMENTO DA EXTINÇÃO DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS

1. O processo de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais previsto na legislação foi, através da Portaria n.º 97/2015, de 30 de março, adiado para 31 de dezembro de 2017.
2. Neste contexto, o CT começa por registar que o processo de liberalização do setor do gás natural tem evidenciado um crescimento positivo, nomeadamente no último triénio, com adesão dos clientes do denominado segmento dos clientes domésticos às ofertas dos comercializadores em mercado livre.
3. Efetivamente, entre o final de 2012 e o final do primeiro semestre de 2015[222], o número de clientes fornecidos em mercado livre cresceu aproximadamente 8 vezes, passando de cerca de 118 mil clientes em dezembro-2012 para 923 mil clientes em junho-2015.
4. O CT recupera a preocupação, já expressa em anteriores pareceres, relativamente à necessidade de serem asseguradas as condições que permitam que a concorrência no setor não seja prejudicada pela existência de tarifas transitórias que não reconheçam os efetivos custos de fornecimento e, portanto, sejam geradoras de défice tarifário, o que resultará sempre em prejuízo dos consumidores finais.
5. Neste sentido, o CT reitera as recomendações dirigidas a ERSE em anteriores pareceres:

[222] Cf. última informação publicada a esta data pela ERSE no seu relatório "*Resumo Informativo Mercado Liberalizado Gás Natural*".

i. Complete o processo de convergência para a aditividade e uniformidade tarifária nacional consagrada no RT;

ii. Considere e adeque a revisão da tarifa de energia implícita nas tarifas transitórias praticadas pelos CURR à evolução dos preços de mercado;

iii. Considere os custos efetivos da atividade de comercialização regulada, num contexto em que os custos fixos dos CURR são diluídos por cada vez menos clientes no mercado regulado;

iv. Defina de forma transparente para o próximo período regulatório, uma trajetória de evolução das tarifas que permita aos comercializadores em mercado avaliar a sustentabilidade das suas ofertas comerciais.

II - ESPECIALIDADE

A - TARIFAS DE ACESSO À REDE DE TRANSPORTE - CONTRATOS DE CAPACIDADE DIÁRIA PARA ENTREGA A CLIENTES

1. Na contratação para entrega a clientes finais o CT reconhece o esforço continuado da ERSE na procura de soluções de flexibilização contratual para satisfazer as necessidades de utilizadores finais sujeitos a forte sazonalidade ou variações bruscas de produção. Estas ações reduzem o risco e custo contratual para este tipo de consumidores.

2. Devendo todos os custos ser recuperados no ano em que são incorridos, a redução de custos para um conjunto de consumidores deve ser compensada pelo aumento de atividade decorrente ou conduzirá necessariamente ao aumento de custo para os restantes utilizadores.

3. Neste contexto o CT reconhece o rigor da análise da ERSE sobre a introdução dos contratos de capacidade diária, que conclui sobre a criticidade da escolha criteriosa dos multiplicadores a aplicar ao peço da capacidade de longas utilizações que "*terá de acautelar os interesses dos consumidores simultaneamente no que respeita à flexibilidade oferecida e ao desvio de receitas associado*".

Quadro 2-4 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte e distribuição em Espanha, para 2015

		Termo de Capacidade* (€/kWh/d/a/€/kr)				Termo de Energia* (€/kWh)			
	Mês	Base Anual	Flexível Anual	Flexível Mensal	Diária	Base Anual	Flexível Anual	Flexível Mensal	Diária
Inverno	Jan	0,001146	0,001146	0,002291	0,003485	0,000852	0,000852	0,000852	0,000852
	Fev	0,001146	0,001146	0,002291	0,003485	0,000852	0,000852	0,000852	0,000852
	Mar	0,001146	0,001146	0,002291	0,003485	0,000852	0,000852	0,000852	0,000852
Verão	Abr	0,001146	0,001146	0,001146	0,002091	0,000852	0,000852	0,000852	0,000852
	Mai	0,001146	0,001146	0,001146	0,002091	0,000852	0,000852	0,000852	0,000852
	Jun	0,001146	0,001146	0,001146	0,002091	0,000852	0,000852	0,000852	0,000852
	Jul	0,001146	0,001146	0,001146	0,002091	0,000852	0,000852	0,000852	0,000852
	Ago	0,001146	0,001146	0,001146	0,002091	0,000852	0,000852	0,000852	0,000852
	Set	0,001146	0,001146	0,001146	0,002091	0,000852	0,000852	0,000852	0,000852
Inverno	Out	0,001146	0,001146	0,002291	0,003485	0,000852	0,000852	0,000852	0,000852
	Nov	0,001146	0,001146	0,002291	0,003485	0,000852	0,000852	0,000852	0,000852
	Dez	0,001146	0,001146	0,002291	0,003485	0,000852	0,000852	0,000852	0,000852

*- Tarifas correspondentes à tarifa 2.0 > 500 GWh/ano (Orden IET/1445/2014, de 19 Dezembro)

4. Das análises efetuadas é igualmente identificável que, quando se avaliam numa base comparável os preços da tarifa de uso das rede em Espanha[223] e Portugal[224], fica evidente a prática de preços substancialmente mais reduzidos em Portugal para todos os horizontes.

Quadro 2-5 – Preços da tarifa de acesso à rede de transporte aplicável aos CEP, para o ano gás 2014-2015

[223] Quadro 2-4 do Documento Justificativo.

[224] Quadro 2-5 do Documento Justificativo.

		Termo de Capacidade (€/kWh/dia/dia)				Termo de Energia (€/kWh)			
		Longas	Curtas	Flexível		Longas	Curtas	Flexível	
	Mês			Anual	Mensal			Anual	Mensal
Inverno	Jan	0,000899	0,000270	0,000899	0,001797	0,000238	0,002534	0,000238	0,000238
	Fev	0,000899	0,000270	0,000899	0,001797	0,000238	0,002534	0,000238	0,000238
	Mar	0,000899	0,000270	0,000899	0,001797	0,000238	0,002534	0,000238	0,000238
Verão	Abr	0,000899	0,000270	0,000899	0,000899	0,000238	0,002534	0,000238	0,000238
	Mai	0,000899	0,000270	0,000899	0,000899	0,000238	0,002534	0,000238	0,000238
	Jun	0,000899	0,000270	0,000899	0,000899	0,000238	0,002534	0,000238	0,000238
	Jul	0,000899	0,000270	0,000899	0,000899	0,000238	0,002534	0,000238	0,000238
	Ago	0,000899	0,000270	0,000899	0,000899	0,000238	0,002534	0,000238	0,000238
	Set	0,000899	0,000270	0,000899	0,000899	0,000238	0,002534	0,000238	0,000238
Inverno	Out	0,000899	0,000270	0,000899	0,001797	0,000238	0,002534	0,000238	0,000238
	Nov	0,000899	0,000270	0,000899	0,001797	0,000238	0,002534	0,000238	0,000238
	Dez	0,000899	0,000270	0,000899	0,001797	0,000238	0,002534	0,000238	0,000238

5. A introdução de uma tarifa diária terá por certo uma aplicação restrita para consumidores que tenham consumos muito concentrados no tempo o que será, porventura, o caso de alguns CEP (Centros electroprodutores), no caso de uma reduzida produção em linha com um ano de elevada produtibilidade hidroelétrica.

6. O estudo realizado baseia-se no comportamento dos CEP. O estudo realizado ao considerar o consumo para o ano gás 2014-2015 de 6TWh nos ciclos combinados reflete um nível de procura reduzido.

7. Ao realizar a avaliação da introdução da tarifa diária, a ERSE considerou três cenários com multiplicadores[225]:

Quadro 2-6 - Multiplicadores considerados na avaliação da introdução da opção flexível diária

		Fatores multiplicativos Tarifa diária		
	Mês	Cen. 1	Cen. 2	Cen. 3
Inverno	Jan	3,04	4,56	6,00
	Fev	3,04	4,56	6,00
	Mar	3,04	4,56	6,00
Verão	Abr	1,83	3,01	3,60
	Mai	1,83	3,01	3,60
	Jun	1,83	3,01	3,60
	Jul	1,83	3,01	3,60
	Ago	1,83	3,01	3,60
	Set	1,83	3,01	3,60
Inverno	Out	3,04	4,56	6,00
	Nov	3,04	4,56	6,00
	Dez	3,04	4,56	6,00

8. Avaliado o impacte de introdução de uma tarifa diária, a ERSE reconhece que o aumento de consumo induzido[226] não é acompanhado com o aumento de receita[227] e por outro lado a variação de quantidades entre os diversos cenários é reduzida.

Quadro 2-8 - Consumo dos CEP em função dos cenários dos fatores multiplicativos

Centros Eletroprodutores				
2014/2015		Cen. 1	Cen. 2	Cen. 3
Consumo Real	GWh	6 000	6 000	6 000
Novo Consumo	GWh	6 654	6 585	6 582
Δ Consumo Gás	GWh	654	586	583
	%	10,9%	9,8%	9,7%

[225] Quadro 2-6 do Documento Justificativo.

[226] Quadro 2-8 do Documento Justificativo.

[227] Quadro 2-9 do Documento Justificativo.

Quadro 2-9 – Faturação da tarifa de acesso à rede de transporte dos CEP em função dos cenários dos fatores multiplicativos

Centros Eletroprodutores

2014/2015		Cen. 1	Cen. 2	Cen. 3
Fatores multiplicativos da Tarifa Diária				
Inverno		3,04	4,56	6,00
Verão		1,88	3,01	3,60
Faturação Real (acesso) (1)	M€	22,06	22,06	22,06
Faturação c/ opção diária (acesso) (2)	M€	14,83	20,84	23,87
Δ Faturação (3)=(2)/(1)	M€	-7,23	-1,22	1,81
Proveitos URT (4)	M€	113,03	113,03	113,03
Δ Faturação (3)/(4)	%	-6,4%	-1,1%	1,6%

9. Com os cenários analisados, conclui a ERSE que apenas os multiplicadores do cenário 3[228] asseguram um aumento de consumos sem comprometer o aumento das receitas.

10. Pelo facto, recomenda o CT a maior prudência no dimensionamento destes multiplicadores e que seja avaliado o nível tarifário resultante para que os custos sejam recuperados de forma adequada.

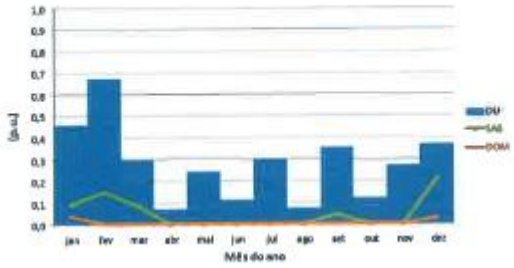
11. Adicionalmente, o CT regista a preocupação de assegurar o bom funcionamento das CEP dos diversos regimes que se possam colocar, mas não pode deixar de sublinhar que seria adequado que o custo da rede de transporte de gás para centrais com compromisso de produção e apoio ao sistema elétrico fosse suportado pelos beneficiários dessa disponibilidade, i.e., o próprio sistema elétrico.

B - DIFERENCIAÇÃO DE PREÇOS DE CAPACIDADE DAS OPÇÕES TARIFÁRIAS FLEXÍVEIS

1. O CT congratula a ERSE pela análise que efetua na procura de uma solução de atribuição eficiente de preços, em linha com uma sugestão do Conselho no parecer sobre a proposta de tarifas e preços para o ano gás 2015-2016, importando, agora, ponderar a globalidade das propostas e a pertinência da sua implementação.

2. A ERSE realizou uma detalhada análise da alocação eficiente de custos da rede de transporte, tendo por base a informação diária de movimento de gás que agrupou, considerando cargas acima de 75% da ponta, que se registaram em 20% dos dias do ano, por serem consideradas as indutoras dos investimentos.

Figura 2-30 - Evolução da alocação eficiente de custos da rede de transporte em AP (2010 a 2014)



Fonte e legenda: A figura 2-30 do Documento Justificativo indica a evolução da alocação eficiente de custos da rede de transporte em AP considerando a média de uma série de 5 anos (2010-2014). A diferenciação de preços indicada reflete-se no mês e no dia da semana.

3. O CT concorda com a proposta da ERSE de manter a opção atualmente em vigor com um "verão" de abril a setembro, como critério de diferenciação mensal na opção tarifária flexível mensal, dado que

[228] Cf. figura 2-6 do Documento Justificativo.

foram testadas detalhadamente as estruturas tarifárias simplificadas com preços de inverno duplos dos de verão para diversas durações do verão, apresentando uma aderência similar à estrutura ótima. A solução uniformiza com a prática em Espanha.

4. Embora para as tarifas flexíveis diárias, a ERSE tenha realizado uma análise semelhante que conduz a uma diferenciação entre dias da semana e fim-de-semana, acumulando com a diferenciação por mês para a capacidade contratada na opção tarifária flexível diária, o CT entende que, não se afigura existir um claro benefício para a introdução, neste momento, desta complexidade adicional.

5. Com efeito, a introdução dum tarifário com diferenciação diária assume contornos de complexidade e de dificuldade acrescida da sua avaliação pelos utilizadores que, no limite, terão de recorrer a simuladores para avaliar e ponderar o recurso às diversas opções tarifárias, não se afigurando ao Conselho, numa lógica de custo benefício, que neste momento se justifique. Esta diferenciação acabaria por divergir com o atualmente praticado em Espanha, onde só se diferenciam as tarifas diárias por mês e não por dia da semana.

6. Neste quadro, por considerar que a estrutura tarifária de contratação diária terá uma adesão muito pequena pois só se aplicará a utilizadores com usos muito esparsos da infraestrutura, o CT mantém que as tarifas devem ser simplificadas.

C - CONTRATAÇÃO DE CAPACIDADE DE CURTO E LONGO PRAZO NAS INFRAESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO

1. Ambos os processos de contratação, curto e longo prazo, são aqui entendidos no quadro do acesso às infraestruturas e redes a montante do Ponto Virtual de Trocas (VTP) ou seja, aplicáveis às entradas de GN/GNL na RNTIAT até esse ponto.

2. O processo de abastecimento de GN deve permitir aos importadores de energia uma ampla escolha de opções e garantir uma correta repartição do risco de utilização das infraestruturas entre consumidores e importadores. A indústria do gás natural antes da liberalização foi construída com base em obrigações de longo prazo entre as partes, sem o que os elevados investimentos necessários em infraestruturas nunca teriam sido possíveis.

3. O CT reconhece a importância da contratação de longo prazo como instrumento essencial para a estabilização do mercado de capacidade e de gestão de risco, sendo estes os valores a assegurar através dos necessários incentivos aos utilizadores para assegurar a sua introdução. É, também, importante reconhecer a necessidade de uma harmonização nos prazos de contratação com Espanha, promovendo uma maior transparência nas relações comerciais no âmbito Ibérico.

4. Atualmente, com as disposições regulamentares europeias em vigor, o risco de abuso de posição dominante de um detentor de capacidade está fortemente mitigado, permitindo assim incentivar a contratação de longo prazo que terá procura se oferecer um benefício como contrapartida pelo maior risco tomado.

5. A volatilidade de preços e multiplicidade de opções tarifárias dos processos competitivos de acesso nas interligações impostas pelo CAM (Mecanismo de Aprovação de Capacidade), a par dos processos de ajustamento tarifário, introduzem um potencial de volatilidade nas tarifas de entrada que não contribui para a estabilidade de recuperação dos custos por parte dos operadores de infraestruturas, nem estabilizar os preços de gás no VTP, gerando desvios significativos em cada ano com reflexo nas tarifas.

6. O CT entende que a contratação de longo prazo pode ser um fator estabilizador e dinamizador do mercado secundário de capacidade, desde que com um preço baseado em critérios de estabilidade, previsibilidade e compromisso, incorporando também a aplicação dum multiplicador que confira um desconto face à contratação anual.

7. Quanto à contratação de curto prazo nas entradas, a ERSE propõe seguir as obrigações decorrentes do CAM, ao que o CT dá o seu acordo.

8. O CT refere, ainda, que é essencial que a utilização intradiária e diária do GTG das infraestruturas de armazenamento e do terminal de GNL passem a pagar tarifas para que os custos da sua utilização no âmbito da gestão global do sistema fiquem explicitados, devendo a ERSE apresentar propostas fundamentadas neste sentido.

D - APLICAÇÃO DE TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM AP A CLIENTES LIGADOS ÀS REDES DE MP

1. No setor do gás natural a ligação dos consumidores a redes de baixa ou média pressão não depende das características das instalações desses consumidores, mas sim das opções de desenvolvimento das redes de distribuição pelos seus operadores. Em relação às redes de alta pressão, com exceção de consumidores com necessidades específicas de pressões elevadas de fornecimento, o mesmo princípio também se aplica.

2. Apesar desta característica, a opção da ERSE desde o início da regulamentação do setor do gás natural para os clientes não-domésticos, tem sido pelo desenvolvimento de uma estrutura tarifária de acesso às redes de distribuição e transporte assente na pressão de ligação à rede de cada consumidor.

3. Esta opção regulamentar tem provocado instabilidade sobretudo nos consumidores com características de consumo/pressão nas zonas de fronteira entre escalões tarifários, uma vez que são fortemente penalizados, situação que tem, por um lado, induzido a ERSE a introduzir regimes de exceção na aplicação das tarifas de acesso e, por outro lado, suscitado iniciativas por parte dos consumidores, designadamente a solicitação da construção de ligações físicas diretas à rede que lhes permitam diminuir os custos de acesso.

4. Efetivamente, desde o início da regulação do setor do gás natural, a ERSE introduziu algumas exceções nas regras de acesso, designadamente a possibilidade dos clientes com consumos anuais superiores a 1 milhão de m^3 (2 milhões de m^3 aquando da introdução da regra), poderem optar por tarifas de média pressão mesmo quando abastecidos fisicamente por redes de BP e a possibilidade de opção por tarifas de alta pressão por clientes com consumo anual superior a 50 milhões de m^3, como forma de minimizar os impactos tarifários negativos sobre estas tipologias de consumidores e evitando a realização de investimentos desnecessários.

5. Ora, a opção continuada por este tipo de exceções contribui inevitavelmente para a perda de competitividade do SNGN, ao retirar progressivamente volumes de determinados escalões tarifários, não resolvendo a questão de fundo, ou seja, a descontinuidade entre escalões tarifários.

6. Acresce que esta metodologia, ao mover o limiar da exceção, mas mantendo a estrutura tarifária, também não evita que novos clientes se sintam afetados e que os mesmos venham a solicitar a construção de ramais de ligação à rede com pressão acima daquela a que estejam a ser abastecidos, como forma de minimizar os seus custos de acesso.

7. Assim, o CT avalia que a melhor solução para resolver a questão dos consumidores das zonas de "fronteira tarifária", passa pela revisão pela ERSE da estrutura tarifária aplicável, introduzindo, por exemplo, um mix entre pressão e volume de forma a atenuar as diferenças tarifárias nas mudanças de escalão entre níveis de pressão.

8. Desta forma, o Conselho entende que se poderá atingir o objetivo de imputação correta de custos, evitando subsidiação cruzada entre consumidores, mas, também, de melhoria da competitividade nos custos com o abastecimento de gás natural para cada segmento de consumidores.

E - MECANISMO DE INCENTIVO ÀS TROCAS REGULADAS DE GNL

1. O terminal de GNL tem uma limitação estrutural imposta pela grande dimensão dos navios que o servem e por ser uma infraestrutura de receção descontínua de GNL e emissão contínua de GN. Um agente, para utilizar o terminal, deve ter um consumo pelo menos superior a um navio e a taxa de vaporização desse navio deve ser tal que assegure um custo de armazenamento competitivo, quanto menor for a taxa de vaporização mais tempo de residência tem o gás no terminal e mais armazenamento paga.
2. Para procurar obviar a este problema, a ERSE implementou o que designa por mecanismo de trocas reguladas que basicamente impõe um preço para que o utilizador histórico do terminal que tem escala para o efeito, partilhe o seu custo médio de armazenamento de GNL.
3. Este mecanismo de trocas pretende reproduzir a oportunidade que existe em Espanha de realizar trocas de GNL em tanque, de acordo com a livre iniciativa dos agentes para assegurar que minimizam os seus custos de armazenamento.
4. Este mecanismo não tem tido procura em Portugal porque tem um conjunto de restrições à sua aplicação que decorrem dos direitos e custos que afetam a utilização do GNL por um terceiro e que o quadro regulado condiciona a liberdade negocial, levando à implementação de restrições de dimensão e tempo que são dificilmente ultrapassáveis.
5. A ERSE procurou ajustar alguns dos parâmetros, nomeadamente reduzindo o limiar de acesso à aplicação deste mecanismo, de 2TWh para 1TWh, ainda assim superior ao volume de uma carga típica de GNL.
6. Neste quadro, o CT entende que o mecanismo continua insuficiente para assegurar a solução ao problema inicialmente descrito. Para ser mais eficaz o CT considera importante o seu aperfeiçoamento, conforme a proposta da ERSE, nomeadamente na alteração do limiar de acesso, até 1TWh.
7. Face ao exposto, atenta a criticidade do tema, o CT recomenda que, antes da entrada em vigor do novo período regulatório, a ERSE, envolvendo o utilizador histórico do terminal e demais *stakeholders*, analise e coloque em consulta mecanismos alternativos que permitam assegurar uma gestão integrada dos *stocks* de GNL, associados a uma prática tarifária que homogeneize os custos de utilização entre os diversos utilizadores.

F - TARIFAS TRANSITÓRIAS DE GÁS NATURAL

1. Nos termos legalmente estabelecidos, a ERSE deve continuar a publicar as tarifas Transitórias (TT) de venda a clientes finais, para aplicação pelos CURR, quer para os clientes que ainda não tenham optado por contratar o fornecimento de gás natural em regime de mercado, ou que se vejam sem fornecedor por inabilitação do mesmo, ou por ausência de propostas comerciais na sua área geográfica; quer ainda para os clientes vulneráveis, com direito aos descontos sociais (tarifa social e ASECE) que exerçam o seu direito de solicitar a realização de contrato de fornecimento com um CURR.
2. A relevância das TT, em termos de sinalização de preço, tem vindo a tornar-se progressivamente menos relevante, com a grande redução de clientes fornecidos pelos CURR. Esta realidade está reforçada pela regulação ao proibir a indexação das ofertas comerciais em regime de mercado às TT.
3. Coerentemente, nos seus pareceres mais recentes, o CT notou a necessidade da ERSE passar a realizar comparações das variações tarifárias com as ofertas comerciais de comercializadores em regime de mercado, muito mais representativas da efetiva dinâmica concorrencial.
4. Aproveitando o processo de consulta pública em curso, o CT sugere algumas alterações que poderiam melhorar o processo de fixação das TT, incentivando em simultâneo a migração dos clientes para o regime de mercado:

i. Sendo certo que a revisão legislativa que retirou à ERSE as competências para fixar o fator de agravamento das TT tornou menos claros os fundamentos e a metodologia aplicados nessa determinação, o CT considera que a ERSE poderia publicar periodicamente uma análise da evolução das ofertas comerciais e das TT, de modo a clarificar o posicionamento desta, incentivando a mudança dos clientes para o regime de mercado;

ii. Ainda de modo a sinalizar a necessidade de contratação em regime de mercado, em especial para os clientes profissionais, o CT recomenda que a ERSE cesse progressivamente a publicação das TT, conforme previsto na legislação, em particular nos segmentos de maior consumo, em que o número de clientes é já residual;

iii. Ao anterior, a ERSE deveria estabelecer a metodologia de aplicação de TT para clientes que se vissem sem contrato de fornecimento, por inabilitação do comercializador, recomendando-se a aplicação da TT do escalão de consumo mais próximo;

iv. Finalmente, no médio prazo, o CT recomenda que a ERSE pondere passar a aprovar as TTs para os escalões de consumo domésticos – mandatório, enquanto se mantiverem as obrigações de fornecimento dos CURR a estes consumidores -, sendo que para os consumos acima de 10.000 m^3/a deveria ser aprovada uma única tarifa, aplicável independentemente do consumo do cliente.

G - ALARGAMENTO DA REGULAÇÃO POR INCENTIVOS À ATIVIDADE DE GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SISTEMA

1. O CT sempre defendeu como positiva a regulação por incentivos desde que o resultado da sua aplicação reflita o esforço sustentável de otimização dos custos das operações das empresas em favor dos consumidores e da eficiência do SNGN;
2. Assim, reconheceu a excecionalidade de atividades sobre as quais não havia um período suficientemente longo para inferir um conhecimento completo e adequado da respetiva estrutura de custos, como foi o caso das atividades de armazenamento subterrâneo em 2010;
3. A Atividade de gestão técnica do sistema tem abarcado um conjunto crescente de atividades, cada vez mais complexas em resultado dos desenvolvimentos regulatórios nacionais e europeus; por exemplo, no próximo período regulatório, haverá necessidade de proceder a desenvolvimentos, formação e dotação de recursos para assegurar todas os novos processos decorrentes da entrada em vigor dos novos códigos europeus, do MIBGAS, da Diretiva de Transparência (REMIT), da nova atividade de ERP (Entidade Responsável pelas Previsões), etc.
4. Neste contexto, o CT recomenda que a ERSE pondere se a atividade de gestão de sistema, pela sua criticidade e atenta a prática internacional, deverá alterar a forma de regulação como proposto ou, por ora, ser mantida no regime de custos aceites.

H - APURAMENTO DE PROVEITOS PERMITIDOS PARA A ATIVIDADE DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL

H.1 PROPOSTA DE REGIME REGULATÓRIO DA ATIVIDADE DE REENCHIMENTO DE NAVIOS METANEIROS E OUTROS SERVIÇOS NO TERMINAL DE GNL

1. O CT não se pronuncia sobre o enquadramento de competências que leva a ERSE a propor a substituição do regime definido pela Portaria n.º 201/2013, em vigor até abril de 2016, pela aplicação de um regime de acesso regulado nas mesmas condições.
2. O CT manifesta preocupação com uma possível descontinuidade ou duplicação de enquadramentos, legal e regulatório, desta atividade.

3. Apesar de, segundo o operador, não haver previsão de realização de operações de reinjeção de gás em navios metaneiros, o CT entende que o enquadramento atual se deverá manter enquanto não for substituído por outro, para que, caso surja alguma hipótese de operação, esta não deixe de ser realizada por falta de cobertura legal/regulatória com perda de valor para o operador de terminal e os consumidores.

4. O CT entende que o regime regulatório que se venha a aplicar a funções ou prestações de serviço específicas, à margem da atividade base de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, deverá ser fundado num regime de incentivo através da partilha equitativa de ganhos entre a atividade regulada e o operador da infraestrutura.

H.2. METODOLOGIA DE ATENUAÇÃO DE AJUSTAMENTO DOS PROVEITOS PERMITIDOS NA ATIVIDADE DE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

1. As infraestruturas de armazenamento subterrâneo, tal como o terminal de GNL, constituem infraestruturas chave para a segurança do sistema que beneficiam todos os utilizadores do SNGN.

2. Esta característica diferenciadora destas infraestruturas está já reconhecida ao terminal de GNL no período regulatório cessante.

3. O CT corrobora a opção da ERSE em reconhecer, agora, o carácter estratégico da atividade de armazenamento subterrâneo, que nos termos da legislação nacional e europeia, assegura uma função de garante da estabilidade para a gestão do SNGN na sua globalidade, muito para além do seu contributo para o sistema numa ótica de apoio à concorrência.

4. Assim, concorda com a implementação de um mecanismo, semelhante ao já implementado para o terminal de GNL, que possibilita a recuperação de parte dos seus custos, através da tarifa de uso global do sistema (Parcela I).

5. O CT concorda com o princípio de base de fixação do parâmetro que definirá a parcela de proveitos a recuperar através deste mecanismo, correspondente à evolução do proveito unitário face ao valor ocorrido em t-2, permitindo estabilizar a evolução tarifária e contribuindo, também, para a sustentabilidade desta infraestrutura cuja utilização está fortemente dependente das condições de mercado.

H 3. RECUPERAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS DAS ATIVIDADES DE TRANSPORTE E DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL ASSOCIADA À EVOLUÇÃO DA PROCURA

1. Os proveitos das empresas reguladas são por definição apurados no âmbito da regulação económica, tendo em conta os custos eficientes determinados no quadro do modelo regulatório definido, nomeadamente através da fixação da remuneração aplicada aos seus ativos. Esta remuneração reflete o nível de risco associado à recuperação dos proveitos e será tanto maior, quanto maior for esse risco.

2. O modelo de regulação aplicado no SNGN, pela ERSE, é o modelo implementado direta ou indiretamente pela maioria dos reguladores europeus na aferição dos proveitos eficientes das empresas e que o CT considera adequado.

3. No quadro da regulamentação e das diretivas europeias em vigor, as tarifas devem ter aderência aos custos, para que os custos do ano sejam recuperados, tanto quanto possível na totalidade, pela aplicação das tarifas em vigor no mesmo período em que foram incorridos.

4. A sua não recuperação no ano, situação mais comum no caso português relativo ao SNGN e em particular à RNTIAT, distorce os preços futuros e potencia subsidiação cruzada entre consumidores. Os montantes acumulados demonstram uma perenidade e montante em desvio que não pode ser atribuída exclusivamente a deficiências de previsão que, no limite, explicariam apenas uma variação em torno da tendência. Esta prática tem mantido, ao longo dos anos, valores em dívida de 25% a 40%,

dos proveitos anuais da RNTIAT, o que compromete decisões e atos futuros do regulador e consumidores.

5. A realidade mostra igualmente que no caso nacional, embora a procura global seja relativamente estável e previsível, entre 45 e 52 TWh, são as estimativas das variáveis tarifárias e as procuras subjacentes que historicamente têm induzido maiores desvios. O seu efeito, contrariamente à eletricidade que tem um preço de energia relativamente estável, é particularmente gravoso para a competitividade e para as decisões de consumo futuras.

6. É de referir que, a variação na procura acima referida não tem origem na distribuição onde o nível de consumo se tem mantido ainda mais resiliente e relativamente constante não existindo desvios nesta atividade, ao contrário do que é verificado na RNTIAT.

7. Dado que os desvios dependem quase na totalidade de decisões tarifárias, as estimativas das procuras por variável tarifária tornam-se críticas. Estas são particularmente complexas e difíceis quando existe um grande e crescente número de opções tarifárias como é o caso nacional.

8. Neste quadro, entende o CT que o reflexo da variabilidade das procuras deve ser transmitido ao mercado tão cedo quanto possível à semelhança do que ocorre com o preço do gás, evitando a sua acumulação pelo que o CT não se revê na criação deste tipo de mecanismos.

I - PROVEITOS DA COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO DE GÁS NATURAL

I.A – CUSTOS DE REFERÊNCIA DA ATIVIDADE CURR

1. O CT tem expressado preocupação quanto à sustentabilidade da atividade CURR, face à acelerada diminuição do número de clientes.

2. Tendo sido opção do regulador, até à data, que esta diminuição não deveria implicar redução dos níveis de qualidade de serviço prestado, nos termos definidos no Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) e Regulamento de Relações Comerciais (RRC), e sendo os custos permitidos dos CURR definidos diretamente função do número de clientes, como reconhecido pela própria ERSE na definição dos indutores de custos aplicáveis, coloca-se a dúvida de como manter equilibrada a operação.

3. Retomando o expresso noutros pontos do parecer, o CT reforça, assim, a necessidade de que a metodologia de controlo de custos seja aplicada de modo transparente e estável ao longo dos períodos regulatórios, de modo a que as empresas possam estabelecer planos de otimização de custos no médio prazo e que as economias observadas possam vir a ser repartidas equilibradamente com os consumidores.

4. A ERSE aponta o estabelecimento de "custos de referência" como metodologia adequada à prossecução daqueles objetivos (cf. o novo artigo 89.º-A), o que o CT considera um ponto de partida equilibrado, sem prejuízo da posterior sustentação quantitativa a realizar na apresentação da proposta dos parâmetros regulatórios.

5. A concretização do indicado no número anterior, parece aliás, particularmente necessária quando o novo artigo 89.º-A indica uma "definição anual dos custos de referência", considerando o CT que a relevância deste parâmetro para o planeamento de atividades das empresas se coadunaria antes com uma definição para o período regulatório, sob pena de se privilegiarem ações de curto prazo, menos compatíveis com a manutenção dos níveis de serviço desejados.

6. O CT admite a criação de alguma diferenciação entre empresas, considerando, por exemplo, o número de clientes ou a dispersão geográfica da área de atuação das empresas, como discutido no Documento Justificativo.

7. Contudo, alerta que o atrás exposto não deve permitir a validação duma dispersão de resultados[229], pelo que se antecipa que, na proposta de parâmetros regulatórios, a ERSE apresente um estudo detalhado que suporte eventuais diferenças entre empresas quanto a valores unitários adotados, no respeito pelos princípios de transparência e não discriminação.

8. O CT considera, ainda, de relevar que a ERSE parece sugerir[230] que a aplicação do mecanismo de custos eficientes será, de algum modo, limitada temporalmente até 2017, por via do calendário de extinção das tarifas transitórias.

9. O CT recomenda alguma prudência nesta posição, especialmente pela disposição legal que obriga a que os CURR mantenham a sua atividade, quer para fornecimento a clientes que fiquem sem comercializador, ou que não disponham de ofertas comerciais na sua zona de residência, quer para os consumidores vulneráveis, elegíveis para tarifa social e/ou ASECE que poderão sempre optar por contratar o fornecimento de GN junto destas empresas.

10. Deste modo, o CT recomenda que, enquanto se mantiver o enquadramento legal e regulamentar em vigor para a atividade CURR, as questões associadas à sua sustentabilidade sejam analisadas no médio-longo prazo, nestas se incluindo a definição da base de custos operacionais e a avaliação da possibilidade da função do CURR ser assegurada pela atividade de comercialização.

I.B – OPEX E CUSTOS NÃO CONTROLÁVEIS

1. O CT nota a referência à revisão regulamentar do SEN em que a ERSE optou pelo reconhecimento da existência de uma base de custos não controláveis pelas empresas comercializadoras, i.e., não sujeita aos objetivos de eficiência, aprovados pela ERSE, para controlo dos proveitos permitidos destas empresas, o que o CT considera ser uma metodologia adequada, desde que corretamente enquadrada e aplicada.

2. O alargamento desta metodologia ao SNGN resulta, assim, coerente quer na prossecução do objetivo de manter equilibrada a exploração destas atividades, quer na procura de harmonização da regulamentação aplicável aos dois setores.

3. No entanto, o CT nota que, pela nova redação do RT, apenas após a publicação dos parâmetros regulatórios será possível aquilatar da eficácia e transparência da aplicação desta nova metodologia, pelo que o CT recomenda que a aplicação da mesma siga os princípios da previsibilidade e estabilidade regulatórias, de modo a que os CURR possam elaborar e executar os planos de incremento de eficiência operacional que serão necessários, sem pôr em causa as suas obrigações resultantes do RRC e RQS.

4. O CT nota finalmente o lapso de redação no artigo 90.º, que refere uma discriminação dos custos "por nível de tensão", conceito marcadamente elétrico, admitindo-se que se trata de "nível de pressão" ou "escalão tarifário", como tem sido norma no RT do SNGN.

I.C – REMUNERAÇÃO DO FUNDO DE MANEIO

1. O CT nota que a ERSE propõe uma alteração significativa da metodologia de cálculo dos Proveitos Permitidos dos CURRs, ao eliminar a parcela relativa ao diferencial entre os prazos médios de pagamento e recebimentos[231], sem que no Documento Justificativo seja apresentado o racional subjacente a esta proposta.

[229] Cf. observada na figura 3-9 do Documento Justificativo.

[230] Cf. pág. 76 do Documento Justificativo.

[231] Cf. nova redação proposta para o artigo 90.º do RT.

2. Esta parcela de remuneração deveria corresponder, na prática, à "*adequada remuneração do fundo de maneio*" que foi estabelecida aquando da revisão dos Contratos de Concessão da Distribuição e da separação da atividade CURR, resultando menos claro de que modo a ERSE pode justificar uma alteração desta natureza.

3. O CT considera que a proposta não se encontra fundamentada, recomendando, assim, que até melhor justificação, se mantenha a atual redação do RT neste ponto, sem prejuízo da cuidada avaliação, no momento de definição dos parâmetros regulatórios, das componentes quantitativas da sua aplicação.

J - OPERAÇÕES INTRAGRUPO

1. O CT considera relevante a atenção concedida pela ERSE às operações intragrupo, atendendo à estrutura societária de alguns dos participantes empresariais no SNGN, relevando igualmente o objetivo de harmonização da regulamentação com o SEN.

2. No enquadramento apresentado no capítulo sobre "Informação auditada", o CT avalia positivamente o aprofundamento introduzido na redação do RT sugerindo, contudo, que, nos artigos relevantes, seja explicitado que a informação a apresentar pelas empresas reguladas corresponde aos Dossiers Fiscais de Preços de Transferência (DFPT), que são explicitamente referidos no Documento Justificativo, mas não no regulamento.

3. O CT destaca a importância dos DFPT como fonte de informação privilegiada para a monitorização das operações realizadas entre empresas reguladas e não reguladas, fundamental para a deteção de eventuais subsidiações cruzadas e/ou duplicação de custos.

4. Sem prejuízo do referido, no caso da informação pretendida pela ERSE ser mais alargada do que a constante dos DFPT, deverão ser clarificados os modelos de reporte a apresentar pelas empresas, por exemplo através da sua incorporação nas Normas Financeiras.

5. O CT nota ainda a sugestão de harmonização das datas de entrega de informação pelas empresas reguladas, sugeridas no ponto "Informação auditada" deste parecer, a considerar nos artigos relevantes.

L - INFORMAÇÃO AUDITADA

L.1. ALTERAÇÕES AO REGULAMENTO TARIFÁRIO

1. O CT nota a incorporação do novo artigo 166.º-A que pretende clarificar a utilização da informação auditada prestada pelas empresas, especialmente para o cálculo dos ajustamentos aos proveitos permitidos.

2. O CT teve já a oportunidade de expressar a sua concordância ao reforço da utilização de auditorias independentes, como metodologia de melhoria da qualidade da informação disponível no SNGN, princípio que foi especialmente incorporado na última revisão regulamentar ordinária de 2013.

3. Contudo, o CT notou igualmente em pareceres recentes sobre as propostas de tarifário que a utilização de valores distintos dos constantes nos relatórios de auditoria na fixação das tarifas e proveitos, de algum modo ia contra aquele princípio, especialmente pela notada ausência de justificação nos documentos de aprovação do tarifário, bem como pelo facto de ter sido descontinuada a incorporação no documento "Ajustamentos" das demonstrações financeiras auditadas das empresas.

4. Releva-se, ainda, que a recente aprovação e publicação pela ERSE das normas financeiras de reporte, a utilizar pelas empresas para a submissão, quer da informação previsional, quer da auditada, criou um referencial e formato único, que o CT valoriza positivamente pelo incremento da transparência e objetividade. Eventuais insuficiências, em âmbito e detalhe, que, na sua aplicação, o regulador venha

a observar nas normas agora aprovadas, poderão ser objeto de revisão, permitindo que a ERSE obtenha a complementação da informação prestada pelas empresas (previsional ou auditada) numa mesma base.

5. O enquadramento anterior parece assim ser posto em causa pelo novo artigo que, *a contrario*, confere ainda maiores poderes de tratamento da informação auditada à ERSE. O CT considera que, numa lógica de equilíbrio, a exigência de realização de auditorias deve comprometer todas as partes, seja a empresa (na prestação de informação adequada e completa), o auditor (na verificação profissional da informação), e o regulador (na utilização da informação). Desvios a estes princípios prejudicam a própria credibilidade do processo, colocando finalmente em causa a relevância das auditorias[232].

6. Em qualquer caso, o CT considera que as prerrogativas atuais do Regulamento Tarifário que concedem à ERSE plenos poderes para ordenar auditorias suplementares à informação prestada pelas empresas, bem como as disposições do Estatuto Sancionatório, deveriam ser utilizadas preferencialmente.

7. O CT recomenda, assim, uma revisão do novo artigo 166.º-A, tornando-o mais conforme aos princípios regulatórios de objetividade e transparência.

L.2. ENVIO DA INFORMAÇÃO

1. O CT nota que o RT passa a definir 3 datas distintas para o envio da informação auditada das empresas reguladas (operadores de infraestruturas e comercializadores de último recurso):
   i. 30 de junho para as contas estatutárias
   ii. 30 de outubro para as contas reguladas auditadas;
   iii. 31 de outubro para os DFPT.

2. O CT considera que deve ser dado ênfase à harmonização de procedimentos, pelo que sugere a definição de 2 datas únicas para o envio de informação por estas empresas, consoante se trate de informação previsional ou auditada.

3. Neste sentido, atendendo ao que tem sido prática regulatória, sugere-se a adoção do seguinte procedimento:
   i. 31 de outubro para as contas estatutárias, contas reguladas auditadas e DFPT;
   ii. 15 de dezembro para a informação previsional (estimativa de fecho do ano em curso e orçamento para os 2 anos seguintes).

L.3 INFORMAÇÃO A FORNECER À ERSE APÓS CESSAÇÃO DAS ATIVIDADES DOS OPERADORES REGULADOS

O CT valoriza positivamente a introdução do novo artigo 140.º-A, relativo à obrigatoriedade de continuação de prestação de informação pelas empresas reguladas, durante o período de 2 anos após cessação das suas atividades, de modo a permitir a correta computação dos custos e proveitos a alocar ao SNGN, enquanto estes forem enquadráveis no âmbito de regulação da ERSE.

L.4. REPORTE DE FACTOS OCORRIDOS EM MOMENTOS POSTERIORES ÀS DATAS DE REPORTE DA INFORMAÇÃO REGULATÓRIA

1. O CT considera adequada a disposição proposta que prevê que todas as informações com impacto tarifário relevante sejam obrigatoriamente reportadas no imediato à ERSE, apesar de os factos que as originam poderem vir a ocorrer em momentos posteriores às datas de reporte regulamentar.

[232] Nota-se, ainda, que sendo alguns dos *stakeholders* do SNGN empresas cotadas, os procedimentos seguidos pela ERSE criam insegurança regulatória a outro nível que parece evitável.

2. O CT reconhece que, tratando-se de uma obrigação para as empresas, eventualmente sujeita às disposições do Estatuto Sancionatório, a clareza dos procedimentos torna-se particularmente relevante.

3. Deste modo, a redação proposta de "*impacte tarifário relevante*" carece, no entendimento do CT, de tipificação em sede de diretiva ou subregulamentação, com a finalidade de obviar interpretações diferenciadas pelos vários intervenientes do setor.

M – INCORPORAÇÃO DO REGULAMENTO EUROPEU – CÓDIGO DE COMPENSAÇÃO

M.1. CUSTOS/PROVEITOS DE COMPENSAÇÃO PARA OS AGENTES

1. Nos termos da aplicação do Regulamento UE n.º 312/2014 (Código de Rede para a compensação das redes de transporte de gás), os encargos de compensação diária aplicados a cada utilizador são apurados e imputados em função do desvio diário (entradas – saídas) de acordo com a metodologia de preço de compra e venda desses desvios calculados nos termos do capítulo V do regulamento europeu de compensação de rede. Estes incluem diferenças de medição e autoconsumos que, quando providos pelo operador de rede, são imputados diretamente aos agentes.

2. O CT reconhece que, por questões de transparência e similitude com o mercado em Espanha, o operador de rede deve ser responsável pela aquisição do gás para perdas e autoconsumos, e balanço das diferenças de medição. Estes custos deverão ser reconhecidos como eficientes, caso esta aquisição/venda seja realizada em mercado organizado ou por leilão.

M.2. ENCARGOS DE NEUTRALIDADE

1. As novas exigências dos códigos de rede obrigatórios, em particular o de compensação definido no Regulamento europeu n.º 312/2014, implicam a sua implementação em Portugal a partir de outubro de 2016, no quadro do fomento ao desenvolvimento de um mercado grossista.

2. Este código vem estabelecer em particular o processo e o preço de compra e venda das posições de desequilíbrio dos agentes e bem como a imputação de custos e/ou proveitos que o gestor técnico tenha de incorrer para manter em operação segura o processo físico de movimentação de GN. É o valor resultante deste conjunto de custos e proveitos do operador que é considerado no quadro dos encargos de neutralidade, dado que o referido regulamento impõe que o operador não ganhe ou perca com estas operações assegurando a sua repercussão direta e proporcional nos agentes de mercado.

3. Estes encargos de neutralidade encontram-se regulamentarmente previstos no capítulo VII (artigos 29.º a 31.º) do Código do referido Regulamento (UE) n.º 312/2014, e devem ser repercutidos nos utilizadores sendo o operador da rede de transporte neutral [233], propondo a ERSE três mecanismos alternativos para o efeito:

   a) Distribuição dos encargos de neutralidade através: (i) da aplicação de uma tarifa de encargos de neutralidade em função do consumo do agente de mercado e (ii) em função dos desequilíbrios de cada agente.

   b) Repartição de encargos de neutralidade em função dos desequilíbrios de cada agente.

   c) Aplicação de uma tarifa de encargos em função do consumo do agente de mercado.

[233] De acordo com o disposto no n.º 1 do artigo 29.º do Regulamento(UE) n.º 312/2014, "O operador da rede de transporte não deve ter lucros ou prejuízos com o pagamento ou o recebimento de encargos de compensação diária, encargos intradiários, encargos relativos a ações de compensação e outros encargos relacionados com as suas atividades de compensação, que são consideradas como todas as atividades realizadas pelo operador da rede de transporte para o cumprimento das obrigações estabelecidas no presente Regulamento".

4. Mais do que pronunciar-se sobre um mecanismo específico, entende o CT que deve ser desenvolvida pela ERSE uma metodologia que permita a repercussão direta dos custos/proveitos de neutralidade nos utilizadores na sua fatura sem que seja criada uma tarifa para o efeito, mas que assegure em função da sua natureza, a imputação de custos comuns (não dependentes do desvio) aos utilizadores, em função da energia entregue e os restantes, proporcionalmente ao seu desvio.

N - TARIFA SOCIAL

1. O Terceiro Pacote de Energia da União Europeia, através das Diretivas n.º 2009/72/CE e n.º 2009/73/CE, determinou que cada Estado-Membro deve definir a proteção e o conceito de clientes vulneráveis.
2. A nível interno, Portugal transpôs as referidas diretivas através do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro (tarifa social de fornecimento de energia elétrica) e do Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro (tarifa social de fornecimento de gás natural).
3. Desde logo se verificam diferenças de tratamento para os consumidores do SNGN e do SEN, nomeadamente com a metodologia de financiamento da tarifa social (TS):

- No SNGN, são todos os consumidores que suportam os encargos inerentes à sua atribuição, incluindo os beneficiários da TS;
- Enquanto no SEN *incide* sobre todos os titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, na proporção da potência instalada de cada centro electroprodutor.

4. O Decreto-Lei n.º 101/2011, no seu artigo 10.º, estabelece: "A caracterização do regime da tarifa social e do seu financiamento deve ser avaliada em 2013 e, posteriormente nos últimos seis meses de cada período subsequente de quatro anos, com vista à adequação à realidade do setor do gás natural."
5. O CT considera que não tendo ocorrido até à presente data a reavaliação legalmente estatuída, é premente ser realizada, aliás na senda da reavaliação no SEN, com a publicação do Decreto-Lei n.º 172/2014 de 14 de novembro, que republica o Decreto-Lei n.º 138 -A/2010, de 28 de dezembro.
6. Da comparação da legislação em vigor constata-se, adicionalmente, as seguintes divergências na definição de elegibilidade dos clientes finais economicamente vulneráveis:

- SNGN, art.º 2.º, ponto 2:

  a) Beneficiários do complemento solidário para idosos;

  b) Beneficiários do rendimento social de inserção;

  c) Beneficiários do subsídio social de desemprego;

  d) Beneficiários do 1.º escalão do abono de família;

  e) Beneficiários da pensão social de invalidez.

- SEN, art.º 2.º, pontos 2 e 3:

  d) Beneficiários do abono de família;

  f) Os beneficiários da pensão social de velhice;

  3 — *Para efeitos do disposto no n.º 1, são ainda considerados clientes finais economicamente vulneráveis as pessoas singulares que, no universo dos clientes finais de energia elétrica em baixa tensão normal, obtenham um rendimento anual inferior ao rendimento anual máximo, ainda que não beneficiem de qualquer prestação social, considerando -se, para tal, o rendimento total*

verificado no respetivo domicílio fiscal, bem como o número de coabitantes que não aufiram qualquer rendimento.

7. Do supra exposto, é entendimento do CT que urge ser efetuada a reavaliação da legislação em vigor sobre TS no setor do gás natural, nomeadamente quanto ao seu financiamento e elegibilidade dos beneficiários, instando a ERSE a diligenciar esta reavaliação junto do legislador.

8. O CT tem recorrentemente plasmado nos seus pareceres, que a ERSE deveria garantir a intervenção dos serviços de Segurança Social, entidade que atribui e monitoriza a aplicação das prestações sociais, no sentido desta notificar por *mailing* os beneficiários de que são potenciais beneficiários da tarifa social e ASECE, incentivando-os a solicitarem a atribuição da mesma junto dos seus comercializadores.

9. A concretização desta pretensão do CT iria potenciar a penetração da tarifa social e ASECE, dando por fim o desfasamento existente entre potenciais e efetivos beneficiários.

10. Com a alteração introduzida pelo ponto 3 do art.º 2.º do Decreto-Lei n.º 172/2014 de 14 de novembro, igualmente importa que a ERSE promova o envolvimento da Autoridade Tributária e Aduaneira, uma vez que é esta a quem compete a validação da elegibilidade dos clientes com base no critério do rendimento.

11. Finalmente, o CT expressa a sua concordância quanto à alteração proposta ao RT/SGN de aplicação obrigatória da tarifa social a cada oferta comercial disponibilizada por cada comercializador.

III – CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário entende que a proposta apresentada pela ERSE deverá ser revista tendo em conta as preocupações e recomendações que antecedem.

Aprovado em 3 de fevereiro de 2016.

[Parecer integral digitalizado]

◆ Revisão do Regulamento Tarifário ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) cujos estatutos foram aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, revistos pelo Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro, dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT): " (…) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*"[234].

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: "(...) *emitir parecer* (…) *sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre afixação de tarifas e preços*", parecer este que é aprovado por maioria, não tem carácter vinculativo e deve ser emitido no prazo máximo de 30 dias após a receção da proposta,

O Conselho de Administração da ERSE entregou ao Conselho Tarifário uma "Proposta de revisão do Regulamento Tarifário", solicitando parecer sobre a mesma.

No decurso do período para emissão de parecer, o CT solicitou à ERSE esclarecimentos, tendo esta respondido em 29.04.2014.

Posto o que, nos termos do n.º 3 do artigo 147.º do Regulamento Tarifário (RT), conjugado com o n.º 1 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro, a Seção do Setor do Gás Natural do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

A. GENERALIDADE

1. No exercício das suas competências, a ERSE apresentou ao CT para emissão de parecer, uma proposta de alteração do Regulamento Tarifário (RT) que visa dois objetivos:

   (i) Recalendarização da recuperação dos desvios dos custos de aquisição do gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso (revisão da metodologia aprovada em dezembro de 2010, na sequência de revisão extraordinária do RT)[235];

   (ii) Reconhecimento da função de Gestor Logístico das UAG (GL-UAG), que tem vindo a ser exercida pelo Comercializador de Último Recurso Grossista (CURG), mas para a qual não existia mecanismo de reconhecimento dos respetivos custos.

2. O CT tem defendido as vantagens inerentes da estabilidade regulatória, no que a mesma significaria em termos de criação de um quadro transparente para os *stakeholders*, permitindo aos comercializadores a definição de políticas comerciais coerentes, às empresas reguladas a adequada recuperação dos proveitos e, finalmente, para os consumidores um custo de gás mais protegido de variações inesperadas.

3. O CT reconhece que a situação presente do mercado de gás natural, com uma diminuição significativa do consumo originou uma pressão tarifária não despicienda sobre as tarifas de acesso.

4. Na generalidade, no que concerne ao tratamento dos desvios tarifários, o CT acolhe a iniciativa da ERSE no sentido de minimizar o seu impacto tarifário no presente ano gás, dando cumprimento ao principio da proteção dos clientes face à evolução das tarifas.

[234] Cf. artigo 48.º do Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro

[235] A revisão extraordinária do RT, ocorrida em dezembro de 2010, não resultou de "sugestão do Conselho Tarifário" (cf. 3.º parágrafo do Enquadramento). Após proposta de revisão apresentada pela ERSE — "única entidade com poder para iniciar tal processo" como indicado no parecer do CT de dezembro de 2010 — o CT pronunciou-se favoravelmente à mesma, não deixando, no entanto, nesse mesmo parecer, de expressar preocupação pela criação de défices tarifários e reforçando a necessidade de sinalização dos custos reais associados ao fornecimento de gás natural.

5. No entanto, releva o CT que, apesar dos esforços do regulador, a proposta de evolução tarifária é onerosa e penalizadora, sobretudo para a AP, sendo desejável promover a transparência dos critérios empregues no apuramento e prevenção dos desvios tarifários.
6. Na busca do equilíbrio entre estas duas realidades, o CT acolhe a revisão agora proposta, mas, coerentemente com as posições que tem defendido, insta a ERSE a que a fixação das tarifas permita a efetiva recuperação dos proveitos permitidos do SNGN. Apenas quando for atingido este princípio de racionalidade económica - fundamental em qualquer atividade e, por maioria de razão, num negócio regulado -, será evitada a criação de desvios tarifários, indesejáveis no que impedem a sinalização dos custos reais no SNGN e no que representam de encargos para os consumos (leia-se "consumidores") futuros.
7. O CT regista finalmente, a insuficiente concretização numérica da proposta5 em termos dos valores de desvios acumulados a recuperar,
8. Teria sido enriquecedor do debate a separação dos valores em "desvios tarifários ordinários" (i.e., as diferenças correntes de recuperação dos proveitos até ao 2º ano anterior, como previsto no RT) e outros desvios tarifários (valores de proveitos por recuperar, acumulados anteriormente a esse 2º ano anterior), bem como a separação por atividades (aquisição de GN; tarifas de acesso da RNTIAT e distribuição; Comercialização de Último Recurso - CUR).

B. RECALENDARIZAÇÃO DA RECUPERAÇÃO DOS DESVIOS DOS CUSTOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA

1. Os documentos que instruem a proposta são pouco desenvolvidos, não permitindo o efetivo esclarecimento do valor e origem dos desvios, pelo que, a solicitação do CT, a ERSE realizou algumas simulações dos impactes nas tarifas transitórias, nas tarifas de acesso (por segmento de consumo) e nas tarifas por atividade, donde se retiram os seguintes elementos:

	Proposta Tarifas 2014/2015	Com repercussão anual dos desvios de custos de aquisição de energia
	Variação 3º Trim 2014/2º Trim 2014	
Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais		
Consumo <= 10 000 m^3/ano	2,40%	2,40%
Consumo > 10 000 m^3/ano	2,40%	3,60%
Tarifas de Acessos às Redes		
Clientes em AP (> 50 milhões de m^3) *	29,20%	**73,60%**
Clientes em MP e BP> (> 10 000 m^3)	MP + 4,8% / BP> + 6,2%	**14,60%**
Clientes em BP< (< 10 000 m^3)	5,40%	5,40%
Tarifas por atividade		
Infra-estruturas de Alta Pressão		
Tarifa de Uso do Terminal de GNL	6%	6%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	49%	49%
Acesso às Redes e Gestão Global do Sistema		
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	22%	22%
Tarifa de Uso Global do Sistema	30%	**118%**
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	6%	6%

2.
3. O CT não pode deixar de constatar que, a curto prazo, os grandes consumidores de GN .com especial relevância no caso dos consumidores em AP) enfrentam já um aumento muito significativo da tarifa UGS II, mesmo com a proposta mais conservadora apresentada pela ERSE.

4. Este aumento tarifário é particularmente gravoso no contexto da atual conjuntura económica em que é exigido aos consumidores de GN industriais e ao tecido empresarial português em geral, um aumento sustentado da competitividade por forma a solidificar o processo de retoma económica.

5. Como tal, o CT considera positivos os esforços da ERSE no sentido de reduzir o impacto da tarifa UGS II no presente ano gás.

6. Não obstante o reconhecimento da necessidade conjuntural de impedir a escalada das tarifas de acesso à rede dos grandes consumidores (nomeadamente no que concerne à rubrica UGS II), o CT perspetiva que, a longo prazo, esta medida pode ter inerentes efeitos adversos, podendo gerar problemas com o pagamento de juros (sobretudo em contextos de *spreads* elevados); dificultar o processo de cálculo das tarifas (na medida em que os desvios tarifários tornam-se maiores e mais difíceis de monitorizar) e eventualmente, criar distorções/problemas de equidade inter-geracional e de subsidiação cruzada caso a regra de alocação desses desvios (através da rubrica UGS II) não coincida com o modo como os desvios são alocados aos consumidores das diversas componentes da tarifa de acesso à rede em vigor no ano precedente.

7. Considera o CT que, para uma correta análise custo-benefício relativamente aos moldes concretos em que a proposta da ERSE poderá ser implementada, é necessário que sejam presentes os seguintes estudos e/ou documentos complementares:

- Estimativa sobre os custos financeiros (evolução do desvio e respetivos juros) associados a esta medida, fundamentando o tipo de pressupostos adotados pela ERSE no cálculo destes custos, identificando metodologia de cálculo para as taxas de juro aplicáveis (possivelmente Euribor+*spread*) e apresentando diversos cenários para os custos financeiros em função do comportamento da taxa de juro.

  Relativamente a este ponto, o CT sugere a possibilidade da ERSE estipular já nesta revisão ao RT bandas de flutuação para as taxas de juro aplicáveis à dívida gerada pelos ajustamentos tarifários. O estabelecimento destas bandas de flutuação limitaria a volatilidade dos custos financeiros associados aos desvios ordinários e extraordinários, reduzindo a incerteza futura relativamente à evolução desta componente.

- Identificação do valor das tarifas de acesso à rede (UGS 11>) para diferentes horizontes temporais de recuperação dos ajustamentos tarifários.

  Na proposta apresentada, a ERSE não propõe um período de recuperação pelo que o CT considera pertinente formulação simulações para diversos horizontes temporais.

8. O CT considera negativo a não clarificação na proposta de, pelo menos, os termos fundamentais previstos para a subregulamentação que menciona, desde logo:

   (i) Qual o prazo para aprovação da subregulamentação,

   (ii) Qual o mecanismo de aprovação da subregulamentação (decisão simples da ERSE, ou com consulta ao CT e entidades afetadas);

   (iii) Qual o prazo de recuperação e fixação dos juros;

   (iv) A possibilidade de criação de regime que permita a titularização dos desvios, o que contribuiria para o equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas e não onere excessivamente os consumidores[236].

[236] Relembra-se o Decreto-Lei n.º 87/2011, de 18 de julho, que concedeu à ERSE a possibilidade de criação de mecanismos de estabilização da recuperação de desvios e défices tarifários do setor do GN, a exemplo do aplicado no SEN.

9. O CT não ignora nem desvaloriza a questão do custo financeiro associado a um eventual alargamento dos prazos de recuperação- No entanto, considera que a mais-valia que se poderia observar pela estabilização das tarifas no médio prazo, resultante da definição a anteriori das verbas de recuperação dos desvios, a incorporar no cálculo dos proveitos permitidos e das tarifas, seria especialmente benéfica para o conjunto do SNGN.

C. ATIVIDADE DO GL-UAG

1. O CT regista que a ERSE atendeu à sua proposta[237] quanto à necessidade de enquadrar devidamente a atividade do GL-UAG, assegurada pelo CURG, especialmente atendendo a que após a extinção da atividade de comercialização de gás natural a grandes clientes, os custos associados deixariam de estar cobertos, Neste sentido a oportunidade da revisão está plenamente demonstrada,

2. Sem prejuízo do anterior, parece ao CT que a ERSE poderia ter aproveitado a circunstância para não prever apenas a recuperação dos custos, os quais, ao serem simplesmente computados na função de compra e venda de gás natural, conduzem a uma mistura de conceitos na mesma tarifa (i.e., energia e gestão de transporte rodoviário), que se afigura desnecessária.

3. Sendo certo da análise da de tarifário para o AG2014-15 que o valor dos custos operacionais do OPEX a considerar (241.000 €) não é de molde a desvirtuar o valor dos custos de energia a recuperar (superior a 42 milhões de euros), parece que se poderia ter optado pela criação, desde já, de uma tarifa específica para esta atividade.

D. AMPLITUDE DA REVISÃO EM CURSO

1. O CT considera que se deveria aproveitar este momento em que se abre a discussão para, em vez de limitar a revisão ao estabelecimento de um novo calendário de aplicação da UGS II, procurar a criação de um efetivo quadro estável de recuperação dos desvios acumulados no SNGN com inegáveis vantagens para a estabilidade tarifária[238] e a sustentabilidade do sistema gasista.

2. Com efeito, a análise do documento apresentado sugere que a situação presente de insuficiente recuperação dos proveitos não se esgotará nos custos de energia, pelo que caberia à ERSE esta clarificação, de modo a permitir uma análise mais detalhada que cobrisse as diferentes dimensões associadas à eliminação do conjunto dos desvios tarifários existentes no SNGN que prejudica a proposta da ERSE.

3. O CT considera, por isso, que a proposta da ERSE pode ser revista (quer a curto, quer a médio prazo) tornando a revisão mais ampla, no sentido de assegurar uma justa repartição destes custos pelos utilizadores do SNGN e garantir que as regras de alocação dos custos em causa são devidamente fundamentadas do ponto de vista económico.

4. O CT considera que seria fundamental identificar os desvios tarifários bem como o programa de recuperação que lhe esteja associado, isolando o efeito do peso dos ajustamentos no montante anual efetivo dos proveitos permitidos das empresas reguladas,

5. O CT incentiva, assim, a ERSE complementar a proposta de revisão do RT, de modo a:

   (i) Apresentar os diferentes componentes dos desvios existentes, tornando-a transparente em termos de valores, atividades e períodos em causa;

   (ii) Avaliar cenários de recuperação e as tarifas a utilizar para essa recuperação;

[237] Cf. parecer relativo às tarifas e preços para o AG 2013-14.

[238] Como referido pela ERSE no Documento Justificativo.

(iii) Valorizar de um modo adequado e objetivo a remuneração dos saldos negativos acumulados nas empresas atendendo às condições do mercado;

(iv) Evidenciar os critérios fundamentais da subregulamentação a aprovar, nomeadamente a sua ligação ao Decreto-Lei n.º 87/2011;

(v) Analisar de modo objetivo os impactes tarifários previstos ocorrerem e a estabilização obtida, por contraponto às variações que se têm verificado no quadro atual de fixação anual dos valores a incorporar.

E. CONCLUSÃO

O Conselho Tarifário considera que as propostas que lhe foram apresentadas pela ERSE deverão ser reformuladas de acordo com os comentários e recomendações constantes do presente parecer.

Aprovado em 15 de maio de 2014.

◆ Resposta da ERSE ◆

Nos termos do Regulamento Tarifário, o Conselho de Administração (CA) da ERSE apresentou no dia 15 de abril ao Conselho Tarifário da ERSE (CT) a "Proposta de revisão do Regulamento Tarifário do setor do gás natural" e os respetivos documentos justificativos complementares. O CT emitiu o seu parecer, aprovando por unanimidade a proposta da ERSE.

A proposta contempla a alteração da metodologia de recuperação dos custos enquadrados na parcela II> da tarifa de uso global do sistema, bem como, o enquadramento da recuperação dos custos incorridos pelo comercializador de último recurso grossista com a gestão logística das UAG, através da parcela II da tarifa de uso global do sistema.

Esta revisão do Regulamento Tarifário do setor do gás natural permite a sua adaptação às circunstâncias resultantes da necessidade de mitigar os impactes tarifário que a repercussão dos proveitos a recuperar referentes aos ajustamentos positivos ou negativos da atividade de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso grossista, para clientes com consumo anual superior a 10 000 m^3 (n), referentes a anos anteriores, teria em tarifas de 2014-2015.

O CA da ERSE procedeu à apreciação do parecer do CT e à ponderação das sugestões nele contidas. Em seguida, apresenta-se a análise ao parecer do CT e os seus comentários às questões suscitadas.

B – RECALENDARIZAÇÃO DA RECUPERAÇÃO DOS DESVIOS DOS CUSTOS DE AQUIISÇÃO DE ENERGIA

O CA da ERSE, à semelhança do plano de repercussão dos ajustamentos positivos ou negativos da atividade de compra e venda de gás natural, definido em 2010-2011, na atual proposta de alteração da metodologia de recuperação daqueles custos para o ano gás 2014-2015 teve em conta o impacte tarifário que resultaria da contemplação no cálculo dos proveitos permitidos para o ano gás 2014-2015 dos valores referentes à parcela II da tarifa de UGS. Esta tarifa é paga por todos os consumidores, com exceção dos centros electroprodutores, independentemente de serem fornecidos por um comercializador do mercado livre ou por um comercializador de último recurso.

Neste sentido, o CA da ERSE apresentou ao Conselho Tarifário da ERSE uma proposta de revisão regulamentar que contempla uma metodologia que permite a repercussão tarifária dos ajustamentos da atividade de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso grossista, para clientes com consumo anual superior a 10 000 m^3 (n), referentes a anos anteriores, definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados. Estes são repercutidos na parcela II> da tarifa de uso global do sistema, no ano gás t, por um novo período, a iniciar no ano gás 2014/2015, acrescidos de juros.

A alocação dos custos a cada segmento de consumidores foi sempre tida em atenção, como ficou evidenciado na separação das tarifas de UGS II entre UGS II< e UGS II>. Na relação entre quem gera os desvios e quem os paga, a ERSE teve em atenção os clientes que, embora, já estejam no mercado, e não tendo atualmente qualquer relação com o Comercializadores de Último Recurso Grossista (CURG), antes da passagem para o mercado faziam parte do mercado regulado. Desta forma, e porque os consumidores em mercado, antes da sua passagem para o mercado, também contribuíram para a existência de desvios, deverão, também, ser pagadores dos mesmos, caso contrário não se garantiria que o processo de mudança para o mercado livre seja neutro, económica e financeiramente, para o mercado regulado.

Os montantes que atualmente estão sujeitos a esta medida são identificados e dizem apenas respeito a eventos extraordinários ocorridos anteriormente ao ano gás 2010-2011 e, provavelmente, não deverão extrapolar estes eventos, tendo em conta a aceleração do processo de liberalização do mercado e o consequente forte decréscimo do gás natural adquirido pelo comercializador de último recurso grossista. No entanto, proceder à extrapolação dos impactes tarifários para além do que já foram disponibilizados ao CT através da construção de cenários previsionais de médio e longo prazo de recuperação dos

ajustamentos da atividade de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso grossista, seria um exercício meramente académico sem aderência a uma realidade desconhecida no que se refere aos montantes que serão possíveis recuperar pelas tarifas em cada um dos anos futuros.

Tal deverá ter em conta o princípio da estabilidade tarifária e os interesses dos consumidores do setor do gás natural, mantendo em paralelo a preocupação de garantir o equilíbrio económico-financeiro das empresas. Relativamente às taxas de juro e *spreads* a aplicar à recuperação desses desvios, as mesmas deverão estar em linha com as praticadas pela ERSE para a recuperação de desvios com caraterísticas semelhantes, nos setores que estão no âmbito da sua regulação.

Face ao exposto, aquando da definição da metodologia para recuperação dos ajustamentos da atividade de compra e venda de gás natural do CUR Grossista em sede de regulamentação complementar, a ERSE terá em conta a ponderação dos diferentes vetores em causa, que se traduzem nas preocupações agora demonstradas pelo CT.

C – ATIVIDADE DO GL UAG

No atual contexto de desenvolvimento da atividade do GL-UAG a criação de uma tarifa que lhe seja dedicada não se justifica, sem o apuramento atempado dos ganhos que daí pudessem advir.

D – AMPLITUDE DA REVISÃO EM CURSO

O CA da ERSE entende as preocupações levantadas pelo CT. No entanto, qualquer solução generalista que seja baseada na definição antecipada de uma metodologia de controlo de custos poderá cristalizar a abordagem e não responder da melhor forma a situações particulares. Até à data a ERSE tem optado pela definição de mecanismos pontuais adaptados a situações em particular, o que se tem demonstrado eficaz, tendo em conta o decréscimo do montante de custos diferidos que se tem verificado desde o ano gás 2010-2011. Qualquer abordagem mais abrangente correrá o risco de potenciar o afastamento do nível médio de preços do custo médio efetivo do sistema, potenciando a geração de *deficit*.

Por outro lado, não se perfila necessário a aplicação de um tratamento mais abrangente dos custos diferidos, para além dos custos de energia contemplados na UGS II, tendo em conta que as tarifas do ano gás 2014-2015 não incorporam nenhum diferimento do custo relativo a esse ano. Recorda-se que os ajustamentos s-1 não correspondem à reposição de nenhum montante de desvios positivo ou negativo de proveitos. Os ajustamentos s-1 correspondem pelo contrário a estimativas de desvios efetuadas com base na estimativa dos desvios definitivos do ano seguinte. A consideração ou não destes ajustamentos estimados nas tarifas corresponde a antecipação da integração no cálculo tarifário de um desvio que de facto só ocorrerá no ano seguinte. Esta antecipação apenas se justifica, obviamente, quando permite mitigar evoluções tarifárias.

3 PLANOS DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO

◆ Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimentos e Investimento na RNTIAT para o período 2016-2025 — PDIRGN 2015 ◆ [Consulta Pública n.º 52]

Os estatutos da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, revistos pelo Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro e pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho preveem a existência dum Conselho Tarifário (CT), "(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços."

O Conselho Tarifário reúne as suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural ordinariamente uma vez por ano a fim de emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria, não tem carácter vinculativo[239] e deve ser emitido no prazo máximo de 30 dias úteis após a receção da proposta.

Extraordinariamente, as secções do Conselho Tarifário reúnem por convocação do seu presidente, por sua iniciativa, a pedido de, pelo menos, um terço dos seus membros ou a pedido do presidente do conselho de administração.

Neste contexto, o Conselho de Administração da ERSE remeteu ao Conselho Tarifário o documento que se encontra em consulta pública intitulado Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimentos e Investimento na RNTIAT para o período 2016-2025 – PDIRGN 2015, solicitando a contribuição do Conselho no âmbito da mesma.

No decurso do período para emissão de parecer, o CT solicitou à ERSE esclarecimentos tendo reunido conjuntamente com a entidade reguladora para aquele efeito em 18.12.2015, data em que a REN efetuou igualmente uma apresentação da sua proposta.

Atendendo a que a forma de pronúncia do Conselho Tarifário é por intermédio de pareceres, nos termos do nº 3 do artigo 147º do Regulamento Tarifário (RT), conjugado com o nº 1 do artigo 48º e nº 2 do artigo 49º dos Estatutos da ERSE, a Secção do Setor do Gás Natural do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

1. ENQUADRAMENTO

1.1. Nos termos do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, o planeamento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT) deve assegurar a existência de capacidade das infraestruturas, a segurança do abastecimento, incluindo reservas estratégicas, bem como um desenvolvimento adequado e eficiente da rede.

1.2. Compete à REN Gasodutos, enquanto operador da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural, elaborar uma proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT) para o período 2016-2025.

1.3. Em cumprimento do estabelecido no n.º 1 do artigo 12.º-A do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho[240], a REN Gasodutos, enquanto operador da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN), apresentou à Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), uma proposta do PDIRGN (2015) - Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT), para o período 2016-2025.

1.4. Por sua vez, a DGEG, após avaliação técnica remeteu a proposta recebida à ERSE para os adequados fins no âmbito regulatório e legislativo.

[239] Cf. artigo 48.º do Decreto-Lei nº 212/2012, de 25 de setembro.

[240] Na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro.

1.5. Dando cumprimento ao disposto no n.º 4 do citado artigo 12.º-A, a ERSE está a promover uma consulta pública sobre a proposta apresentada pelo operador da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural.

1.6. Os resultados da consulta pública, acompanhados do parecer da ERSE, serão posteriormente enviados para o membro do Governo responsável pela área da energia que decidirá sobre a sua aprovação.

1.7. Sendo a decisão final a tomar pelo Governo a tradução duma opção política sobre o PDIRGN o CT ressalva, assim, que, a sua apreciação é de carácter técnico, não se referindo a medidas de política energética da competência do governo.

2. PRESSUPOSTOS TÉCNICOS E LEGISLATIVOS TOMADOS EM CONSIDERAÇÃO NA ELABORAÇÃO DO PDIRGN 2015

O operador da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural, na elaboração da sua proposta, teve em consideração os seguintes documentos que lhe serviram de suporte:

2.1. O relatório anual de monitorização da segurança do abastecimento de 2014 (RMSA) reflete as medidas de política energética definidas pelo Estado sinalizando as necessidades de desenvolvimento de infraestruturas;

2.2. A caracterização da RNTIAT elaborada pelo operador da Rede que está conforme com os objetivos e requisitos de transparência previstos no Regulamento (CE) n.º 715/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho (estabelece o conceito de plano decenal, a ser apresentado de dois em dois anos, como um dos pilares do desenvolvimento das infraestruturas de energia europeias);

2.3. Plano decenal de desenvolvimento das Redes Europeias elaborado pelo ENTSOG (*European Network of Transmission System Operators for Gas)* – TYNDP 2015-2024 (*Ten Year Network Development Plan);*

2.4. O Regulamento (UE) nº 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril relativo às orientações para o desenvolvimento atempado e a interoperabilidade dos corredores e domínios prioritários das infraestruturas energéticas transeuropeias, em vigor desde 15 de maio de 2013, é um dos casos mais relevantes. Este regulamento destina-se a facilitar o desenvolvimento atempado e a interoperabilidade das redes energéticas transeuropeias (TEN-E) bem como dá prioridade a corredores físicos e áreas energéticas consideradas estratégicas para a Europa e estabelece os critérios para a identificação de projetos de interesse comum (PCI), projetos transfronteiriços que beneficiem, pelo menos, dois países da União Europeia. Os três principais objetivos deste regulamento são:

i. Facilitar a execução atempada dos PCI, estabelecendo, para isso, novos procedimentos de atribuição de licenças a estes projetos, mais transparentes e expeditos;

ii. Estabelecer regras e fornecer orientações para a imputação dos custos transfronteiriços;

iii. Determinar as condições de elegibilidade dos PCI para a assistência financeira da UE ao abrigo do *Connecting Europe Facility* (CEF) – mecanismo de apoio financeiro a investimentos destinados a melhorar as redes europeias no domínio dos transportes, da energia e da tecnologia digital.

2.5. As recomendações da ERSE emitidas em dezembro de 2013 sobre a proposta de PDIRGN 2013, apresentada pelo operador da RNTGN, nomeadamente:

i. *Atento o desajuste existente entre as necessidades de investimento perspetivadas pelo operador da RNTGN na proposta de PDIRGN 2013 para satisfazer a procura no período 2014-2023 e os dados à disposição dos vários agentes, a ERSE propôs uma reavaliação do desenvolvimento das infraestruturas que tinham sido apresentadas na proposta de PDIRGN 2013, recomendando uma reponderação das suas prioridades;*

ii. *No que diz respeito à terceira interligação de gás natural entre Portugal e Espanha, verificou-se que os principais benefícios apresentados na proposta de PDIRGN 2013, somente se justificariam se o desenvolvimento deste projeto fosse incluído num cabaz de investimentos europeus no domínio das interligações internacionais, designadamente o reforço substancial das interligações entre Espanha e o sul de França. Constatou-se que, enquanto o nível de interligação Espanha-França se mantiver nos níveis atuais, poderão ser pouco expressivos os benefícios que resultariam da integração de Portugal e da Península Ibérica num mercado europeu*.[241]

3. ABORDAGEM NA GENERALIDADE DO DOCUMENTO EM CONSULTA PÚBLICA

3.1. Da análise ao conteúdo da documentação disponibilizada, o CT sublinha a significativa melhoria da sistematização e da clareza na disponibilização de dados por parte da REN.

3.2. Contudo, relativamente aos demais intervenientes no processo, o CT renova críticas, na medida em que:

a) Constata-se um atraso no lançamento da consulta pública (entre março e novembro de 2015), sem que se encontre uma aparente justificação;

b) Na formulação de algumas questões, a ERSE mantém um formato fechado e dirigido, que acaba por condicionar a própria resposta;

c) A consulta pública não acrescenta informação à disponibilizada pelo operador, nomeadamente com indicações e simulações de impactos tarifários desagregados por nível de tarifa ou apresentação de análises de eventuais benefícios transversais ao sistema ou interligando o plano em discussão àquele que foi apresentado pela atividade de distribuição e que ainda se aguarda.

d) Falta de publicitação e de discussão do Relatório de Segurança de Abastecimento (RMSA) na medida em que diversos aspetos deste são fundamentais para a apreciação e avaliação do documento em análise.

3.3. Pela sua reconhecida complexidade e importância, a segurança de abastecimento ficou definida e regulamentada na UE devido à reconhecida criticidade do setor do gás natural, o Regulamento CE nº 994/2010, que se encontra refletido nos pressupostos deste PDIRGN. Embora o CT considere que o seu parecer não deverá discutir as opções de política energética ou garantia de segurança de abastecimento de *per se*, já entende dever pronunciar-se quanto às formas e medidas para implementação daquelas opções.

4. PROJETOS A DECIDIR NA PROPOSTA DE PDIRGN 2015 E EVOLUÇÃO FACE À PROPOSTA DE PDIRGN 2013

4.1 A REN apresenta na sua proposta de plano decenal os projetos de infraestruturas de transporte, de armazenamento e terminais de gás natural que considera estruturantes e indispensáveis para garantir, como lhe compete, na sua condição de concessionária da RNTGN, que seja assegurada a existência de capacidade eficiente transporte e armazenamento de gás natural. Para tal, segue quer as obrigações decorrentes da legislação nacional e comunitária em vigor, quer o contexto regulamentar existente. Resumidamente, a REN propõe os seguintes projetos para decisão na presente proposta de PDIRGN:

4.1.1 Otimização e *up-grade* da estação de gás do armazenamento subterrâneo do Carriço.

Investimento faseado, com entrada em operação ao longo dos anos 2015, 2016 e 2017.

4.1.2 Construção de uma estação de compressão no Carregado para aumentar a capacidade de transporte. Instalação prevista para 2019.

[241] Cf. Documento a discussão pública.

4.1.3 Construção da 1.ª fase da 3.ª interligação Portugal – Espanha. Com o objetivo de integrar internamente os dois sistemas de GN ibéricos e estes com os restantes sistemas europeus de GN, com previsão de entrada em operação no final de 2019. Este projeto que é apresentado como o de maior relevância e de mais avultado investimento é também referido como projeto conjunto dos dois países ibéricos. Está considerado pela EU como projeto de interesse comum (PCI) e como tal suscetível de apoio comunitário.

4.2 Comparativamente à proposta da REN no PDIRGN 2013 salienta-se:

4.2.1 O projeto de desenvolvimento e otimização da estação de gás do Carriço estava já proposto no anterior plano, tendo figurado no PDIRGN 2011 como projeto de aumento de capacidade e evoluído no PDIRGN 2013 para um projeto de otimização da estação.

4.2.2 O projeto da estação de compressão do Carregado estava também já proposto no PDIRGN 2013, com previsão de entrada em exploração para 2016. Acresce que o projeto já figurava em anteriores propostas de PDIRGN, nomeadamente no de 2008 com previsão para junho de 2011 e no PDIRGN de 2011 com previsão de entrada em serviço em início de 2014. O operador recalendarizou este projeto no PDRIGN 2015.

4.2.3 O projeto da 3.ª interligação Portugal – Espanha, gasoduto Celorico da Beira - Vale de Frades estava também já proposto no anterior plano. Era então prevista a sua conclusão para 2016. O operador recalendarizou este projeto no PDRIGN 2015.

4.2.4 O projeto de construção do gasoduto Carriço (AS) – Cantanhede foi proposto no anterior plano para 2020. No atual plano este projeto é preterido para o conjunto de projetos para decisão em futuras edições de PDIRGN e nomeadamente com previsão para construção em 2025.

4.3 Os valores estimados, a custos diretos externos, propostos pelo ORT para os investimentos inerentes ao PDIRGN 2015 são os seguintes: para o período de dez anos atingem um valor global de 192,2 M€ dos quais 147,6 M€ estão previstos realizar no período de 2016 a 2018.

4.3.1 Os valores acima referidos são substancialmente moderados comparativamente aos propostos no anterior plano que atingiam 524 M€ para o período decenal e 239 M€ para o período de 2014 a 2016.

5. ANÁLISE DA PROPOSTA DE PDIRGN 2015

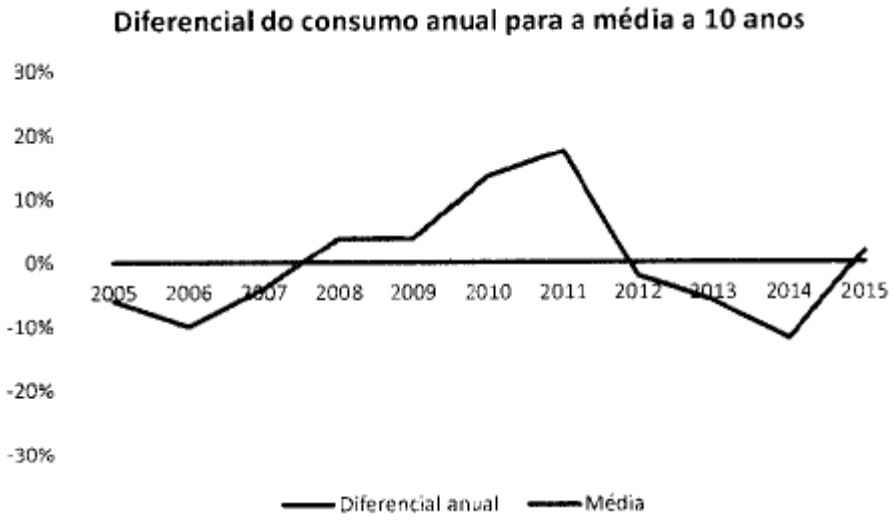
5.1. CONSUMOS E UTILIZAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS

5.1.1. O CT tem referido a necessidade de estimar a procura tendo por base os elementos mais atuais disponíveis de modo a que a avaliação dos planos de investimento apresentados seja informada e acessível.

5.1.2. Relativamente à previsão da procura, o CT reconhece a ponderação da proposta de PDIRGN na consideração do cenário base em que se minimizou o consumo de GN devido ao não descomissionamento das centrais a carvão.

5.1.3. Quanto aos consumos excecionais, o CT recomenda que seja investigada de forma mais fundamentada em que medida o gás natural se constituirá como alternativa para o sistema electroprodutor no futuro e qual o papel do GN na estrutura produtiva

5.1.4. Tendo por base os valores indicados pela ERSE sobre a evolução histórica da procura bem como os valores públicos sobre o índice de produtibilidade hidroelétrica e a estimativa do operador da RNTGN para 2015 realizada em dezembro, constata-se que o SNGN tem evidenciado um consumo médio entre 2005 e 2015 da ordem dos 51,1 TWh com um desvio inferior máximo de -12% em 2014.



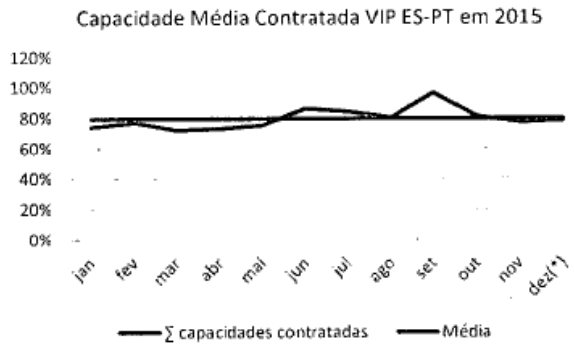
5.1.5. Em 2015 os valores estimados pelo operador apontam para um consumo +2% acima da média, aumento que decorre de vários fatores entre os quais o facto de 2015 ter sido um ano de menor pluviosidade que os anteriores (índice de produtibilidade hidroelétrica de 0,8) refletido na produção renovável hidroelétrica, que foi compensado pelo funcionamento das centrais de ciclo combinado que no ano anterior praticamente não operaram.

5.1.6. Importa referir que nos últimos 10 anos o índice de produtibilidade médio foi 0,9 com mínimos de cerca de 0,4 em 2005 e 2012.

5.1.7. Dada a variabilidade na produção renovável hídrica e eólica, o CT regista positivamente o facto de o PDIRGN considerar previsões com base em regimes médios (hidrológicos e eólicos).

5.1.8. O CT sublinha que as infraestruturas do SNGN devem assegurar as necessidades dos agentes de mercado e não devem constituir uma barreira à sua liberdade de escolha e otimização de preço, sem prejuízo do estabelecimento dum quadro regulatório adequado.

5.1.9. No âmbito desta liberdade de escolha, verifica-se presentemente uma concentração das importações pela interligação que atingiram, em Setembro, um nível de contratação de 96% da capacidade disponível[242] e uma menor utilização do terminal de Sines, ainda assim em linha com as infraestruturas similares na Península Ibérica como apresentado a partir de dados públicos disponibilizados pelo operador da RNTGN:



Fonte: REN

[242] Vide site www.ign.ren.pt - só não foi contratada a parte *unbundled.*

5.2. O PAPEL DO TERMINAL DE SINES

5.2.1. As regras de acesso e estrutura tarifária do terminal de Sines continuam a constituir uma barreira à entrada para agentes de mercado que pretendam iniciar a importação por essa via, recomendando o CT que, nomeadamente no âmbito da próxima revisão regulamentar, a ERSE pondere formas de eliminar este problema.

5.2.2. Sendo o terminal de Sines uma importante infraestrutura Ibérica, pode ter um papel relevante no quadro da segurança de abastecimento europeia a par das interligações existentes entre Espanha e o norte de África.

5.3. O MIBGAS

5.3.1. A dinamização do MIBGAS beneficiará com o reforço do papel do sistema nacional de gás natural no quadro Ibérico.

5.3.2. O CT reconhece a imprevisibilidade dos níveis de utilização de infraestruturas que dependem das opções de importação GN/GNL que são função dos seus preços relativos no mercado. Neste quadro, devem ser avaliadas as entradas do SNGN não só como complementares, mas também como alternativas entre si.

5.3.3. O CT recomenda que os futuros exercícios de planeamento também tenham em atenção o fomento da concorrência, dotando o sistema nacional de alternativas de importação que permitam responder aos desafios do mercado e da concorrência para que a fatura de infraestruturas e gás para o consumidor final reflita o acesso a gás competitivo, sem penalizar os custos de contexto da indústria face a outras geografias.

5.4. INTERLIGAÇÃO E INVESTIMENTOS

5.4.1. Na proposta de PDIRGN 2015 está considerada a parte portuguesa do projeto da 3ª Interligação PT-ES, projeto que foi novamente candidatado num projeto único, pelos operadores de Portugal e Espanha, tendo obtido pela segunda vez a classificação europeia de PIC (Projeto de Interesse Comum), classificação que é válida até final de 2017, o que permite a candidatura a comparticipações futuras até 50% do valor da obra.

5.4.2. O CT está ciente que, tratando-se de um projeto transnacional, deve ser devidamente acompanhado, nomeadamente quanto ao processo conjunto de candidatura e decisão, pelos governos e reguladores de ambos os países, tendo em conta os objetivos considerados pelas instâncias europeias, de modo a garantir que no ciclo de decisão os interesses dos consumidores nacionais são salvaguardados.

5.4.3. O momento do investimento deve ser ponderado tendo em conta todas as variáveis e incertezas que estão refletidas nos pontos anteriores, devendo essa análise ser objeto de uma ponderação pelas entidades competentes relevando os compromissos internacionais que estejam estabelecidos ou que seja necessário estabelecer no sentido de assegurar o momento correto de implementação da infraestrutura em defesa dos consumidores.

6. IMPACTE TARIFÁRIO DA PROPOSTA DE PDIRGN 2015: PRESSUPOSTOS CENÁRIOS E IMPACTO DOS INVESTIMENTOS NOS PROVEITOS UNITÁRIOS

6.1. O CT concorda na generalidade com a necessidade de assegurar os investimentos considerados essenciais para a segurança de abastecimento, bem como os que comprovadamente persigam objetivos de promoção da concorrência e da sustentabilidade;

6.2. O CT sublinha a significativa melhoria da informação disponibilizada pela REN sobre o impacto dos investimentos propostos nas tarifas;

6.3. O CT considera, contudo, que teria sido útil para análise do impacto dos investimentos propostos nas tarifas pagas pelos consumidores de gás, que a ERSE tivesse apresentado na consulta pública um "cenário de referência" que excluísse os investimentos relacionados com a 3.ª interligação.

6.4. Em termos de princípio da melhoria da promoção da concorrência, a bondade do projeto da 3.ª interligação não está em causa, mas a realização de importantes investimentos nos próximos 3 anos, com impactos nas tarifas a partir de 2020, origina um conjunto de apreensões atentas as incertezas a ponderar:

a) Qual a evolução de consumos futuros de gás natural no horizonte dos próximos 4 a 5 anos, nomeadamente atendendo ao efeito do eventual não descomissionamento das centrais a carvão (em 2017 e em 2021);

b) Qual o valor dos benefícios resultantes da dinamização do mercado e o risco de novo adiamento do projeto já qualificado como PCI;

c) Qual o nível de subsidiação da Comissão Europeia atendendo, entre outros, ao potencial de vantagem para a redução de dependência dos países no centro da europa caso exista ligação a França;

d) Estado de evolução do projeto de interligação a França;

e) Avanço da integração de Portugal no MIBGÁS

f) A criação efetiva dum mercado CO_2 na sequência do recente acordo de Paris.

7. CONCLUSÕES

Face aos considerandos que se antecedem, o CT conclui que, no parecer final que emitirá sobre o PDIRGN, a ERSE deve ter em consideração as sugestões e recomendações formuladas no presente parecer.

Aprovado em 4 de janeiro de 2016.

[Parecer integral digitalizado]

◆ Plano de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição para o período 2015-2019 — PDIRD GN 2015-2019 ◆ [Consulta Pública n.º 50]

Os estatutos da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, revistos pelo Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro e pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho preveem a existência dum Conselho Tarifário (CT), "(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços".

O Conselho Tarifário reúne as suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural -ordinariamente uma vez por ano a fim de emitir parecer sobre a proposta da ERSE de fixação de tarifas e preços e, extraordinariamente, para aprovação e revisão dos regulamentos tarifários ou outras matérias que lhe sejam remetidas pelo Conselho de Administração da ERSE. Extraordinariamente, as secções do Conselho Tarifário podem também reunir por iniciativa do seu presidente, a pedido de um terço dos seus membros ou do presidente do Conselho de Administração da ERSE.

Os pareceres do CT devem ser emitidos no prazo máximo de 30 dias após a receção da proposta/solicitação, não têm carácter vinculativo[243] e são aprovados por maioria.

O Conselho de Administração da ERSE remeteu ao Conselho Tarifário o documento intitulado "Plano de Desenvolvimento e Investimentos das Redes de Distribuição para o Período 2015-2019", solicitando a contribuição do CT no âmbito da consulta pública que está em curso até dia 06.05.2015.

No decurso do período para emissão de parecer, o CT solicitou à ERSE esclarecimentos, os quais foram prestados em 09.04.2015.

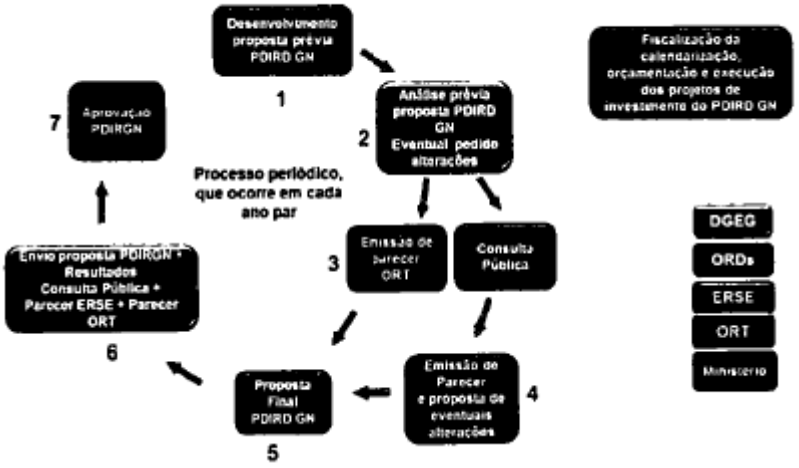
Atendendo a que o Conselho Tarifário se pronuncia por intermédio dos pareceres, nos termos do Regulamento Tarifário (RT), conjugado com o n.º 1 do artigo 48.º e n.º 2 do artigo 49.º dos Estatutos da ERSE, a Seção do Setor do Gás Natural do CT emite o seguinte parecer:

A – ENQUADRAMENTO DO PROCESSO DE CONSULTA SOBRE O PDIRD PLANOS DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTOS DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

1. A legislação portuguesa estabelece um procedimento de elaboração dos PDIRD no art.º. 12º-C do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, ilustrado pela ERSE como segue:

[243] Cf. artigo 48.º do Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro.

Figura 1-1 – Esquematização de desenvolvimento, aprovação e execução do PDIRD GN



2. Até à aprovação, ou não, dos planos de investimento por parte do membro do Governo, o procedimento envolve uma ação diferenciada e parcialmente simultânea por parte de duas entidades que integram a administração do Estado: a Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), por um lado, e a ERSE, por outro.

3. O CT constata que, tal como está definido, este procedimento só funcionará, sem duplicações ou vazios, se não houver margem de dúvidas quanto aos papéis da DGEG e da ERSE e se, além disso, existir entre estas, uma coordenação fina, uma estreita cooperação e interação.

4. A circunstância de, nos termos da lei, a consulta pública ser desencadeada e conduzida por uma entidade diferente daquela que recebe as propostas, pede alterações, correções ou esclarecimentos às mesmas, é percetível no documento submetido a consulta pública e parecer do CT.

5. Como fator de complexidade adicional, note-se que o objeto da consulta pública é não uma, mas quatro propostas de planos de investimento[244], as quais não estão compatibilizadas entre si e são dificilmente comparáveis.

6. Neste contexto, o contributo do CT, enquanto *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*, no âmbito da consulta pública e em paralelo com os demais *stakeholders,* encontra-se limitado.

B – ENQUADRAMENTO DOS PLANOS DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTOS DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

1. A expansão das redes de distribuição de GN pode ser uma mais-valia para a população e para a economia mas, também, pode ser exatamente o contrário se o potencial de ligações e de consumo decorrente da expansão acabar por não ser realizado.

2. Assim, é da maior importância que os investimentos se façam não por voluntarismos ou interesses empresariais, mas através da demonstração da sua razoabilidade face a objetivos bem definidos e de acordo com uma estratégia nacional, participada por e conhecida de todos os *stakeholders*.

3. Não está, ademais, esclarecido o papel dos comercializadores livres no procedimento e qual a sua participação na hierarquização dos investimentos na rede de distribuição que, entende-se, é relevante. Com efeito, os Operadores da Rede de Distribuição (ORD) têm de articular o desenvolvimento das redes com a contratação da comercialização de gás natural havendo, por outro

[244] 1) EDP Gás Distribuição (Portgás), 2) Tagusgás, 3) Sonorgás e 4) grupo Galp Energia integrando as propostas dos ORD do grupo, designadamente a Setgás, a Lisboagás, a Lusitaniagás, a Beiragás, a Medigás, a Paxgás, a Dianagás e a Duriensegás.

lado, necessidade de colocar em prática procedimentos que permitam que os comercializadores livres elaborem os seus planos de angariação em harmonia com os planos de desenvolvimento da rede.

4. O CT recomenda, desde logo, que seja implementado um quadro antecipado de articulação entre as funções de comercialização e desenvolvimento de rede.

5. Neste mesmo quadro antecipado de articulação cabe, ainda, incentivar e institucionalizar uma discussão entre os ORD e os municípios previamente à apresentação dos Planos e enquanto contributo valioso para os mesmos, sempre pugnando pelo princípio da racionalidade económica dos investimentos.

6. O CT reitera, que os planos de investimentos devem demonstrar o cumprimento do princípio de razoabilidade do investimento para que a ERSE, na sua análise, possa explicitar de forma inequívoca, qual o impacto dos investimentos nas tarifas e qual a implicação dos mesmos em cada segmento de consumo.

7. Considera, ainda o CT que, uma vez que os planos são elaborados pelos ORD com base em consumos estimados, seria importante introduzir mecanismos de responsabilização dos mesmos pelas estimativas como forma de obviar a criação de cenários irrealistas que acabam por onerar o sistema e demais consumidores.

8. O CT recomenda que, sem prejuízo da informação relevante, a partir das dúvidas e questões levantadas na presente consulta, seja construído um formulário para facultar aos ORD e seja elaborado um guia de apresentação de Planos que permita uma mais fácil análise, a comparabilidade e a clara identificação dos custos associados.

9. O CT alerta para o risco de, por via de investimentos pouco justificados, causar aumentos na fatura energética do consumo do gás natural e reitera que os investimentos devem ser sustentados por informações precisas e exaustivas sobre a situação existente e em cenários fundamentados de perspetivas futuras para o que, no mínimo, devem ser disponibilizadas:

   (i) Caraterização detalhada das redes existentes, clientes ligados e respetivos consumos;

   (ii) Caraterização estimada de potenciais clientes, com base na identificação, com desagregação concelhia, das expetativas de construção de novas urbanizações e serviços públicos (ex. escolas e hospitais), planos de reconversões urbanísticas, pedidos de licenciamento de atividades comerciais e industriais significativas.

10. Considerando que a ERSE afirma "que estudos desta natureza deverão ser promovidos pelos ORD para justificar os investimentos que são apresentados nas propostas de PDIRD, e que a sua disponibilização será uma mais-valia ao processo de consulta pública/aprovação dos PDIRD"[245], o CT presume que tais estudos não foram apresentados e recomenda a sua apresentação/realização.

11. Cabe, ainda, ao CT constatar que, através do Despacho n.º 9629/2013, do Gabinete do Secretário de Estado da Energia, publicado no *Diário da República* a 23 de julho de 2013, se procedeu à abertura de 26 concursos para atribuição de licenças de distribuição local de gás natural, dando cumprimento ao estabelecido no artigo 25.º do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, alterado e republicado pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro.

12. O CT entende que seria da maior importância complementar os planos de investimento apresentados pelos atuais operadores com estimativas a realizar pelas entidades responsáveis, do impacto do desenvolvimento destes polos, tanto em termos dos novos volumes de gás, como em termos dos impactos tarifários que advirão dos futuros polos.

[245] Cf documento de esclarecimentos.

C – O PDIRD GN 2015-2019 COLOCADO EM DISCUSSÃO PÚBLICA

1. O PDIRD GN 2015-2019, que se encontra em consulta pública e, a solicitação da ERSE, será objeto de parecer do CT, é apresentado sob a forma de propostas individuais dos operadores da RNDGN, a saber: ORD Tagusgás, EDP Gás Distribuição, Sonorgás e grupo Galp um documento único para os oito ORD (Beiragás, Dianagás, Duriensegás, Lisboagás, Lusitaniagás, Medigás, Paxgás e Setgás) que pertencem ao referido grupo empresarial.

2. É, assim, inquestionável não se tratar de *um plano*, mas sim de *um conjunto de planos não agregados*. Este aspeto é da maior relevância para a análise dos investimentos propostos, pois inviabiliza, nomeadamente, o conhecimento de:

   a. Investimento global proposto;

   b. Impactes tarifários;

   c. Comparabilidade das propostas;

   d. Análise de custo/benefício;

   e. Contributo dos novos consumos, estimados e não demonstrados, para a redução das tarifas de uso de redes;

   f. Percentagem de investimento de cada ORD no investimento global;

   g. Nenhum ORD apresenta análises de mercado que justifiquem as suas previsões de procura;

   h. A ausência total ou parcial dos seguintes elementos[246]:

      i. Todos ORD - "*Apresentação dos resultados dos critérios utilizados*" e "*Quantificação dos benefícios associados aos novos projetos de investimento*"[247];

      ii. Só Tagusgás apresenta - "*Caracterização por projeto de investimento*";

      iii. Tagusgás e Sonorgás não apresentam - "*Critérios objetivos de seleção de investimentos*";

      iv. Grupo GALP único que não apresenta - " *Previsão volumes veiculados para a totalidade da rede*";

      v. Grupo GALP e Tagusgás não apresentam - "*Previsão de pontos de abastecimento para a totalidade da rede*".

3. A estimativa de consumos futuros associados à RNDGN deve basear-se nas previsões de ligação de novos consumidores, uma vez segmentados e perfilados, devendo a segmentação de mercado ser apresentada da mesma forma, o que não acontece, inviabilizando a comparabilidade das propostas entre si.

4. O CT releva que, ao contrário de outras fontes de energia (p.e., eletricidade), o gás natural não está sujeito a obrigações de serviço universal pois existem sucedâneos, alternativos. Nesta perspetiva, a não expansão das redes de distribuição de gás natural a potenciais consumidores de zonas não abrangidas pelas redes existentes não os priva de um bem universal e não substituível. No entanto, é expetável que os consumidores não abastecidos por gás natural, que se situem em áreas de concessão ou de licenciamento dos ORD, beneficiem do fornecimento do gás natural, quando tal lhes garante uma diminuição do valor da sua fatura energética.

[246] Cf. documento colocado a discussão pública.

[247] Cf. documento em discussão pública.

5. O CT salienta que o sistema tarifário adotado em Portugal para o setor do gás natural estabelece a uniformidade dos preços de acesso à rede de distribuição aplicados a todos os consumidores de gás natural, pelo que, o aumento da rede deve garantir a redução das referidas tarifas e não o seu incremento.

6. O CT destaca que as insuficiências detetadas foram objeto de pedido de esclarecimentos complementares à ERSE, que, no entanto, não conseguiu uma resposta cabal, por não se encontrar habilitada face à ausência da informação prestada pelos ORD.

7. Finalmente, o CT sublinha que estas insuficiências de informação se encontram espelhadas nas 19 questões colocadas em consulta pública.

D - INSUFICIÊNCIA DE DADOS E FALTA DE AGREGAÇÃO PARA DETERMINAÇÃO DE IMPACTOS NAS TAR – TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES DE FORMA ADITIVA POR NÍVEL DE PRESSÃO

1. O PDIRD GN 2015-2019, repartidos pelas várias distribuidoras de gás natural, é apresentado num contexto de elevados custos das infraestruturas de distribuição conduzindo a custos significativamente elevados do fornecimento de gás natural (para além do custo do próprio gás) onerando quer as famílias (consumidores domésticos) e pequenos serviços assim como retirando competitividade à indústria nacional, maioritariamente exportadoras de bens transacionáveis e geradoras de valor acrescentado para o país e de muitos milhares de postos de trabalho, fatores fundamentais para o desenvolvimento económico e a ultrapassem das dificuldade que o país atravessa.

2. Como a própria ERSE refere, não sendo o gás natural um bem universal, deve ser contrariado o crescimento a qualquer custo. Neste contexto seria adequado propor o desenvolvimento das redes de distribuição numa lógica de contribuição para a redução do custo unitário das mesmas. Contudo não é apresentada uma análise do impacte dos planos de desenvolvimento de cada operadora, nem qualquer análise comparativa entre os seus custos médios atuais.

3. Algumas das propostas apontam para uma expansão significativa das redes não contextualizada pelo atual nível de custos e pela necessidade de assegurar a sustentabilidade das redes de distribuição.

4. A ERSE não aponta uma análise de impacte tarifário das propostas de investimento, global e por segmento (nível de pressão e volume de consumo conforme quadro regulatório em vigor), nem análises custo-benefício na ótica do sistema e dos consumidores, sendo as análises efetuadas pelos operadores nos PDIRD insuficientes para ajuizar sobre esta matéria.

5. Considera-se essencial uma avaliação dos custos de investimento e consumos por segmento e sua avaliação face aos valores médios equivalentes da rede de distribuição por distribuidora e para a média a nível nacional.

6. Esta análise seria particularmente relevante no caso dos consumidores domésticos, objeto de processos de reconversão, e os resultados permitiriam equacionar novas formas de promoção da saturação das redes. Não havendo já subsídios à reconversão impõe-se analisar em que medida deve ser prosseguida esta estratégia de reconversão de clientes domésticos, assumida como investimento das empresas de distribuição (integrando a sua base de ativos remunerados) e suportada pelos clientes atuais do SNGN.

7. O quadro seguinte apresenta alguns indicadores face ao volume de investimento apresentados pelos principais agrupamentos de distribuidoras:

Período 2015-2019

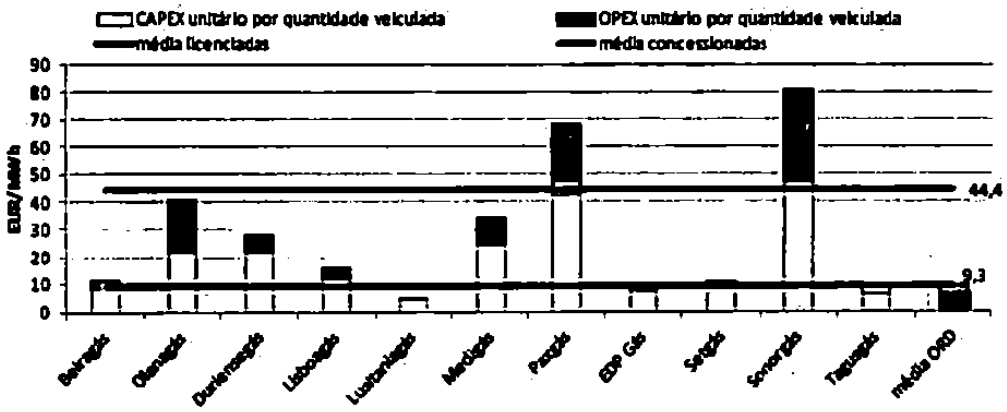
	Investimento		Novos Pa	Volume	Indicadores			
	10³euros	% inv total	#	Mm3	10³m3/PA	10³€/PA	10³€/Mm3	m3/€
Grupo Galp	118 620	44%	91075	105,0	1,15	1,30	1130	0,88
Portgás	128 586	48%	65123	89,7	1,38	1,97	1434	0,70
Sonorgas	8 783	3%	4288	1,61	0,38	2,05	5455	0,18
Tagusgás	11 418	4%	4467	30,57	6,84	2,56	374	2,68
Totais	267 407	100%	164953	345	2,09	1,62	775	1,29

Fonte: ERSE

- Não é analisado o volume adicional por ponto de abastecimento face histórico de cada distribuidora;
- Parece haver dúvidas se os volumes adicionais apresentados em alguns casos, são valores médios ou são valores de ponta de consumo que não são significativos para uma análise económica do investimento;
- Quer os valores unitários de investimento em redes, quer os valores de investimento em reconversão, apresentam assimetrias cuja justificação não é evidente, sendo especialmente relevantes no caso da Sonorgás;
- Só a Portgás apresenta um nível de investimento que corresponde a 47% do valor total que evidencia um nível de expansão/saturação das redes muito díspar quando confrontado, por exemplo, com as operadoras do grupo Galp.
- Será de ponderar se o nível de desenvolvimento deve ser deixado ao critério de cada operadora dado que, sendo as tarifas nacionais, os respetivos custos serão assumidos por todos os clientes.

8. A adição de consumos a custos de captação ao nível dos atuais ou acima não trarão reduções dos custos pelo que deve ser ponderada a sua oportunidade.
9. Nas propostas de investimento apresentadas são apresentados alguns volumes de GN veiculados estimados sem que haja qualquer responsabilização/penalização para as distribuidoras caso esses volumes não sejam alcançados.
10. O CT entende que que seria desejável não apenas uma monitorização próxima por parte da ERSE como, também, a existência dum mecanismo de partilha do risco entre as empresas e os consumidores.
11. O CT destaca a necessidade e a vantagem em que, futuramente, os planos incluam as fichas individualizadas por projetos, localização geográfica e consumos médios anuais e de ponta a fim de melhor quantificar o impacto tarifário do plano.
12. A incerteza sobre os consumos veiculados futuros, não invalida que possam existir subprojectos em algumas das propostas apresentadas para PDIRD-GN 2015-2019 que possam contribuir com um elevado acréscimo de consumos de gás repercutindo um efeito de diluição de custos de redes para todos os consumidores.
13. Nestes casos, aconselham a regras de boa gestão, que sejam analisados pontualmente e sejam aprovadas a realização dos mesmos. A provação na globalidade é que poderá levar a distorções totalmente injustificadas como é o caso ilustrados nos gráficos seguintes:

Gráfico apresenta valores de CAPEX (custo com investimento remunerado) e OPEX (custos de operação e manutenção) unitários por quantidade veiculada nas tarifas de GN para 2014/2015



14. Reconhecendo o CT a diversidade geográfica e socioeconómica do país, nota que em algumas distribuidoras o valor de custos das redes se aproxima ou ultrapassa mesmo o preço total do fornecimento de gás natural (incluindo redes e o próprio gás) na tarifa transitória nacional para clientes domésticos e pequenos serviços, sublinha que:

   a) Existe uma manifesta insuficiência de dados para determinar os impactos tarifários futuros;

   b) Não existem mecanismos de partilha de risco sobre as estimativas de consumos futuros de forma a responsabilizar as distribuidoras face aos investimentos apresentados e que depois de implementados pretendem ver remunerados;

   c) Aprovação de execução dos projetos deveria ter um maior escrutínio por parte da regulação/Estado, devendo ser avaliado o custo benefício de cada subprojecto e não todo o plano a 5 anos.

E – SATURAÇÃO DAS REDES

1. Sem prejuízo de uma análise ao montante total de investimento envolvido no PDIRD GN, é possível identificar que mais de 50% dos montantes incluídos no PDIRD GN são destinados à ligação e à conversão/reconversão de mercado existente sobre rede de distribuição instalada.

2. O CT entende que os ORD devem garantir o desenvolvimento eficiente das infraestruturas de distribuição, cumprindo por um lado as obrigações de ligação à rede e, por outro lado, assegurar a maior eficiência dos investimentos, dando prevalência à saturação da rede já existente sobre a sua própria extensão.

3. Salienta-se que, na opinião do CT, a incorporação de um montante associado à comparticipação na conversão/reconversão de clientes só deve acontecer se assegurado um impacto neutral e preferencialmente positivos nas tarifas.

4. Considera o CT que deverá ser efetuada uma análise detalhada dos impactos decorrentes da ligação de novos clientes, da qual resultará a definição da comparticipação na conversão e reconversão dos consumidores, a apresentar em sede de revisão regulamentar que antecede o próximo período regulatório.

5. Igualmente, o CT considera que a ERSE deve ponderar e propor outras soluções que não onerem o investimento nas redes de distribuição e que alcancem o mesmo objetivo da saturação eficiente na rede existente.

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que no parecer a emitir pela ERSE devem ser tidos em conta os considerandos e recomendações que antecedem.

Aprovado em 23 de abril de 2015.

[Parecer integral digitalizado]

gás

Período regulatório
2010-2013

I. COMPOSIÇÃO DO CONSELHO

Alfredo Rocha	Representante das associações de defesa do consumidor: UGC - União Geral de Consumidores
Ana Teixeira Pinto	Representante dos comercializadores de último recurso retalhistas de gás natural
Artur Trindade	Representante da Associação Nacional de Municípios Portugueses
Augusto Vaz Serra	Representante dos grandes consumidores industriais de gás natural
Demétrio Alves	Representante das associações de defesa do consumidor: FENACOOP - Federação Nacional das Cooperativas dos Consumidores
Duarte Leal Garcia	Representante das associações que tenham como associados consumidores de gás natural com consumos anuais superiores a 10 000 m^3
Eduardo Quinta Nova	Representante das associações de defesa do consumidor: UGC - União Geral de Consumidores
Gonçalo Santos	Representante dos comercializadores de gás natural em regime livre
Isabel Fernandes	Representante das entidades concessionárias das atividades de receção, armazenagem e regaseificação de GNL
Jorge Lúcio	Representante das entidades licenciadas para distribuição de gás em regime de serviço público
José Ricardo Rodrigues	Representante das associações que tenham como associados consumidores de gás natural com consumos anuais superiores a 10 000 m^3
José Saldanha Bento	Representante do comercializador de último recurso grossista de gás natural
Manuela Moniz	Representante das associações de defesa do consumidor: DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor
Maria Cristina Portugal	Representante da Direção-Geral do Consumidor (**Presidente**)
Patrícia Carolino	Representante da Direção-Geral do Consumidor

Patrícia Gomes *Fernando Parreira*	Representante das associações de defesa do consumidor: FENACOOP - Federação Nacional das Cooperativas dos Consumidores
Pedro Furtado	Representante da entidade titular da concessão do transporte de gás natural através da rede de alta pressão
Pedro Ricardo António Domingues Pires	Representante das entidades concessionárias de distribuição regional de gás natural

II. PARECERES

1 PARÂMETROS, TARIFAS E PREÇOS

◆ Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2013-2014 e parâmetros para o período de regulação 2013-2016 ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) cujos estatutos foram aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, revistos pelo Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro, dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT): "(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços".

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: (...) emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre afixação de tarifas e preços", parecer este que é aprovado por maioria, não tem carácter vinculativo[248] e deve ser emitido no prazo máximo de 30 dias após a receção da proposta.

O Conselho de Administração da ERSE entregou ao Conselho Tarifário uma "Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2013-2014 e de parâmetros para o triénio 2013-2016", solicitando parecer sobre a mesma.

No decurso do período para emissão de parecer, o CT solicitou à ERSE esclarecimentos tendo reunido conjuntamente com a entidade reguladora para aquele efeito em 02.05.2013 e em 13.05.2013.

Posto o que, nos termos do n.º 3 do artigo 147.º do Regulamento Tarifário (RT), conjugado com o n.º 1 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei nº 212/2012, de 25 de setembro, a Seção do Setor do Gás Natural do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

PONTOS PRÉVIOS

1. A proposta da ERSE de "Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2013-2014", apresentada num contexto económico adverso e recessivo, encerra um acréscimo global médio de 3,9% para os de gás natural com consumos inferiores a 10.000 m^3/ano, aqui se incluindo domésticos e outros consumidores, nomeadamente micro, pequenas e médias empresas.
2. O racional da variação tarifária proposta é justificado pela ERSE, na subida do preço das tarifas de acesso às infraestruturas devido à evolução negativa da procura do gás natural.
3. Por outro lado, o Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, determina a calendarização da extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos anuais inferiores a 10.000 m^3/ano, estabelecendo a fixação pela ERSE de tarifas transitórias com fator de agravamento a definir trimestralmente (art.º 4.º, pontos 3 e 4). Deste modo as tarifas de venda a clientes finais, para os consumidores que permaneçam no mercado regulado, serão revistas trimestralmente.
4. Com a sua proposta de tarifas de acesso às redes a ERSE anuncia, para o período que decorre entre 1 de julho de 2013 e 30 de junho de 2014, uma variação média relativamente ao período homólogo de 2012-2013, constante do quadro seguinte:

Tarifas de Acesso às Redes	Variação 2013-2014/2012-2013
Clientes em AP (>50 milhões de m3)	-11,3%
Clientes em MP e BP > (>10 000 m3)	13,40%
Clientes em BP < (<10 000 m3)	7,30%

Fonte: ERSE

[248] Cf. artigo 48.º do Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro.

5. Estas variações não contemplam a totalidade dos impactes nas faturas dos clientes finais, conforme infra analisado.

6. Como o CT já referiu em pareceres anteriores, os aumentos propostos contribuem para agravamento do ambiente de crise económica, em resultado da sua internalização na produção de bens e serviços, com a consequente perda de competitividade das empresas e acentuam a perda de poder de compra dos agregados familiares.

I - GENERALIDADE

A. BALANÇO DA REGULAÇÃO DO SETOR Do GÁS NATURAL

A.1. SISTEMA NACIONAL DE GÁS NATURAL (SNGN)

1. A rede pública de gás natural é constituída por: rede de transporte, armazenamento e terminal de GNL; redes de distribuição locais.

2. No Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) - que integra, por lado, a exploração de infraestruturas, mediante concessões de serviço público e licenças de serviço público, e por outro, as atividades de comercialização, de último recurso e em regime de mercado -, operam as seguintes empresas:

- REN Atlântico — operador do terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL;
- REN Armazenagem e Transgás Armazenagem — operadores da atividade de armazenamento subterrâneo;
- REN Gasodutos — operador da rede de transporte;
- Beiragás, Dianagás, Duriensegás, EDP Gás, Lisboagás, Lisboagás Comercialização, Lusitaniagás, Lusitaniagás Comercialização, Medigás, Paxgás, Portgás, Setgás, Setgás Comercialização, Sonorgás e Tagusgás — distribuidoras regionais e comercializadores de último recurso.
- Atividade de comercialização livre exercida por agentes de mercado registados como tal junto da DGEG.

3. Conforme legislação em vigor, as diferentes atividades encontram-se jurídica e patrimonialmente separadas das restantes, com exceção dos operadores de rede de distribuição com número de clientes inferior a 100 mil, cuja separação da atividade de comercialização de último recurso é apenas contabilística.

A.2. REGULAÇÃO ECONÓMICA DO SNGN

A regulação económica foi implementada no setor do gás natural no ano gás 2007/2008 para as infraestruturas de alta pressão e no ano gás 2008/2009 para as atividades de distribuição e comercialização de gás natural.

a) 1.º Período de regulação: 2007-2008 a 2009-2010

A metodologia regulatória implementada foi:

- Receção, armazenamento e regaseificação de GNL — custos aceites com alisamento do custo de capital a 40 anos;
- Armazenamento subterrâneo de gás natural — custos aceites;
- Transporte de gás natural — custos aceites com alisamento do custo de capital a 40 anos;
- Distribuição de gás natural — custos aceites com alisamento do custo de capital a 40 anos;

- Comercialização de último recurso retalhista — custos aceites, acrescida de uma remuneração do fundo de maneio e, ainda, um proveito adicional equivalente a 4€/cliente/ano (número de clientes no início de cada período de regulação), estatuído nos contratos de concessão.

Para as atividades de "Distribuição de gás natural" e "Comercialização de último recurso retalhista" foi definido um custo unitário de referência, com base em valores estimado para cada atividade> dada a inexistência de informação separada entre atividades.

Igualmente, iniciou-se em 2007 a abertura do mercado para os produtores de eletricidade em regime concluida todos os clientes em 2010.

b) 2.º Período de regulação: 2010-2011 a 2012-2013

Em resultado do processo de extinção de tarifas - que se traduz numa forte diminuição do número de clientes e consequentemente do volume de vendas dos comercializadores de último recurso — foi definido, em 2010-2011, um mecanismo que salvaguardasse o interesse dos consumidores, por um lado, e o equilíbrio económico-financeiro das empresas, por outro.

Da experiência adquirida no 1.º período regulatório e da consolidação das atividades das diversas empresas, foi implementado um novo modelo regulatório com aplicação de metas de eficiência em algumas atividades, em síntese:

- Receção, armazenamento e regaseificação de GNL — regulação por incentivos nos custos de exploração (OPEX); no custo com capital (CAPEX) com a utilização de uma metodologia de custos aceites com diminuição do período de alisamento do custo de capital para 10 anos;
- Armazenamento subterrâneo de gás natural — custos aceites e remuneração do CAPEX;
- Transporte de gás natural - regulação por incentivos no OPEX e no CAPEX custos aceites; com a extinção do alisamento do custo com capital e introdução da reposição gradual da neutralidade financeira a efetuar num período de 3 anos;
- Distribuição de gás natural — regulação por incentivos no OPEX de uma metodologia do tipo *price cap* e no CAPEX custos com a extinção do mecanismo do alisamento do custo com capital, foi definida a reposição gradual, em 6 anos, da neutralidade financeira, resultante da diferença entre o custo com capital alisado e o não alisado, acrescido de juros.
- Comercialização de último recurso retalhista — regulação por incentivos no OPEX através de uma metodologia do tipo *price cap*, mantendo-se a remuneração do fundo de maneio, mantendo o proveito adicional equivalente a 4€/cliente/ano.

c) Parâmetros para os 2 períodos de regulação

c.1. Custo de capital igual nos 2 períodos de regulação:

- 8% para o custo de capital das atividades relacionadas com as infraestruturas da Rede Nacional de Transporte Infraestruturas de Armazenamento e terminal de GNL (RNTIAT);
- 9% para a atividade de distribuição de gás natural.

c.2. Metas de eficiência aplicadas às atividades reguladas no 20 período regulatório:

Metas de eficiência aplicadas às actividades reguladas

Actividade	Metas de eficiência	Impactes	
		Custos controláveis	Proveitos permitidos
Infraestruturas de Alta Pressão (Terminal de GNL e Transporte de GN) (a)	1% a 14%	-3,5%	-0,3%
Distribuição de GN	0,5% a 3,8%	-13,2%	-4,2%
Comercialização (b)	1% a 3%	-17,5%	-11,7%

(a) No Terminal de GNL acresce uma redução de 35% ao nível do Custo com Capital devido à alteração da metodologia de alisamento. No operador da rede de transporte a redução de custos operacionais é de 14%.
(b) Inclui os comercializadores do SNGN e CUR

B - ASPETOS GERAIS DA PROPOSTA

1. O CT assinala que a proposta apresentada pela ERSE, ao do que se vinha observando anos anteriores, se apresenta de muito difícil leitura, nomeadamente pela falta das habituais referências cruzadas os diferentes documentos.
2. Em finais de 2012 e início de 2013 foi publicada diversa legislação do setor do gás natural, tendo a mesma sido vertida nos diversos regulamentos no âmbito da revisão regulamentar para o período de regulação 2013-2016.
3. Considerando que algumas destas alterações regulamentares têm impacte nos proveitos permitidos das empresas reguladas e ainda que, falta publicar alguma subregulamentação, entende o CT recomendar à ERSE que, de futuro, agilize o processo de publicação da subregulamentação antes da publicação da proposta de tarifas para o ano seguinte, habilitando deste modo o CT de toda a informação relevante.
4. O Conselho Tarifário constata manter-se o litígio judicial respeitante ao valor dos ativos de cada uma das redes da RNDGN e à interpretação dos contratos de concessão da distribuição, reiterando que a ERSE deve evitar opiniões subjetivas quanto à posição das partes no âmbito desses litígios.

II - ESPECIALIDADE

A - TARIFAS E PREÇOS PARA 2013-2014

A.1. COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO (CUR)

1. Considerando o contexto legal e o facto de, a partir 31 de dezembro de 2015, os CUR passarem a assumir a sua função e natureza residual de salvaguarda das necessidades dos consumidores vulneráveis, o CT continua a alertar para a necessidade de, em tempo, definir o futuro dos atuais CUR, cujos custos têm impactos na tarifa UGS.
2. Aguarda o CT com expetativa que lhe sejam apresentas propostas que se baseiem na eficiência dos custos desonerando maximamente as tarifas, designadamente pela reincorporação das atividades CUR na distribuição quando o número de clientes baixar dos 100.000 ou pela fusão entre CUR.

A.2. MERCADO LIVRE

1. Na contratação em regime de mercado todos os consumidores pagam os custos de utilização das redes, fixados pela ERSE, e negoceiam ou recebem propostas de preços de energia e de comercialização por parte dos comercializadores de mercado.

2. A extinção do mercado regulado pressupõe a adesão dos consumidores ao mercado livre sendo, para esse efeito, fixadas tarifas transitórias de venda a clientes finais, cujo agravamento será analisado trimestralmente pela ERSE.

3. Ao cabo de mais de 3 anos desde o levantamento da última barreira legislativa que ainda impedia o acesso de alguns clientes, nomeadamente residenciais, à contratação do seu fornecimento de gás natural em mercado livre, estima-se que uma percentagem elevada dos clientes, ainda, seja atualmente fornecida pelos CUR em regime de tarifas transitórias de venda.

4. O CT faz notar que a ausência de publicação ou disponibilização na proposta ao CT de informação atualizada pela ERSE, relativa à caracterização efetiva do mercado livre, condiciona o conhecimento do CT sobre a atual situação do mercado, nomeadamente sobre a sua atual efetiva taxa de liberalização e dinâmica, em particular nos segmentos de clientes industriais de menor dimensão de consumo e clientes residenciais[249].

5. Consequentemente, o CT não possui uma peça importante para construir um racional crítico relativamente ao ponto de partida da "Caracterização da procura de gás natural no ano gás 2013-2014" que esteve na base da proposta, nomeadamente porque este ponto de partida se baseia numa previsão da ERSE (julho 2013) tendo em consideração a informação prestada por cada Operador da Rede de Distribuição (ORD) e CUR.

6. De por exemplo, que a caracterização apresentada para a baixa pressão Inferior, tem implícitas taxas de liberalização (% ML/MTotal) que, apesar de distintas entre ORD, sejam iguais independentemente do escalão de consumo em alguns dos ORD. Este pressuposto, parece incompatível com o facto de a proposta apresentar tarifas transitórias de venda que ainda não são aditivas, nomeadamente nos escalões 3 e 4 da baixa pressão inferior.

7. A existência destas distorções confronta com a própria definição de "tarifa transitória de venda", conforme estabelecido no Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, e com o seu papel de mecanismo regulatório indutor da adesão gradual dos clientes às formas de contratação oferecidas no mercado.

8. O CT recomenda, assim, que a ERSE avalie a razoabilidade deste pressuposto fundamental da construção tarifária e que defina de forma transparente uma trajetória de evolução das tarifas para a aditividade, que permita aos comercializadores em mercado fazer a avaliação da sustentabilidade das ofertas comerciais a praticar.

9. Reconhece o CT que, apesar de em regime de mercado, os comercializadores serem livres de formar os seus preços na negociação ou nas propostas que apresentam aos clientes, naturalmente que as tarifas definidas pela ERSE, tanto as tarifas de acesso como também as tarifas transitórias de venda, desempenham um papel importante nessa dinâmica e na capacidade que os comercializadores têm, ou de competir no mercado.

10. Efetivamente a proposta contempla, por lado uma evolução crescente dos custos de utilização das infraestruturas do SNGN e, por outo, a ainda falta de aditividade em alguns escalões da BP<, podem condicionar a dinâmica competitiva dos agentes em mercado.

11. Salienta, ainda, o CT, o tratamento escasso e assimétrico que a proposta faz dos clientes com consumos acima dos 10.000 m^3, nomeadamente no que respeita à análise de impactos da variação do preço médio da tarifa transitória de venda, que, de acordo com o documento de caracterização da procura, ainda se aplica a um número significativo de clientes ainda fornecidos por CUR.

[249] De acordo com apresentação pública da ERSE, em outubro de 2012, na reunião anual da AGN, 90% do volume do mercado liberalizado e 10% encontra-se no mercado regulado.

12. Ainda, o CT considera importante que a ERSE desenvolva um estudo detalhado sobre a liberalização do mercado do GN considerando, entre outros aspetos, as taxas de saída do mercado regulado; o referencial de preços e as condições de venda no mercado livre; barreiras à entrada em resultado da ausência de aditividade e períodos de fidelização praticados.

13. O CT regista, no entanto, que das simulações efetuadas com base no simulador da ERSE se verifica a existência de ofertas com algumas opções adicionais no mercado livre, resultando em faturas de gás natural inferiores às subjacentes às tarifas transitórias de venda a cliente final.

A.3. NÍVEL TARIFÁRIO

1. O preço médio — que obtém comparando, para dois anos consecutivos, os valores obtidos pela divisão dos proveitos pelas quantidades previstas — é um indicador fundamental do nível tarifário e por isso, a sua variação, deverá indicar a variação média da fatura de uso da infraestrutura.

2. Esta análise é distinta da que se pode efetuar à aplicação da estrutura tarifária de um ano e comparação com o seguinte, uma vez que a estrutura tarifária pode incluir alterações de base tarifária que impedem a sua análise comparada direta, devendo alternativamente ser avaliado o custo global de aplicação da tarifa.

3. A tarifa de UGS tem, segundo os valores indicados na proposta de tarifas> um aumento do preço médio de cerca de 31%. Relativamente às tarifas de uso de redes, salienta-se que a tarifa de URT (incluindo os termos de entrada e saída) tem una diminuição do preço médio de aproximadamente 14%, enquanto que a tarifa de URD tem um aumento do preço médio de 5%. Estas tarifas têm um peso diferente para os utilizadores.

Tabela 2 – Evolução do custo e das tarifas por atividade - Tarifas UGS, URT e URD

Tarifas	Var. Preço médio	Var. Tarifária
UGS	31%	29%
URT	-14%	-19%
URD	5%	14%

Fonte: ERSE

4. Na tarifa UGS embora com um aumento do preço médio de aproximadamente 31%, os custos diretamente relacionados com a atividade de GTGS (CAPEX e OPEX associados a esta atividade), que totalizam 12 M€, sofrem uma redução de cerca de

5. Os proveitos permitidos da tarifa URT para 2013-2014 são inferiores ao valor de proveitos aprovado para 2012-2013 devido ao decréscimo de proveitos associados à recuperação de desvios de anos anteriores a recuperar em 2013-2014.

6. Para 2013-2014 cerca de 70% dos proveitos da tarifa URT são recuperados essencialmente dos preços de capacidade utilizada aplicados às saídas para clientes AP e para as redes de distribuição o que compara com cerca de 80% do ano anterior.

7. O CT a redução de 14% no preço médio da atividade de uso da rede de transporte num momento de crise particular do país e mesmo que moderada, de consumos. Esta redução devia a do custo médio do uso da rede de transporte em favor de todos os consumidores, o que não ficou claro para Conselho (cf. infra).

8. O preço médio da atividade URD sofre um aumento de 5%. Esta tarifa tem um peso de cerca de 81% no custo do acesso os clientes nas redes de distribuição. Este facto, decorre dos índices de utilização reduzidos característicos dos perfis de consumo doméstico em Portugal, com recurso reduzido a

consumos de aquecimento, ao contrário de outros países europeus onde os consumos de aquecimento induzem elevadas utilizações da rede e, por isso, um melhor custo unitário do uso das infraestruturas de distribuição.

9. Esta particularidade toma impossível a comparação internacional do custo do gás a clientes finais, sem isolar este efeito, por ter por base uma realidade muito diferente,

10. O CT recomenda que a variação do preço médio da tarifa de URD seja acompanhado pela ERSE tendo em conta o seu peso no custo final dos consumos dos clientes finais ligados às redes de distribuição.

11. Para o caso do terminal, a tarifa UTRAR tem uma variação do preço médio de 32% decorrente da redução de atividade sentida por este tipo de infraestrutura na conjuntura atual de preço do GNL em outras geografias. Em sentido contrário, o armazenamento subterrâneo tem uma variação que reflete o aumento da sua escala, com a introdução de mais uma cavidade em operação e a redução da recuperação de desvios de anos anteriores, agora mais próximo do valor efetivo do custo da infraestrutura.

Tabela 3 - Evolução do custo e das tarifas por atividade - Tarifa UTRAR e UAS

Tarifas	Var. Preço médio	Var. Tarifária
UTRAR	32%	10%
UAS	-30%	-29%

Fonte: ERSE

12. O CT sublinha a importância da quase ausência de desvios no armazenamento, em particular pelo facto de a faturação ter permitido a recuperação dos proveitos permitidos, permitindo por isso que o custo do uso das infraestruturas reflita apenas os seus custos efetivos e não a recuperação de proveitos de períodos anteriores que sempre distorcem as tarifas e os proveitos permitidos em prejuízo da competitividade das infraestruturas e dos seus utilizadores.

13. O CT recomenda que o nível tarifário destas infraestruturas de armazenamento e terminal de receção, pela sua importância e enquadramento de mercado, sejam mantidos compatíveis com os níveis tarifários do mercado ibérico garantindo a sua sustentabilidade.

A.4. TARIFAS

1. O Conselho Tarifário destaca, em primeiro lugar, que em virtude da recente alteração do regulamento tarifário a estrutura de algumas tarifas se alterou significativamente, embora o respetivo nome e designação se tenham mantido.

2. Em consequência da alteração do método de acesso à capacidade de entrada na rede de transporte, que passa a ser efetuado com base em reserva de capacidade, não é possível por exemplo, efetuar uma comparação direta entre o peso atual da componente tarifária do transporte no custo total de acesso à rede de transporte e o seu peso no novo ano gás 20132014.

3. O CT conclui que, no tocante às tarifas de acesso, não ser esperado que a fatura final de cada cliente reduza em linha com o anunciado pela ERSE em termos médios.

A.4.1. TARIFAS DAS INFRAESTRUTURAS EM AP

1. Na sequência da modificação regulamentar das regras do acesso a infraestruturas[250], que passará a ser feito com base em contratação de capacidade, a ERSE introduz alterações significativas na estrutura das tarifas de uso das infraestruturas de Alta Pressão (AP), designadamente do terminal de GNL de Sines, do armazenamento subterrâneo e da entrada na rede de transporte.
2. A contratação de capacidade pode ser efetuada em vários horizontes temporais — anual, trimestral, mensal, diário — podendo corresponder, a cada um deles, um preço de tarifa distinto possibilitando-se, ainda, a contratação cumulativa de modo a acomodar o perfil especifico de utilização das infraestruturas de cada agente.
3. O preço da tarifa anual passa, agora, a corresponder a um valor associado ao perfil médio de utilização das infraestruturas, que é superior ao que se encontrava em vigor no anterior regime (pagamento de um preço de capacidade associado ao valor máximo utilizado por cada agente de mercado nos últimos doze meses). Este aumento de preço pode ou não conduzir a um aumento dos custos dos agentes, dependendo da sua capacidade de otimização da contratação do acesso a estas infraestruturas.
4. Importa referir que os comercializadores que utilizem apenas uma das entradas no SNGN e/ou que forneçam carteiras de clientes com perfil de consumo estável[251], como não terão grande margem de otimização nas condições da proposta, sofrerão efetivamente aumentos dos custos de no SNGN, aumentos que não poderão deixar de repassar aos consumidores.
5. Salienta-se o caso da na rede de transporte, cujo preço da taifa anual sofre um aumento significativo (de 0.00858 para 0.018074 €/(kWh/dia)/mês - valor para contratação anual) que, embora parcialmente compensado pela redução no de saída representa, ainda assim, um aumento considerável no cômputo global.
6. No que respeita ao terminal de Sines, mesmo considerando a otimização possível ajustando as tarifas aplicáveis ao perfil de utilização de capacidade de armazenamento e regaseificação do agente de mercado em concreto, verificam-se também aumentos significativos dos custos médios de acesso (com aumento do preço médio de acesso de cerca de 32% resultante, em grande parte, da redução, de aproximadamente 30%, das quantidades previstas), que prejudicam a competitividade desta infraestrutura face à alternativa de abastecimento do sistema espanhol.
7. A definição de preços base elevados para a contratação anual de uso das infraestruturas de alta pressão, pode conduzir ao aumento dos preços praticados no mercado nacional, ao afastamento de comercializadores do mercado português e à perda de competitividade do terminal de GNL de Sines pelo que, as soluções a implementar ERSE neste âmbito, devem ter em conta as regras do setor em Espanha.
8. O CT considera ser essencial que a ERSE assegure que os preços das tarifas não permitam, nem promovam, distorções de procura, devendo adequar-se ao comportamento correto dos agentes.
9. Assim, o Conselho sugere que a ERSE reduza o preço de contratação de capacidade anual nas infraestruturas por contrapartida dum agravamento do valor dos multiplicadores a aplicar à contratação trimestral, mensal e diária, facilitando desta forma a transição para o novo sistema de acesso, sem penalizar por essa via os consumidores.

[250] De acordo com o previsto na regulamentação comunitária.

[251] O que é o caso da maioria dos consumidores, excluídas as centrais termoelétricas e os casos pontuais de industriais sazonais.

A.4.2. TARIFA URT

1. A ERSE, ao aumentar a proporção de proveitos regulados a recuperar por via de uma tarifa, a de entrada na RNTGN, que define, mas que não faz parte da chamada "tarifa de acesso ao SNGN" não contribui para a clareza no apuramento do custo por cada utilizador. De facto, a tarifa de acesso — que engloba a tarifa de saída da rede de transporte, a tarifa de uso global do sistema e a tarifa de uso da rede de distribuição — não considera a tarifa de entrada
2. A dificuldade de apuramento do custo por cada utilizador é agravada pelo anúncio pela ERSE de uma "descida da tarifa de transporte de 19%", colocando sobre os comercializadores o ónus de informar os consumidores das variações tarifárias totais verificadas no setor ou, em alternativa, assumir o termo de entrada como custos de energia, o que objetivamente não são.
3. Já no que respeita ao cenário de quantidades utilizado no cálculo da tarifa média de acesso à rede de transporte, sublinha-se a preocupação da ERSE no ajustamento do cenário de quantidades à redução da procura verificada no setor.

A.4.3. TARIFAS DE ACESSO À REDE (TAR)

1. No conceito de aditividade de a tarifa de acesso à rede de transporte é aplicada a todos os clientes incluindo os que estão ligados em média e baixa pressão.
2. Considerando que a tarifa de uso de transporte, por ponto de entrada, não faz parte do conjunto das tarifas que constituem a "Tarifa de acesso às redes", mas que efetivamente faz parte das tarifas reguladas aplicadas pelos comercializadores aos seus clientes, salienta-se a perda de clareza na imputação dos custos totais associados à utilização das redes, na proposta da ERSE. Em contratos em vigor para além do ano gás 2012-2013, este efeito poderá induzir agravamento não justificado de custos.
3. Para clientes ligados em média e baixa pressão, além das variações tarifárias já referidas, acresce um aumento considerável, na ordem dos 14%, pelo que o CT manifesta a sua especial preocupação com os clientes empresariais que terão a sua fatura de gás significativamente agravada com implicação na sua competitividade, podendo mesmo, tal como já tem ocorrido, encerrar com impacte negativo no consumo gás e da sua capacidade de diluir os custos das infraestruturas.

A.4.4. TARIFAS FLEXÍVEIS

1. O CT regista a concretização nesta proposta da "Tarifa flexível" estabelecida aquando da revisão regulamentar do Regulamento Tarifário e aplicável a consumidores com leitura diária abastecidos nos vários níveis de pressão.
2. O CT regista, também, o pressuposto assumido pela ERSE que, a introdução deste tipo de tarifas é benéfica para o setor do gás natural dado que contribui para a redução das restrições na utilização das infraestruturas de gás natural por consumidores que, de outra forma, se veriam impedidos de o fazer, potenciando o aumento de volumes no sistema, com a consequente redução de custos unitários a suportar por todos os consumidores.
3. A solução base apresentada pela ERSE prevê multiplicadores de 2 e 4, no verão e inverno respetivamente, sem restrições sazonais de contratação de capacidade.
4. A ERSE coloca também à apreciação do CT uma opção alternativa reduzindo os multiplicadores para 1 e 2, para verão e inverno respetivamente, com introdução de restrições ao "empilhamento de contratos" nos meses de inverno.
5. Reconhecendo vantagens no alinhamento de soluções entre Portugal e Espanha, o CT considera que a proposta não contem os elementos suficientes para poder recomendar uma ou outra opção pelo

que, deverá a ERSE procurar aquela que aporte maior volume ao SNGN evitando, contudo, os aproveitamentos oportunísticos.

6. O CT recomenda, ainda, que seja clarificado a formalização da contratação, uma vez que não é totalmente claro na proposta como será diferenciado o cliente em tarifa flexível (logo com direito a utilização suplementar de capacidade nos termos previstos nesta tarifa), do cliente em regime anual de contratação de capacidade e bem assim esclarecer as restrições de contratação que se aplicarão.

A.4.5. TARIFAS TRANSITÓRIAS

O CT embora registe um esforço na correção no sentido da maior aditividade das tarifas transitórias de venda a clientes finais, não deixa de lembrar que as mesmas não atingem, ainda, a aditividade plena desejável.

A.4.6. TARIFA SOCIAL E ASECE

1. A tarifa social para o gás natural, foi introduzida em 2011, com o Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, com o objetivo expresso de constituir um apoio aos consumidores de gás natural em situação de carência socioeconómica[252] tendo, na mesma data, sido igualmente aprovado o regime legal de apoio social extraordinário ao consumidor de energia (ASECE - Decreto-Lei n.º 102/2011, de 30 de setembro), que visava complementar a própria tarifa social[253] .

2. A legislação define como sendo elegíveis para a aplicação da tarifa social os consumidores considerados economicamente vulneráveis que, sendo titulares de um contrato de fornecimento em instalação unicamente destinada a uso doméstico, ligada em baixa pressão e com consumo anual até 500 m^3 de gás natural sendo, por sua vez, considerados consumidores economicamente vulneráveis os que sejam beneficiários de uma prestação social de entre o complemento social para idosos, rendimento social de inserção, subsídio social de desemprego, 1.º escalão do abono de família, ou pensão social de invalidez.

3. Cabe ao comercializador, nos termos da lei, efetuar, junto dos serviços das instituições de segurança social competentes, a verificação das condições de elegibilidade para beneficiar da tarifa social e do ASECE, após a respetiva solicitação do consumidor.

4. A ERSE, relativamente à aplicação da tarifa social e do ASECE, aprovou uma Diretiva sobre as obrigações de informação a prestar no âmbito daqueles apoios sociais ao consumidor de energia, estabelecendo o conjunto mínimo de informações a prestar pelos comercializadores aos seus clientes.

5. O enquadramento legal definiu que o modelo de financiamento da tarifa social no setor do gás natural assentaria na contribuição exclusiva dos consumidores de gás natural, na proporção do consumo por si efetuado, ao invés do que no setor elétrico, em que a tarifa social é financiada pelos operadores na produção em regime ordinário, circunstância já aludida em anteriores pareceres do Conselho Tarifário.

6. O modelo de financiamento do ASECE assenta em transferências diretas do Estado para os operadores das redes de distribuição e destes para os comercializadores.

7. O Decreto-Lei no 101/2011 estabelece, no seu artigo 10.º, que "(…) a caracterização do regime da tarifa social e do seu financiamento deve ser avaliada em 2013 (...)".

[252] Cf. n.º 1 do art.º 2.º do Decreto-Lei n.º 101/2011.

[253] Cf. foi reconhecido e apreciado positivamente no parecer do Conselho Tarifário relativo à proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2012-2013.

8. Passados dois anos sobre o início da implementação da tarifa social, atentas as atuais circunstâncias tanto económicas como sociais e face à perspetiva de revisão legislativa e regulamentar, o CT considera útil:
   a) Reforçar as obrigações de informação dos consumidores maioritariamente famílias com baixo rendimento, idosos e com falta de acesso a fontes de informação;
   b) Perspetivar alternativas de financiamento deste regime no gás natural, nomeadamente as que não onerassem o consumidor.

A.5. - TAXAS DE OCUPAÇÃO DE SUBSOLO

1. A Lei n.º 53-E/2006, de 29 de dezembro define o regime geral das taxas das autarquias locais e estabelece que compete às Assembleias Municipais a definição das Taxas de Ocupação de Subsolo (TOS). Por sua vez os contratos de concessão assinados o Estado e as empresas distribuidoras de gás natural, reconhecem o direito destas repercutirem nos consumidores o valor integral das taxas de ocupação do subsolo liquidado pelas autarquias locais[254].

2. No âmbito das suas competências e conforme metodologia prevista no art.º 154.º do RT, a ERSE quantificou os valores das TOS a serem aplicados pelos operadores de redes aos consumidores em cada município. A metodologia aprovada estabeleceu a estrutura de dois preços: um fixo e um de energia, para dois tipos de fornecimentos: (i) fornecimentos anuais superiores a 10 000 m^3 e (ii) fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m^3.

3. O CT constata que o impacto da introdução das TOS, apresentando pela ERSE no documento "Estrutura tarifária para o ano gás 2013-2014", reveste uma grande heterogeneidade entre municípios, desvirtuando a uniformidade tarifária no país que o CT tem propugnado, podendo induzir a retrações no consumo penalizadoras para o SNGN.

4. O CT recomenda à ERSE que, sem prejuízo da autonomia local, desenvolva diligências junto dos municípios portugueses, facultando-lhes informação técnica e económica comparada, por forma a possibilitar-lhes uma fixação harmónica e equitativa das TOS.

A.6 - INVESTIMENTOS

1. O CT tem recomendado a análise criteriosa dos investimentos propostos pelas empresas, tendo em conta a sua racionalidade técnico-económica de modo a evitar impactos negativos nas tarifas.

2. Conforme referido pela ERSE, a fundamentação da expansão das redes de distribuição deverá merecer um suporte técnico-económico mais adequado. Com efeito, continua a não ser conhecido o referencial adotado pelos operadores de distribuição no que respeita a forma como é concretizada a expansão das suas redes, assinalando o CT a necessidade de implementar o estabelecido no Decreto-Lei n.º 30/2006, na redação que lhe foi dada pelos Decretos-Lei n.º 77/2011, n.º 230/2012 e n.º 231/2012.

3. Estes investimentos oneram o sistema não só pelo aumento do investimento em infraestruturas (CAPEX) como, também, pelos seus custos de operação e manutenção (OPEX).

---

[254] Cf. Resolução do Conselho de Ministros n.º 98/2008, de 08 de abril, a saber; Cláusula 8.ª: "É reconhecido à concessionária o direito de repercutir, para as entidades comercializadoras de gás ou para consumidores finais, o valor integral das taxas de ocupação de subsolo liquidado pelas autarquias locais, que integram a área de concessão na vigência do anterior contrato de concessão, mas ainda não pago ou impugnado judicialmente pelo concessionário, caso tal pagamento venha a ser considerado obrigatório pelo órgão competente, após trânsito em julgado da respetiva sentença, ou após consentimento prévio e expresso do concedente"; Cláusula 9.ª: "Para efeitos do estabelecido no número anterior, os valores que vierem a ser pagos pela concessionária em cada ano civil serão repercutidos sobre as entidades comercializadoras utilizadoras das infraestruturas ou sobre os consumidores finais servidos pelas mesmas, durante os «anos gás» seguintes, nos termos a definir pela ERSE. No caso específico das taxas de ocupação do subsolo, a repercussão será ainda realizada pelo município, tendo por base o valor efetivamente cobrado pelo mesmo."

4. Acresce que, em situações de contração económica em que os consumos de gás natural são mais reduzidos induzindo mais custos sobre menos consumos e conduzindo a aumentos de custos como se tem vindo a assistir nos últimos anos a fundamentação económica dos investimentos torna-se ainda mais imperiosa, incluindo investimentos não iniciados.

5. Constata-se pelos documentos apresentados pela ERSE a contenção dos investimentos nas infraestruturas em alta pressão.

6. No respeitante à atividade de distribuição onde os investimentos na Rede de Distribuição se mantêm na ordem de 70 Milhões de Euros /ano, o CT recomenda que a justificação da racionalidade dos investimentos previstos seja analisada de forma cuidada pela ERSE, atento o nível de consumos e os custos a suportar pelos consumidores para pagarem essas infraestruturas.

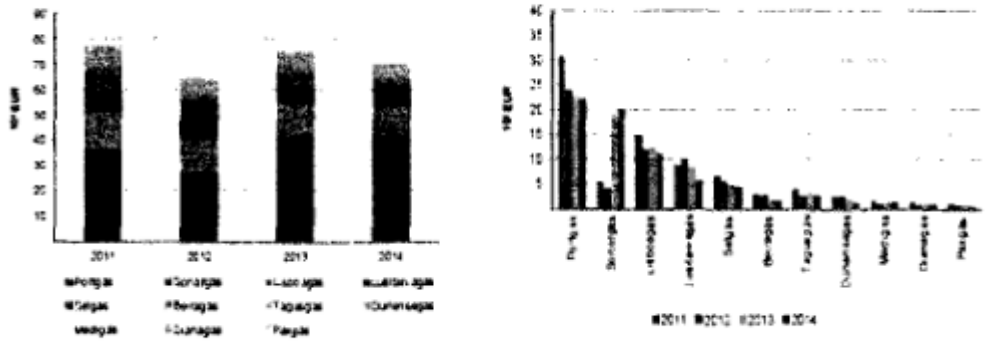
7. O quadro 1-1 apresenta uma síntese do investimento para o período temporal em análise, para cada infraestrutura da SNGN.

Quadro 1-1 – Montantes de investimento e periodos analisados, por infraestrutura do SNGN

Infraestrutura do SNGN	Período analisado	Classificação do investimento	Montante de investimento [10^6 EUR]
RNTGN	Até 31 de dezembro 2011	Executado	33,03
	2012	Estimado	17,11
	2013	Previsto (c/ orçamento)	28,36
	2014	Previsto	12,71
	TOTAL		91,26
Terminal de GNL de Sines	Até 31 de dezembro 2011	Executado	161,26
	2012	Estimado	21,35
	2013	Previsto (c/ orçamento)	0,90
	2014	Previsto	3,87
	TOTAL		187,38
Armazenamento subterrâneo	Até 31 de dezembro 2011	Executado	34,39
	2012	Estimado	10,10
	2013	Previsto (c/ orçamento)	27,59
	2014	Previsto	43,72
	TOTAL		115,08
RNDGN	2011	Executado	79,90
	2012	Estimado	66,72
	2013	Previsto (c/ orçamento)	77,83
	2014	Previsto	72,28
	TOTAL		296,73
TOTAL (RPGN)			690,45

Fonte: Grupo REN, Grupo Galp, Portgás, Tagusgás e Sonorgás

Figura 1-4 – Evolução dos investimentos na RNDGN, para os anos 2011, 2012 e propostos para 2013 e 2014



Fonte: Grupo Galp, Portgás, Tagusgás e Sonorgás

8. Recorda também o CT ter tecido observações sobre a temática do sobreinvestimento no seu parecer de 2012, aí explicitando algumas situações que careciam de informação adicional e que tinha expetativa de ver esclarecida na presente proposta, em particular no que respeita a UAG e nos custos conversões/reconversões, o que não sucedeu.

9. O CT apoia e considera vantajosa a implementação de um mecanismo de penalização de sobreinvestimento na atividade da distribuição, na medida em que os CAPEX são remunerados com base em custos aceites, por poder evitar a implementação de investimentos cuja racionalidade económica é questionável.

10. Assim, o CT destaca ser fundamental elaborar atempadamente a subregulamentação sobre o referido mecanismo, com identificação dos critérios a adotar para que um determinado investimento seja qualificado como sobreinvestimento e da penalização na remuneração dos desvios referentes ao sobreinvestimento.

A.7 - PREÇOS REGULADOS

1. O Conselho regista o facto de terem sido mantidos para o ano gás 2013-2014 os preços dos serviços regulados praticados no ano anterior — interrupção e restabelecimento do fornecimento, leitura extraordinária e quantia mínima em caso de mora -, seguindo a ERSE a proposta das empresas reguladas nesse mesmo sentido, que apontava para continuação da situação desejável alcançada no ano gás anterior de os preços aplicados cobrirem os custos associados.

2. O CT nota igualmente o aparente lapso de redação no ponto 4.3.6 do documento "Tarifas e preços", em que as alíneas do art.º 112.º do Regulamento de Relações Comerciais (RRC), referidas no texto em *bullets,* estarão trocadas.

3. No que respeita aos custos relativos às comparticipações nas ligações rede, o CT regista igualmente a manutenção dos valores atuais, instando a ERSE a proceder tempestivamente à revisão da subregulamentação, com a necessária consulta a este CT, de modo a melhor monitorizar esta questão, atendendo ao seu peso relativo nos investimentos previstos, em particular na RNDGN.

A.8. TRANSPORTE RODOVIÁRIO DE GNL PARA AS UAGS

1. O CT reconhece a relevância que o sistema de distribuição baseado em Unidades Autónimas de Regaseificação (UAG) representa para o SNGN, na medida em que permite que áreas geograficamente afastadas da RNTIAT, ainda que com caraterísticas de concentração e nível de consumos que podem justificar a instalação de redes de distribuição autónomas, disponibilizando assim gás natural a um número crescente de consumidores.

2. Neste sentido, considera-se de especial relevância o estabelecimento de condições adequadas para as empresas que garantem esta distribuição por UAG, atendendo em particular à questão específica do transporte rodoviário, a qual cria questões de natureza particular,

3. O CT considera que a proposta da ERSE, deverá ser melhorada de modo a que, sem prejudicar a necessária otimização da utilização de recursos no SNGN, sejam reconhecidas as especificidades associadas a este subsistema:

A.8.1. GESTOR LOGÍSTICO DAS UAG (GL-UAG)

1. De forma a garantir a atempada coordenação do transporte rodoviário para as UAG do SNGN, foi estabelecida a função do GL-UAG que, garante a contratação e programação da grande maioria dos transportes rodoviários para estas UAG, traduzidos em mais de 2.200 cisternas/ano. Com esta gestão centralizada não apenas se incrementa implicitamente a segurança de abastecimento ao SNGN como, pelo efeito de escala introduzido, se melhora a eficiência limitando a criação de custos ociosos.

2. Estas atividades estão, de momento, acometidas ao Comercializador de Último Recurso Grossista (CURG), na lógica de que ainda se observa um peso significativo de fornecimento à comercialização de último recuso retalhista nas UAG do SNGN.

3. Uma vez que os custos associados a esta função eram recuperados na função de comercialização de último recurso a grandes clientes, extinta na recente revisão regulamentar, criou-se uma lacuna relativamente ao reconhecimento destes custos do CURG.

4. O CT recomenda, consequentemente, que a ERSE proceda à supressão da lacuna identificada através dos mecanismos mais adequados incluindo, se necessário, a pontual revisão regulamentar.

A.8.2. MECANISMOS DE EFICIÊNCIA NOS CUSTOS DE TRANSPORTE RODOVIÁRIO

1. O CT tem expressado o seu apoio aos mecanismos de *price cap* criados pela ERSE, com definição de objetivos de eficiência para os custos operacionais, sendo neste contexto que se avalia a proposta agora apresentada.

2. Não se entende que caiba ao ORT, enquanto entidade que apenas liquida os pagamentos devidos aos comercializadores ativos em UAG, garantir a eficiência desses custos, já que, caberá a quem contrata e gere os contratos de transporte rodoviário, assegurar a sua contratação e utilização eficiente.

3. O CT recomenda, assim, à ERSE que reveja a sua proposta, de modo a que, sem perder os objetivos de racionalidade e eficiência, sejam envolvidos os efetivos gestores dos contratos, de modo a estabelecer objetivos exequíveis, mas que não deixem de atender às sucessivas alterações ao nível da legislação de transporte de matérias perigosas, cujos impactos deverão ser reconhecidos nos-de custos verificado.

B - PARÂMETROS REGULATÓRIOS 2013-2016

B.1. TAXA DE REMUNERAÇÃO DE ATIVOS

1. No contexto regulatório a remuneração dos ativos regulados deve compensar os investidores pelo custo de oportunidade dos recursos investidos, protegendo os consumidores e garantindo um nível adequado dos investimentos no SNGN.

2. O custo de oportunidade das empresas a operar em Portugal no atual contexto de crise das dívidas soberanas deve ser calculado de forma cautelosa, já que é reconhecido que vivemos um contexto particularmente adverso ao nível do rendimento disponível das famílias e ao nível do financiamento das empresas.

3. Os contratos de concessão da atividade de distribuição, estabelecem que a taxa de remuneração a definir pela ERSE nos quatro períodos regulatórios a seguir ao primeiro deve ter em consideração o prémio de risco implícito na taxa de remuneração estabelecida para o primeiro período regulatório, pelo que a ERSE contempla esta condição na sua proposta de taxa de remuneração para 2013-2016.

4. Para o período de regulação 2013-2014 a 2015-2016 a ERSE procedeu à alteração da metodologia utilizada para determinação do custo do capital das atividades reguladas, tendo designadamente, alterado os pressupostos subjacentes à definição deste parâmetro.

5. Entre as alterações que foram introduzidas, o CT destaca a indexação do valor do custo de capital base à media das *yields* das OT a 10 anos, permitindo deste modo a adaptação do custo de capital inicialmente fixado pela ERSE à evolução das condições de financiamento dos mercados. No entanto, o valor de referência das OT na atividade de transporte está bastante próximo de valores verificados recentemente (6,5%), não se entendendo o racional para uma diferenciação deste valor de referência para a atividade de distribuição (9,5%). A proposta carece, assim, de objetividade e transparência neste ponto.

6. Analisando cada uma das variáveis que constitui o custo de capital, bem como as razões expostas pela ERSE para as opções que foram tomadas, o CT constata o seguinte:

- O modelo utilizado para o cálculo do custo do capital próprio, CAPM (*Capital Asset Pricing Model*) tem subjacente a definição da taxa de juro de um ativo sem risco. A ERSE, na sua proposta, opta pela utilização da média aritmética dos últimos 5 anos das *yields* das *Bunds* e das OT a 10 anos, argumentando que esta abordagem permite refletir na taxa de juro sem risco parte do risco associado ao país, mas também o risco associado à zona monetária em que está incluído.
- O CT entende que a opção proposta carece de objetividade, nomeadamente quanto à ponderação utilizada entre as *yields* da dívida portuguesa e as *yields* da dívida alemã.
- Para definição da variável do capital próprio utilizada no cálculo do custo do capital próprio, a ERSE utiliza a metodologia *bottom-up* para chegar ao β do capital próprio para as atividades reguladas de gás natural de cada um dos grupos.
- Optou assim por considerar um β de capital próprio de 0,59 para as atividades de alta pressão e 1,1 para a distribuição.
- Entende o CT que face aos valores apresentados no quadro 5-4, a ERSE deveria esclarecer a sua proposta quanto à decomposição do β ajustado, explicitando o cálculo detalhado dos intervalos apresentados e a escolha do valor final relativamente a esses intervalos.
- O custo do capital alheio considerado pela ERSE é de 5,9%, face a uma taxa de juro de um ativo sem risco de 4,9% e a um prémio de risco da dívida de 1%. A ERSE admite, no entanto, na sua proposta, que "*Pela natureza dos negócios e pela internacionalização dos grupos...as empresas do setor do gás natural consigam condições de financiamento abaixo de 5,4%*". Confrontando ainda com a figura 5-6 relativa ao custo médio da dívida dos grupos, verifica-se que, de um modo geral, as taxas de financiamento obtidas por estes grupos não chegam aos 4,5%.

Pelo exposto, considera o CT que a ERSE deverá explicitar de forma consistente o custo do capital alheio proposto em consonância com os dados que a própria apresenta e auscultando para essa análise as empresas reguladas.

B.2. PREÇO PARA AS TROCAS REGULADAS DE GNL

1. O Conselho Tarifário expressa dúvidas sobre a alteração proposta para o estabelecimento do preço do mecanismo das "*Trocas reguladas*".
2. Tendo este mecanismo sido estabelecido como um procedimento de último recurso apenas a aplicar no caso de não ser possível um acordo os comercializadores com atividade no terminal de GNL de Sines, considera-se que, a agora proposta de minimização dos custos de armazenagem considerados na formação do preço, pode conduzir a um valor artificialmente baixo, não representativo dos custos incorridos pelo CSNGN. Tal situação configuraria uma distorção da concorrência sem reciprocidade no âmbito do MIBGAS.
3. Assim, o CT recomenda que a ERSE reveja a proposta, garantindo a aderência do preço regulado ao custo efetivamente incorrido pelo CSNGN e reconhecendo a exigência de estabelecimento de armazenagem comercial por parte dos comercializadores contratantes do serviço de trocas reguladas.
4. O CT recomenda, ainda, que a ERSE avalie a concreta aplicabilidade do mecanismo atual.

B.3. CUSTOS E EFICIÊNCIA

1. A importância de uma regulação por incentivos com estabelecimento de metas de eficiência deve ser fundamentada na partilha dos resultadosentre empresas reguladas e consumidores,
2. O CT entende, por isso, ser de vital importância que:

a) Exista uma correta definição da base de custos;

b) As metas de eficiência impostas pela ERSE incidam apenas sobre os custos controláveis;

c) Seja totalmente transparente a repartição dos benefícios;

d) A exigência de eficiência seja cuidadamente sopesada com a garantia da qualidade e segurança do serviço.

3. O CT considera positiva a manutenção da regulação por objetivos de eficiência para os custos das diversas atividades, no que pode representar de sinalização por uma continuada melhoria por parte das reguladas.

B.3.1. OPEX da RNTIAT

1. O CT apoia a extensão da regulação por incentivos a todas as atividades associadas ao uso das infraestruturas em alta-pressão e reconhece a existência de dificuldade na obtenção dum modelo objetivo e de uma fundamentação teórica sólida no caso das redes de alta-pressão, dos sistemas de armazenamento subterrâneo ou dos terminais.

2. Os valores considerados no cálculo do OPEX de base para o período regulatório 2013-2016, baseiam-se nos custos reais auditados do ano 2011.

3. Considerando que, no caso concreto das empresas do universo REN naquele ano 2011, excecionalmente, pelo estatuto equivalente a empresa pública, a base de custos encontra-se afetada pelas medidas aprovadas pelo OE, o CT recomenda que os níveis de custo de partida do mecanismo de incentivos sejam corrigidos de acordo com os princípios da comparabilidade.

4. No caso particular da REN Atlântico, a ERSE propõe a separação entre custos de aquisição de eletricidade e restantes OPEX atribuindo indutores distintos, pelo que a sua implementação merece atenção para não gerar ganhos ou perdas não justificados sobre custos não controláveis.

B.3.2- OPEX DA DISTRIBUIÇÃO

1. O CT nota que, de um modo geral, os objetivos de eficiência anuais se mantêm, tendo sido revista a ponderação do indutor "energia veiculada", reconhecendo a maior preponderância que o número de pontos de entrega representa para a evolução dos custos.

2. Na definição da base de custos para o próximo período regulatório, a opção pela consideração dos custos reais auditados verificados em 2011, que eram já regulados por objetivos, é uma opção correta, na medida em que a própria ERSE reconhece que as empresas respeitaram os limites impostos para o ano em causa.

3. Nota-se, contudo, que a ERSE continua a aplicar quantidades diferentes — energia veiculada e número de pontos de consumo na fixação das tarifas e dos custos/proveitos. Como discutido neste parecer, pela relevância que as estimativas representam para o estabelecimento do tarifário, recomenda-se a utilização de um quadro único de referência de quantidades em todo o processo.

B.3.3- OPEX DA COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA

1. O CT valoriza, também, a manutenção da regulação dos custos por critérios de eficiência recomendando, contudo, dada a crescente saída de clientes, uma especial monitorização da comercialização de último recurso, atividade cuja definição futura é urgente (cf. supra ponto A.1), por forma a equilibrar o funcionamento operacional das empresas com as exigências de qualidade de serviço que foram mantidas.

2. Notando, a título de exemplo, o reconhecimento de que "o peso dos custos fixos em algumas ultrapassou os 30%", mas o mesmo foi mantido em 20%, o CT recomenda a clarificação das opções tomadas da definição dos custos do ano base.

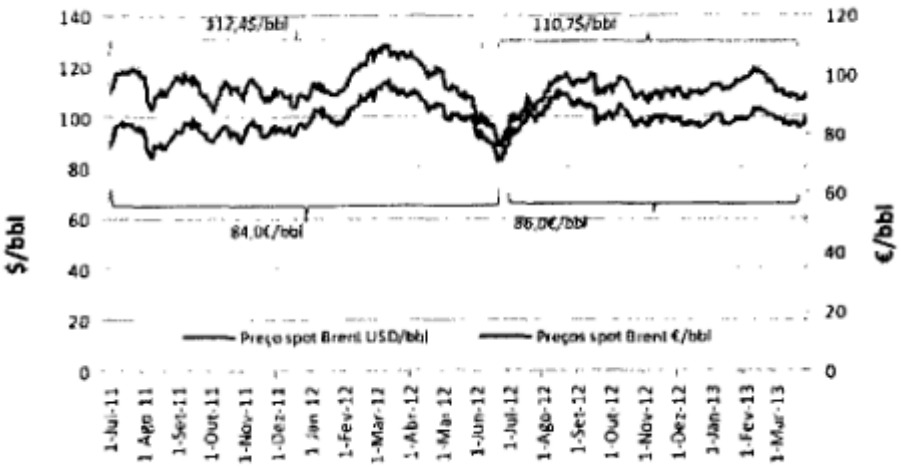
3. Também aqui o CT recomenda que a ERSE considere um cenário único de quantidades - para os CURR, energia vendida e número de clientes - na definição das tarifas e dos custos/proveitos, por tal introduzir maior transparência no processo.

B.4. PREÇO DE AQUISIÇÃO DO GÁS

1. O custo de aquisição do gás natural considerado nas previsões de compra e venda de gás natural é de 3,0 cent€/MWh, representando aumento de cerca de 3,5% face ao período anterior, em que o custo unitário de aquisição do gás natural considerado nas previsões de compra e venda de gás natural foi de 2,9 cent€/kWh.

2. De acordo com a proposta apresentada a ERSE demonstra uma estabilização do mercado do petróleo:

Evolução do preço *spot* BRENT USD/bbl e €/bbl



Fonte: ERSE

3. Nesta conformidade o CT questiona a razão do aumento proposto pela ERSE, sugerindo a sua revisão em linha com a variação do preço por barril em euros.

III - CONCLUSÃO

O Conselho Tarifário considera que as propostas que lhe foram apresentadas pela ERSE deverão ser reformuladas de acordo com os comentários e recomendações constantes do presente parecer.

Aprovado em 15 de maio de 2013.

[Parecer integral digitalizado]: ver pg. 161 e ss.

◆ Resposta da ERSE ◆

I – GENERALIDADE

A – ASPETOS GERAIS DA PROPOSTA

O setor do gás natural, em Portugal, constatou nos últimos dois anos, alterações significativas do seu universo legislativo que resultaram da transposição das diretivas europeias, consubstanciadas na publicação do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro. Este novo diploma consagra uma revisão alargada do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho.

Esta revisão contempla, entre outros aspetos, um aprofundamento da regulação por incentivos na generalidade das atividades reguladas do setor e promove uma harmonização tarifária progressiva nos planos europeu e ibérico.

A proposta apresentada pelo Conselho de Administração (CA) da ERSE ao Conselho Tarifário (CT) partindo do enquadramento acima referido, recebe, ainda, as implicações de um conjunto vasto de inovações, próprias do início de um novo período regulatório, e incorpora, *a priori*, as diretrizes decorrentes da revisão regulamentar aprovada e publicada em abril de 2013.

Para além do enquadramento legislativo e regulamentar de natureza genérica que indicamos, irá concluir-se, nos próximos meses, o habitual processo de subregulamentação a que a ERSE está obrigada.

A proposta motivo de parecer do Conselho Tarifário sobre "tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2013-2014 e parâmetros para o período de regulação" reflete o contexto tecnicamente espectável, que se materializa num abrandamento da procura e na redução dos investimentos para a generalidade das atividades. A alteração do perfil de evolução dessa procura de gás natural justifica, de forma assinalável, o desajuste verificado no passado entre o nível tarifário estabelecido antecipadamente e os custos reais que as tarifas devem recuperar, principalmente ao nível da rede de distribuição e das infraestruturas de alta pressão.

Neste contexto, os documentos apresentados ao CT, para além de fundamentarem as propostas tarifárias para o próximo ano gás, suportam igualmente os valores definidos para os parâmetros regulatórios do período de incidência regulamentar, que enquadram as atividades reguladas. Entre outros aspetos, os documentos definem os montantes de ajustamentos aos proveitos e efetuam uma análise prospetiva às condições de evolução das atividades.

As matérias tratadas na proposta estão, assim, inter-relacionadas, o que justifica e recomenda que a presente análise seja complementar aos documentos finais aprovados pelo Conselho de Administração e que serão motivo de publicação.

II – NA ESPECIALIDADE

A – TARIFAS E PREÇOS PARA 2013-2014

A.1 – COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

No âmbito do atual contexto legal e da consequente extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais, o CA da ERSE tem presente a necessidade de garantir que a transição de um modelo de comercialização de gás natural regulado para um modelo totalmente liberalizado ocorra tendo por base os princípios da transparência e da racionalidade económica que salvaguardam os interesses dos consumidores.

Neste sentido, os vários *stakeholders* envolvidos no processo serão ouvidos, atempadamente, por forma a garantir a melhor solução para todos os agentes quanto ao futuro dos atuais CUR.

A.2 – MERCADO LIVRE

O CT faz notar a ausência de publicação ou disponibilização na proposta ao CT de informação atualizada, relativa à caraterização efetiva do Mercado Livre, condicionando o conhecimento do CT sobre a atual situação do mercado de gás natural.

Sobre este ponto importa referir que o CA da ERSE determinou no passado mês de fevereiro a realização de uma auditoria independente às empresas de distribuição de gás natural do grupo GALP e à Tagusgás, por forma a avaliar os critérios e as circunstâncias em que têm sido apurados os valores de consumo e número de clientes em cada uma das suas redes de distribuição.

As dificuldades sentidas na recolha e receção de informação vêm impedindo que os consumidores de gás natural possam beneficiar de uma informação regular e mais transparente do desenvolvimento do mercado retalhista de gás natural.

Face à falta de informação em causa, foi utilizado como ponto de partida da "Caracterização da procura de gás natural no ano gás 2013-2014" a informação previsional disponibilizada por cada uma das empresas distribuidoras e comercializadoras de gás natural, a operar no mercado retalhista.

No que se refere às taxas de liberalização, utilizou-se como pressupostos base o calendário de liberalização dos vários segmentos de mercado. Desta forma, para os clientes em baixa pressão e com consumos anuais de gás natural inferiores ou iguais a 10 000 m^3, as taxas de liberalização foram diferenciadas para cada operador de rede de distribuição, havendo também uma diferenciação entre os escalões 1/2 e os escalões 3/4.

Relativamente à análise de impactes tarifários observados pelos clientes das tarifas transitórias para fornecimentos superiores a 10 000 m^3 importa referir que o seu valor é idêntico ao dos fornecimentos inferiores a 10 000 m^3, ou seja 3,9%. Considerando que a generalidade destes clientes já é abastecida pelo mercado esta análise de impactes das tarifas transitórias tem cada vez menor significado. Perspetiva-se que para o próximo ano tarifário a procura no mercado regulado para fornecimentos superiores a 10 000 m^3 seja de 1%. Assim, para este tipo de fornecimentos reveste-se de maior importância a apresentação da variação das tarifas de acesso às redes conforme se indica no capítulo 5.2 do documento principal das tarifas e bem como a sua influência no preço total pago conforme se apresenta no capítulo 5.4 do mesmo documento.

A.3. NÍVEL TARIFÁRIO

Concorda-se com a importância de analisar quer a evolução do preço médio, quer a evolução tarifária, fornecendo informação, no capítulo 5 do documento "Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2013-2014 e parâmetros para o período de regulação 2013-2016", destas duas variações quer ao nível das tarifas por atividade regulada, quer ao nível das tarifas de acesso às redes e das tarifas transitórias, por tipo de fornecimento.

A tarifa de Uso da Rede de transporte aplicada pelo operador da rede de transporte apresenta uma redução de 5,5% no preço médio e uma redução tarifária de 11,5% conforme se apresenta na figura 5-3. A variação do preço médio integra a variação dos preços das tarifas e a alteração do cabaz de quantidades entregues. Em contrapartida a variação tarifária reflete exclusivamente a variação dos preços das tarifas para o mesmo conjunto de quantidades entregues. As variações apresentadas para a tarifa de Uso da Rede de transporte incidem sobre as entregas do operador da rede de transporte a clientes em alta pressão incluindo as entregas à rede de distribuição. Esta tarifa é paga pelos clientes de alta pressão e pelos operadores de redes de distribuição. A redução tarifária de 11,5% vem assim beneficiar todos os clientes de alta pressão e bem como os clientes ligados à rede de distribuição. Os pagamentos do operador da rede de distribuição

pela utilização da rede de transporte são por sua vez refletidos nas tarifas de acesso às redes dos clientes ligados à rede de distribuição. A este montante adicionam-se os ajustamentos de anos anteriores entre os pagamentos do operador da rede de distribuição ao operador da rede de transporte e os correspondentes recebimentos dos clientes ligados à rede de distribuição.

No capítulo 5.4 do documento principal das tarifas de gás natural apresenta-se a decomposição dos preços pagos pelos diversos consumidores. Verifica-se que para fornecimentos de menor dimensão o peso das tarifas de Uso das Redes e consequentemente das tarifas de Acesso às Redes é sucessivamente maior. Com efeito os consumidores de menor dimensão utilizam uma maior diversidade de redes de gás natural desde a rede de transporte em alta pressão até às redes de distribuição de média e baixa pressão e consequentemente os pagamentos associados à utilização das redes são também superiores. Adicionalmente e como apresentam menores utilizações de capacidade resultam preços médios pelo uso das redes também superiores. Nestas circunstâncias a aprovação das tarifas de acesso às redes pelo CA da ERSE é efetuada de forma cuidadosa assegurando-se, por um lado, uma adequada alocação dos custos causados e por outro lado, uma análise cuidadosa dos impactes tarifários associados.

Importa também salientar a existência de tarifas sociais aplicáveis a consumidores vulneráveis que apresentam uma variação total de 0,9% por decisão politica. Esta variação tarifária total é alcançada mediante a aprovação de uma tarifa social de acesso às redes que integra um desconto de modo a assegurar-se a referida variação máxima de 0,9% das tarifas de gás natural para estes fornecimentos

O CA da ERSE partilha da preocupação do CT quanto à competitividade das infraestruturas de alta pressão, uma vez que uma menor utilização das mesmas conduz a um aumento do custo unitário de utilização das mesmas, gerando um ciclo vicioso que potencia uma cada vez menor utilização destas infraestruturas.

Assim, tendo também em consideração o parecer do CT quanto à necessidade de manter o nível tarifário das infraestruturas de armazenamento e do terminal de GNL compatível com os níveis tarifários das infraestruturas idênticas no mercado ibérico, o CA da ERSE aprova uma variação tarifária nula no terminal de GNL, sendo os restantes custos imputados à UGS 1 ao abrigo do mecanismo estabelecido no Regulamento Tarifário.

A.4 – TARIFAS

A.4.1 TARIFAS DAS INFRAESTRUTURAS EM AP

Na sequência da alteração das regras de acesso às infraestruturas, que passará a ser baseada em contratação de capacidade introduziram-se alterações na estrutura das tarifas de uso das infraestruturas de alta pressão, designadamente do terminal de GNL de Sines, do armazenamento subterrâneo e da entrada na rede de transporte.

Os novos preços de capacidade contratada no sistema não são diretamente comparáveis com os preços atualmente em vigor, na medida em que a variável física a faturar passa a ser a capacidade contratada em diversos produtos de capacidade com maturidades diferenciadas desde o produto anual até produtos de curto prazo, como por exemplo o diário, em substituição da atual capacidade máxima nos últimos doze meses. De facto, atualmente oferece-se um único produto anual aos agentes de mercado e no futuro serão oferecidos produtos anuais, trimestrais, mensais e diários.

No novo modelo tarifário, a potência contratada em cada um dos novos produtos dependerá dos multiplicadores adotados, conforme se apresenta detalhadamente no documento "Estrutura tarifária no ano gás 2013-2014". Na proposta apresentada ao CT propuseram-se multiplicadores reduzidos para os produtos de capacidade, no pressuposto de que tal permitiria reduzir as barreiras à entrada de novos agentes no mercado situação que conduziria a uma maior apetência pelos produtos de curto prazo face ao produto anual. Esta opção incentiva uma maior contratação de capacidade de curto prazo, resultando por consequência uma redução da capacidade total a faturar. A capacidade a faturar no modelo atualmente

em vigor está relacionada com a capacidade máxima dos últimos doze meses. Com a alteração agora aprovada a capacidade a faturar passará a relacionar-se com a capacidade média dos últimos doze meses, valor substancialmente inferior ao primeiro. Nestas circunstâncias e por forma a serem preservados os pagamentos na entrada do sistema de transporte o novo preço de capacidade tem que ser substancialmente superior ao preço atualmente em vigor. Só desta forma é possível preservar os pagamentos incorridos pelos comercializadores na entrada do sistema de transporte. Se tal não fosse feito teríamos um desvio de receitas no ano, que seria pago nos anos seguintes por todos os consumidores de gás natural.

O CT no seu parecer propõe a redução do preço de capacidade anual, através do aumento dos preços dos produtos de capacidade de prazo mais curto e por consequência dos multiplicadores que relacionam os preços destes produtos de capacidade de prazo mais curto com o preço do produto de capacidade anual. Esta situação permite mitigar os efeitos associados à alteração tarifária agora aprovada, situação que se aceita.

Assim, o CA da ERSE foi de encontro à sugestão efetuada pelo CT no seu parecer, reduzindo em relação à proposta o preço de contratação de capacidade anual nas infraestruturas por contrapartida de um agravamento do valor dos multiplicadores a aplicar à contratação trimestral, mensal e diária. Assim, os multiplicadores a aplicar aos produtos de curto prazo relativos à capacidade de regaseificação do terminal e à capacidade de entrada na rede de transporte passam a ser de 1,3, 1,5 e 2, para os produtos trimestrais, mensais e diários, respetivamente.

Em relação aos multiplicadores do armazenamento subterrâneo justifica-se a manutenção dos valores apresentados na proposta, uma vez que o modelo vigente consiste no pagamento da energia armazenada, o que é equivalente a uma contratação diária e não anual.

A.4.2 TARIFA URT E A.4.3 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

Os custos de entrada na rede de transporte são um custo de uso das redes suportado pelos comercializadores, à semelhança dos custos com a utilização do terminal de GNL e do armazenamento subterrâneo. É expectável que os comercializadores transmitam o custo de entrada na rede na fatura dos seus clientes, em variáveis preço a escolher por cada comercializador, à semelhança dos restantes custos em que incorre, observando os princípios da transparência e da não discriminação.

Apesar do Regulamento Tarifário não estabelecer qualquer disposição sobre o modo de repercussão dos custos de entrada na rede nas tarifas praticadas pelos comercializadores de mercado, atendendo à natureza dos mesmos considera-se uma boa prática tratar estes custos da mesma forma que os relativos ao uso do terminal de GNL e de armazenamento subterrâneo.

Independentemente da variável escolhida para refletir o custo de entrada na rede de transporte, este não deve ser identificado na fatura dos clientes finais como um custo de acesso às redes dos clientes.

Sobre esta matéria o CA da ERSE emitiu em 2011 o Parecer Interpretativo n.º 1/2011, "Aplicação dos preços da tarifa regulada de uso da rede de transporte nos pontos de entrada da rede nacional de transporte de gás natural", onde se afirma:

"*A ERSE tem vindo a receber pedidos de informação sobre as regras de aplicação dos preços de entrada da tarifa de Uso da Rede de Transporte aos clientes. Face à relevância da questão suscitada, em particular pela necessidade de promover um funcionamento transparente do mercado de gás natural e de delimitar as matérias na esfera da regulamentação do setor e na esfera da livre contratação entre os comercializadores e os clientes, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, nos termos previstos nos seus regulamentos, procede à emissão do seguinte parecer interpretativo:*

1. Nos termos do Regulamento Tarifário os preços da componente de entrada da tarifa de URT são aplicáveis exclusivamente aos agentes de mercado (comercializadores e clientes com estatuto de agentes de mercado).

2. É expectável que estes comercializadores transmitam o custo incorrido (pelo uso dos pontos de entrada da rede de transporte) nas faturas dos seus clientes, em variáveis preço a escolher por cada comercializador, à semelhança dos custos com a utilização do terminal de gás natural liquefeito, do armazenamento subterrâneo ou do aprovisionamento de gás natural.

3. A forma de cobrança dos custos de entrada da tarifa de URT pelos comercializadores aos seus clientes é livre, podendo ser explicitada num preço próprio ou incorporada no preço da energia, opção a acordar entre os comercializadores e os clientes no processo de negociação das condições de preço do fornecimento de gás natural, observando os princípios da transparência e da não discriminação. Todavia, atendendo à natureza dos custos de entrada da tarifa de URT, considera-se uma boa prática tratar estes custos da mesma forma que os relativos ao uso do terminal de GNL e do armazenamento subterrâneo.

4. Em observância dos princípios da transparência e objetividade do relacionamento comercial com os seus clientes, os comercializadores devem informar os seus clientes sobre o significado dos valores que constituem a fatura de gás natural.

5. A aplicação direta do valor publicado pela ERSE do preço de capacidade de entrada da tarifa de URT à capacidade utilizada pelo cliente final não é imposta pela regulamentação da responsabilidade da ERSE, sendo abusivas quaisquer informações que sejam transmitidas aos clientes em sentido contrário".

A.4.4 TARIFAS FLEXÍVEIS

Em resultado do parecer do Conselho Tarifário, onde se valoriza o alinhamento de soluções entre Portugal e Espanha, opta-se por aprovar uma tarifa flexível com características semelhantes ao praticado em Espanha. Nestas circunstâncias os multiplicadores que relacionam o preço da capacidade mensal com o preço da capacidade anual são respetivamente k=1 nos meses de verão (abril a setembro) e k=2 nos meses de inverno (outubro a março). Adicionalmente, só é permitida a agregação no mesmo ponto de entrega da contratação de capacidade anual com a contratação de capacidade mensal nos meses de verão.

A opção pelos multiplicadores apresentados onde, por um lado, o preço de capacidade mensal nos meses de verão face aos meses de inverno é mais reduzido e por outro lado, a agregação de contratos mensais e anuais só é permitida nos meses de verão é justificada pela maior concentração de consumos nos meses de inverno. Conforme referido esta opção é idêntica ao praticado em Espanha assegurando-se a harmonização de regras no espaço Ibérico.

Com a presente decisão os consumidores que optarem pela tarifa flexível poderão optar por dois modelos de contratação: (i) contratação exclusivamente mensal e (ii) contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão.

Esclarece-se também e conforme solicitado pelo Conselho Tarifário, que a contratação mensal, no âmbito da nova tarifa flexível e das tarifas de curtas utilizações sendo de caráter suplementar, está dependente da disponibilidade de capacidade das infraestruturas.

A.4.5 TARIFAS TRANSITÓRIAS

O CA da ERSE toma boa nota do comentário do CT e prossegue com o esforço de convergência para a aditividade, definindo limites de variação máxima de preços superiores para os preços que se encontram mais distantes do preço aditivo. Esta convergência é efetuada procurando atenuar os impactes tarifários.

A.4.5 TARIFAS SOCIAL E ASECE

O CA da ERSE toma boa nota dos comentários do CT, que visam essencialmente questões da competência do Governo.

A.5 – TAXAS DE OCUPAÇÃO DE SUBSOLO

Com a publicação da Lei n.º 53-E/2006, de 29 de dezembro, o regime geral das taxas das autarquias locais, consagrado naquele diploma, veio permitir a criação de taxas por regulamento aprovado pelo respetivo órgão deliberativo autárquico, fixando expressamente, como uma das bases de incidência objetiva das mesmas, a utilização e aproveitamento de bens do domínio público e privado municipal, dando, assim, enquadramento legal à cobrança de taxas, por ocupação do subsolo, às concessionárias de distribuição de gás.

Através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 98/2008, de 8 de abril, foram aprovadas as minutas dos contratos de concessão de serviço público de distribuição regional de gás natural, os quais preveem que os custos com as Taxas de Ocupação do Subsolo (TOS) são suportados pelos consumidores de gás natural de cada município, sendo a sua cobrança feita através das faturas do fornecimento do gás natural emitidas pelas empresas concessionárias de distribuição de gás natural que operam na área de cada município.

Nos termos da Lei, o valor das taxas de ocupação do subsolo resulta de decisão aprovada em cada Assembleia Municipal, diferindo assim de município para município.

Nos termos da Resolução do Conselho de Ministros n.º 98/2008, de 8 de abril compete à ERSE definir a metodologia de repercussão nos consumidores das TOS aprovadas por cada município. Neste sentido a regulamentação da responsabilidade da ERSE, no cumprimento estrito da legislação em vigor, estabelece que em cada município são repercutidos nos consumidores os valores efetivamente cobrados pela respetiva autarquia ao operador de rede. Para garantir este objetivo os valores em causa serão devidamente identificados na contabilidade dos operadores e objeto de auditorias. A metodologia aprovada pela ERSE assegura que a imputação das TOS é efetuada em função dos custos das redes de distribuição pagos por cada consumidor.

A.6 – INVESTIMENTOS

O CT recomenda uma análise criteriosa dos investimentos propostos pelos operadores de rede de distribuição, de modo a evitar impactos negativos nas tarifas.

O CA da ERSE concorda com esta recomendação, à qual é dada a devida atenção na análise aos custos dos investimentos, que sustenta a proposta tarifária e é explanada nos vários documentos anexos.

No que diz respeito aos comentários do CT, integrados no seu parecer de 2012, relativos à apresentação por parte de um operador da rede de distribuição de custos unitários divergentes da média das outras empresas, iniciou-se uma análise, consubstanciada num questionário a todos os operadores de rede de distribuição, que será aprofundada e concluída no próximo ano gás, de modo a poder abranger outras situações.

A.7 – PREÇOS REGULADOS

Confirma-se o lapso de redação no ponto 4.3.6 da proposta, tendo o mesmo sido corrigido.

A.8 - TRANSPORTE RODOVIÁRIO DE GNL PARA AS UAGS

Reconhecendo a importância que as UAG's têm no SNGN nos períodos regulatórios anteriores, a ERSE não integrou os custos suportados pelo ORT com o transporte rodoviário de GNL para UAG, bem como os custos incorridos pelo CURgc com a gestão logística das UAG no mecanismo de custos eficientes aplicados ao OPEX da REN Gasodutos. No período regulatório que se inicia em 2013-2014 ocorreram algumas alterações no SNGN, nomeadamente a extinção da atividade de comercialização de último recurso a grandes clientes exercida pelo CURgc e a revisão da metodologia de custos eficientes aplicada ao ORT na sua atividade de transporte de gás natural, que obrigaram a rever a anterior situação.

Face às considerações apresentadas pelo CT, o CA da ERSE reviu a sua proposta de aceitação dos custos.

A.8.1 – GESTOR LOGÍSTICO DAS UAGS (GL-UAG)

A recente alteração regulamentar incluiu a extinção da atividade de comercialização de último recurso a grandes clientes em resultado do definido na Portaria n.º 59/2013, de 11 de fevereiro, a qual fixa para 30 de junho de 2014, a data para extinção das tarifas transitórias para os clientes finais com consumos anuais superiores a 10 000m^3.

Assim, os custos associados ao gestor logístico das UAGS que estavam alocados à função de comercialização de último recurso a grandes clientes, e uma vez que a função do gestor logístico das UAGS continua a ser exercida pelo comercializador grossista, passam a ser considerados na atividade de compra e venda de gás natural do mesmo operador.

A.8.2 – MECANISMOS DE EFICIÊNCIA NOS CUSTOS DE TRANSPORTE RODOVIÁRIO

A proposta de tarifas para 2013-2014 apresentada pelo CA da ERSE ao CT teve em conta o nível de detalhe da informação prestada pelos operadores regulados bem como a salvaguarda dos interesses dos agentes do setor, consumidores incluídos.

No entanto, o CA da ERSE é sensível aos argumentos apresentados pelo CT relativamente à posição do ORT enquanto entidade, cujas obrigações, no que diz respeito ao transporte de GNL por rodovia, restringem-se a liquidar os pagamentos devidos pelo transporte de GNL. Desta forma, os custos suportados pelo ORT com o transporte de GNL por rodovia serão desacoplados da base de custos sujeita à aplicação de metas de eficiência. Na salvaguarda dos interesses dos consumidores de gás natural será imposto um racional de eficiência para a aceitação dos referidos custos. Neste sentido, a ERSE passará a publicar anualmente os custos unitários de referência com o transporte de gás natural por rodovia, sendo esse o valor máximo a aceitar nas tarifas anuais.

B – PARÂMETROS REGULATÓRIOS 2013-2016

B.1 – TAXA DE REMUNERAÇÃO DE ATIVOS

No que diz respeito à taxa de remuneração, o CT apresentou algumas dúvidas relativas às opções tomadas, que merecem ser esclarecidas visto estas resultarem da ponderação de vários fatores num cenário de grande incerteza.

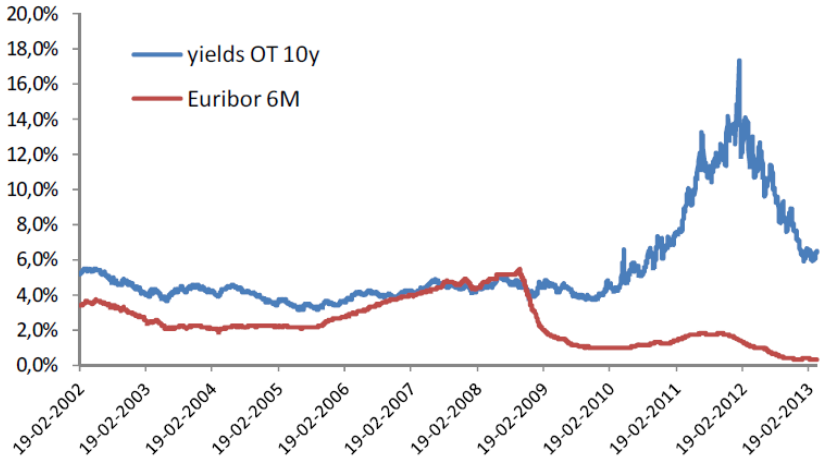
Em particular, no que diz respeito à indexação do valor do custo de capital à média das *yields* das OT a 10 anos, tal como referido no documento "Parâmetros de regulação para o período dos anos gás de 2013-2014 a 2015-2016" a metodologia fixada pretende, por um lado, garantir a aplicação de regras equivalentes entre o setor do elétrico e o do gás natural e, por outro, não gerar discrepâncias de condições financeiras entre as atividades desenvolvidas em AP e em MP/BP. Assim, o RoR apresentado configura uma previsão que será revista anualmente com base no valor do indexante verificado. Contudo, importa igualmente informar o CT que face às incertezas que caracterizam os mercados financeiros, a proposta teve igualmente subjacente o princípio da estabilidade tarifária, o que, em parte, justifica que o ponto de partida das taxas de remuneração em AP e MP/BP se mantenha face ao anterior período regulatório.

Quanto à taxa de juro sem risco, a sua definição revestiu-se de grande exigência pela particular incerteza financeira que ainda carateriza a situação em Portugal. As análises efetuadas e os pressupostos utilizados pretenderam encontrar uma solução equilibrada e prudente. A opção pela metodologia adotada ponderou um conjunto de condições. Registe-se que entre muitas das análises realizadas para determinar a ponderação entre as *Bund* e as OT, que salvaguardam a consistência da opção adotada, observou-se a evolução das *yields* das OT a partir do início efetivo da zona EURO, de onde se concluiu que o valor médio das *yields* neste período, cerca de 5%, é muito próximo do valor resultante da metodologia aplicada.

No que concerne o beta no capital próprio, reconhece-se que o quadro 5-4 do documento de parâmetros, que apresenta os valores de betas do capital próprio ajustado e decorrentes da aplicação da metodologia

bottom–up, deve ser alvo de esclarecimentos adicionais. Estes esclarecimentos foram contemplados na versão definitiva do referido documento. Importará, contudo, já esclarecer que no cálculo deste parâmetro optou-se pelo beta do capital próprio ajustado, diretamente a partir dos dados de mercado, face ao beta do capital próprio, decorrente da aplicação da metodologia *bottom-up*.

Finalmente no que diz respeito ao custo do capital alheio, foi tido em consideração, para além dos factos salientados no parecer do CT, outros aspetos mencionados, nomeadamente, o facto dos financiamentos das empresas reguladas estarem na sua maioria indexados às taxas Euribor. As taxas Euribor encontram-se em níveis historicamente baixos, justificando-se assim as baixas taxas de financiamento, da ordem de 4,5%. No entanto, é necessário referir que se está, neste momento, a internalizar na remuneração das atividades reguladas as condições de financiamento para os próximos 3 anos e é prudente considerar que pode haver, neste período, valorizações da Euribor. A figura seguinte apresenta essa evolução.



Desta forma, quis-se acautelar eventuais situações de risco associadas às condições de financiamento das atividades reguladas. Acresce que algumas das empresas distribuidoras não pertencem a nenhum grupo económico de grande dimensão e, por isso, podem estar sujeitas a condições de mercado menos favoráveis.

B.2 – PREÇO PARA AS TROCAS REGULADAS DE GNL

Na proposta enviada ao CT, o CA da ERSE propôs a alteração na fórmula de cálculo do valor das existências inerentes ao processamento do GNL descarregado no terminal de GNL de Sines, passando este a ser calculado a partir do *stock* médio do armazenamento no terminal, deduzido das existências comerciais e das existências mínimas técnicas do terminal.

De acordo com os comentários recebidos do CT, o CA da ERSE irá alterar a fórmula de cálculo proposta, passando o valor das existências inerentes ao processamento do GNL descarregado no terminal de GNL de Sines a ser calculado a partir do *stock* médio do armazenamento no terminal deduzido apenas das existências mínimas técnicas do terminal, reconhecendo assim a exigência de estabelecimento de armazenagem comercial por parte dos comercializadores de gás natural, tal como proposto pelo CT.

B.3 – CUSTOS E EFICIÊNCIA

A regulação por incentivos é um instrumento importante do exercício regulatório para promover a eficiência por parte dos agentes regulados e promover a partilha de ganhos com os consumidores. No período regulatório que se inicia no ano gás 2013-2014, decidiu-se alargar a regulação por custos eficientes à atividade de armazenamento subterrâneo de GN. Deste modo, no setor do gás natural, apenas a atividade de gestão técnica e global do sistema, pelas suas particularidades, continua a ser regulada por custos

aceites. Não obstante as dificuldades em estabelecer comparações internacionais, foi também efetuado pela primeira vez um estudo para as atividades de alta pressão, cuja regulação por incentivos já havia ocorrido no período regulatório anterior, a atividade de receção, armazenamento e regaseificação de GNL e a atividade de transporte de gás natural.

OPEX

Na definição das bases de custos e das metas de eficiência a aplicar no ano gás 2013/2014 nas atividades reguladas, teve-se em atenção a evolução dos custos históricos, estimados e previsionais, bem como o desempenho das empresas, tal como está patente nos documentos "Análise de desempenho das empresas reguladas do setor do gás natural" e "Parâmetros de regulação para o período dos anos gás de 2013-2014 a 2015-2016".

No caso particular do OPEX das atividades reguladas da REN, o CA da ERSE tomou boa nota da argumentação do CT, relativamente ao facto do ano de 2011 ter sido um ano de exceção para esta empresa, pelo seu estatuto de empresa pública, tendo contemplado esta preocupação na aplicação dos fatores de eficiência entre o ano de 2011 e o ano de 2013 para a definição da base de custos regulados da atividade de transporte de gás natural.

No que diz respeito ao OPEX da comercialização de último recurso, a opção pela repartição entre custos variáveis e custos fixos baseou-se num questionário aos comercializadores de último recurso retalhista (CUR), com vista a definir os indutores de custos e, posteriormente, a base de custos controláveis a considerar. Dada a pouca informação existente sobre custos da atividade de comercialização de gás natural, o questionário teve como objetivo a obtenção de maior informação sobre a atividade operacional dos comercializadores e, deste modo, proporcionar uma correta aderência dos custos suportados pelos CUR aos parâmetros a definir para o novo período regulatório.

O peso considerado para os custos variáveis teve em conta, por um lado, a extinção das tarifas de venda a clientes finais em dezembro de 2015, e por outro lado, as diferenças nas estruturas de custos dos CUR. No que diz respeito ao primeiro ponto, o fim das tarifas reguladas obriga a uma revisão da estrutura de custos destas empresas, com uma diminuição do peso dos custos fixos, que já deverá ser devidamente sinalizada na definição dos parâmetros para o próximo período regulatório.

No que diz respeito ao segundo ponto, alguns CUR têm subjacente uma estrutura empresarial mais flexível, por estarem integrados em grupos empresariais de grande dimensão e, como tal, conseguirão diluir mais facilmente os seus custos fixos. Outros comercializadores de último recurso retalhista, pelo contrário, possuem um peso dos custos variáveis menos elevado, por não estarem integrados em grupos de grande dimensão.

Variáveis físicas consideradas

As tarifas reguladas do setor do gás natural são calculadas para o horizonte temporal do ano gás. Para efeitos da determinação destas tarifas reguladas são usados os proveitos permitidos que resultam da média dos proveitos permitidos dos dois anos civis, que são intersetados pelo ano gás em causa, os quais incorporam os ajustamentos respetivos, determinados com base na informação financeira e técnica ocorrida em ano civil. Desta forma, é intrínseca à metodologia de regulação a aplicação de quantidades diferentes na fixação dos proveitos e na fixação das tarifas. Regista-se, contudo, que na definição dos cenários da procura houve uma preocupação em aplicar pressupostos de evolução idênticos e de garantir a coerência destes cenários, quer estejam na base temporal do ano civil ou do ano gás, bem como nas comparações entre estas bases temporais. Para algumas atividades, este objetivo é alcançado através de um tratamento semestral dos dados, caso em que os efeitos sazonais não são despicientes.

B.4 – PREÇO DE AQUISIÇÃO DE GÁS NATURAL

O preço do gás natural agora definido tem, no limite, um horizonte temporal de um ano e, por isso, a sua estimativa é realizada com base em expectativas para o futuro não refletindo apenas o passado recente e a circunstância atual. Refira-se ainda que este custo, tal como os restantes, está sujeito a ajustamentos, sendo que os mesmos beneficiam os consumidores na parcela II das tarifas de UGS quando se concretizam na devolução de montantes.

Atendendo a estes argumentos e à condição inicial, optou-se por considerar um preço do gás natural mais conservador, em linha com o preço de gás natural utilizado no primeiro trimestre de 2013.

◆ Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2012-2013 ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT): "(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços"[255].

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: "(…) emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços", parecer este que é aprovado por maioria, não tem carácter vinculativo[256] e deve ser emitido no prazo máximo de 30 dias após a receção da proposta.

O Conselho de Administração da ERSE entregou ao Conselho Tarifário uma "Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2012-2013" solicitando parecer sobre a mesma.

Posto o que, nos termos do n.º 7 do artigo 149.º do Regulamento Tarifário (RT), conjugado com o n.º 2 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, a Secção do Setor do Gás Natural do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I - GENERALIDADE

1. A proposta da ERSE de "Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2012-2013", apresentada num contexto económico adverso e recessivo encerra um acréscimo global médio de:

- 6,9% para os consumidores de gás natural com consumos inferiores a 500 m^3/ano, aqui se incluindo os consumidores domésticos, válido até 31 dezembro de 2012;
- 9,7% para os consumidores de gás natural com consumos inferiores a 10.000 m^3 /ano e superiores a 500 m^3/ano, aqui se incluindo outros consumidores, nomeadamente micro, pequenas e médias empresas, válido até 30 setembro de 2012.

2. O racional da variação tarifária proposta é justificado pela ERSE, na subida do preço das tarifas de acesso às infraestruturas devido à evolução negativa da procura do gás natural e pelo agravamento do preço do petróleo em euros.

3. Por outro lado, o Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, determina a calendarização da extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos anuais inferiores a 10.000 m^3/ano, estabelecendo a fixação pela ERSE de tarifas transitórias com fator de agravamento a definir trimestralmente (art.º 4.º, pontos 3 e 4).

4. Deste modo as tarifas anteriormente citadas, para os consumidores que permaneçam no mercado regulado, serão revistas trimestralmente, com um fator de agravamento, a partir de 1 de janeiro de 2013 e de 1 de outubro de 2012, respetivamente para os segmentos de consumos até 500 m^3/ano e de 500 m^3/ano a 10.000 m^3/ano.

5. O CT considera incomportáveis aumentos desta dimensão, em especial no presente contexto económico, lembrando que acresce o aumento da taxa de IVA de 6% para 23% desde outubro de 2011, sendo que os consumidores domésticos não repassando o IVA impactam totalmente este aumento, o que se traduz numa perda de poder de compra dos agregados familiares.

6. Como o CT já referia no seu parecer de 16 de maio de 2011, o aumento do preço do GN que abrange micro, pequenas e médias empresas, origina uma espiral inflacionista em resultado da internalização

[255] Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

[256] Cf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

do mesmo na produção de bens e serviços deste segmento de consumidores, com a consequente perda de competitividade das empresas.

7. O CT nota que o segmento de maiores consumidores estando a quase totalidade no mercado liberalizado, por imposição legal decorrente das diretivas europeias, registaram aumentos de preços de gás natural que podem ultrapassar os 35% face a contratos anteriores grande parte decorrente do aumento do preço do GN indexado ao preço do petróleo (principalmente na península ibérica e grande parte na Europa).

8. O CT regista com agrado que a mudança de "ano gás" para "ano civil", como base do reporte financeiro e operacional por parte das empresas reguladas, permitiu a simplificação do tratamento de dados e apresentação da proposta de tarifário por parte da ERSE.

9. Neste sentido, o CT recomenda que na próxima revisão regulamentar ordinária se pondere também a adoção do "ano civil" como "ano gás tarifário", pela simplificação que representaria, sendo aliás particularmente compatível com o futuro previsível em que as tarifas a fixar serão apenas as de acesso.

10. O CT constata manter-se o processo judicial respeitante ao valor dos ativos de cada uma das redes da RNDGN e à interpretação dos contratos de concessão da distribuição, problema a que o CT aludiu em parecer anterior reiterando a recomendação que nos documentos se evitem opiniões subjetivas quanto à posição das partes no âmbito do mesmo.

11. Entende, assim, o CT ser necessário que a ERSE promova, junto do legislador, o desenvolvimento urgente de medidas conducentes à redução dos custos fixados ou permitidos legislativamente, sugerindo nomeadamente a alteração do modo de fixação do custo de GN; a introdução de limites e critérios quanto ao modo de fixação das Taxas de Ocupação do Subsolo (TOS) pelos municípios e, ainda, a alteração da metodologia de financiamento da tarifa social.

12. Sendo este o último ano do corrente período regulatório, o CT recomenda que, para efeitos de preparação do próximo período, a ERSE inicie desde já, a reflexão sobre a revisão do atual modelo regulatório, facultando antecipadamente ao CT o balanço, ainda que parcial, sobre os primeiros períodos regulatórios, a fim de permitir uma discussão atempada sobre a estabilidade tarifária, a remuneração das empresas, a recuperação dos proveitos, o risco do custo de crédito, as metas de eficiência entre outros.

II - ESPECIALIDADE

A - TARIFAS E COMERCIALIZAÇÃO

A1. - TARIFAS TRANSITÓRIAS

1. As tarifas transitórias de gás natural a vigorar até à extinção da comercialização de último recurso, são enquadradas pelos Decretos-Lei n.º 66/2010, n.º 77/201 1 e nº 74/2012.

2. O CT destaca que todos os consumidores, independentemente do seu modo de participação no mercado, pagam as tarifas de acesso às redes, obtidas por soma das tarifas de Uso Global do Sistema (UGS), Uso da Rede de Transporte (URT) e Uso da Rede de Distribuição (URD).

A.1.1. SEGMENTO DE CONSUMIDORES COM CONSUMOS ANUAIS INFERIORES A 500 M^3

1. Para os consumidores que permanecerem no mercado regulado, i.e., fornecidos pelos comercializadores de último recurso, são aplicadas as tarifas de venda a clientes finais fixadas pela ERSE até 31 de dezembro de 2012, as quais são obtidas por soma das tarifas de acesso às redes com as tarifas de energia e de comercialização.

2. De acordo com a ERSE, estas tarifas têm um aumento médio de 6,9%, válido até 31 de dezembro de 2012.

3. A partir de janeiro de 2013, para os consumidores deste segmento que continuem a ser abastecidos pelos CUR, serão fixadas pela ERSE tarifas transitórias, calculadas por soma das tarifas de Acesso às Redes e das tarifas transitórias de energia e de comercialização, sendo que estas últimas são objeto de um fator de agravamento, que de momento se desconhece. Acresce, ainda, que estes preços serão revistos com uma periodicidade trimestral.

A.1.2. SEGMENTO DE CONSUMIDORES COM CONSUMOS ANUAIS INFERIORES A 10.000 M^3 E SUPERIORES A 500 M^3

1. Para os consumidores que permaneçam no mercado fornecido pelos CUR, a ERSE fixou tarifas transitórias, representando um aumento médio de 9,7%, a vigorar no período de 1 de julho a 30 de setembro de 2012, data a partir da qual serão revistas trimestralmente com um fator de agravamento, que igualmente se desconhece.

2. Releva ainda o CT que este segmento de consumidores foi autonomizado, em virtude da legislação supracitada, tendo registado no ano gás transato um aumento de 3,9%.

A.2. COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

1. O Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, estabelece o regime de extinção gradual das tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais, estabelecendo os limites de 31 de dezembro de 2014 para clientes com consumos anuais iguais ou inferiores a 10 000 m^3, e superiores a 500 m^3 e de 31 de dezembro de 2015 para os clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 500 m^3.

2. Deste modo, a partir 31 de dezembro de 2015, os CUR assumirão a sua função e natureza residual de salvaguarda das necessidades dos consumidores vulneráveis.

3. O CT não encontrou ainda na presente proposta referências ao futuro dos atuais CURs, cujos custos têm impactos na tarifa UGS, aguardando com expetativa a apresentação de propostas que se baseiam na eficiência dos custos desonerando maximamente as tarifas.

A.3. MERCADO LIVRE

1. Na contratação em regime de mercado todos os consumidores pagam as tarifas de acesso às redes fixadas pela ERSE e negoceiam ou recebem propostas de preços de energia e de comercialização por parte dos comercializadores de mercado,

2. A extinção do mercado regulado, determinada legislativamente, pressupõe a migração dos consumidores para o mercado livre. Para esse efeito, serão fixadas tarifas transitórias (de energia e de comercialização), as quais serão agravadas, para que os preços de mercado se tomem atrativos, inferiores às tarifas transitórias.

3. Com a liberalização, só as tarifas de acesso às redes, intimamente ligadas aos custos fixos e variáveis das infraestruturas do SNGN, serão tarifas reguladas, razão porque o CT entende que a ERSE deve acompanhar particularmente a evolução destes custos, tendo em atenção a atual recessão económica e a consequente redução de consumos de gás natural.

4. No atual estado do mercado concorrencial, o CT não pode deixar de manifestar a sua preocupação com as possibilidades de evolução dos preços para os consumidores em regime de "mercado".

5. O CT recomenda que a ERSE conjuntamente com as demais entidades relevantes, realize com carácter de urgência um estudo sobre o grau de concorrência a nível regional e local, monitorizando o mercado em estreita colaboração com a Autoridade da Concorrência.

A4. TARIFAS DE ACESSO À REDE

1. O valor das tarifas de acesso às infraestruturas decorre em primeira instância, do montante de proveitos permitidos das empresas, que incluem também os ajustamentos de anos anteriores, a que se aplica uma estimativa de procura das variáveis tarifárias relacionadas. Neste quadro, na discussão da evolução anual dos preços das tarifas, deve ter-se em conta o efeito da evolução dos proveitos a par com a estimativa de procura para as variáveis tarifárias.
2. O estabelecimento de tarifas o mais aproximadas possível dos custos e das procuras reais, conduzirá a que os custos de um determinado ano sejam suportados pelos consumos desse ano, minimizando deste modo os ajustamentos necessários em anos posteriores. Estes ajustamentos, caso sejam de magnitude elevada como tem ocorrido nas infraestruturas de alta-pressão, induzem alterações no valor total de proveitos a refletir nas tarifas que induzem variações de preço da mesma magnitude. Quando o ajustamento seja para recuperação de proveitos no(s) ano(s) anterior(es) conduz a um aumento do preço da tarifa no(s) ano(s) seguinte(s).
3. O CT tem-se pronunciado sempre a favor da minimização dos ajustamentos, qualquer que seja o seu sentido, em prol da estabilidade tarifária.
4. Pelo exposto, o CT regista positivamente o facto de a ERSE ter optado em particular na alta-pressão por procuras mais próximas da realidade do ano cessante e por isso tendentes a gerar desvios menores face aos proveitos permitidos das empresas.
5. Tendo em consideração a redução de estimativas de consumo para o novo ano gás 2012-2013, a contração da economia e o agravamento dos custos das empresas e das famílias o CT alerta para a necessidade imperiosa de se evitarem investimentos que não tenham justificação técnico-económica devidamente fundamentada.
6. Os investimentos em infraestruturas apesar de apresentarem alguma redução face aos valores de 2010 ainda apresentam valores consideravelmente elevados tendo em consideração a redução de consumos, conduzindo ainda a maiores preços unitários de algumas componentes das tarifas de acesso às redes.

A5. TARIFA URT

1. No corrente período regulatório, foram introduzidas alterações positivas e significativas à estrutura das tarifas nomeadamente através da criação de tarifas de entrada e saída o que torna difícil a sua análise entre dois anos consecutivos sem uma avaliação de um perfil de utilização específico, pelo que a simples comparação entre um ano e outro dos preços dos termos de uma determinada tarifa não permite avaliar a situação.
2. As previsões de procura foram substancialmente reduzidas face às produzidas no ano anterior tendo por base a realidade dos consumos verificados.
3. O termo de capacidade da tarifa de exportação (saídas em Campo-Maior e Valença) foi reduzida a zero na fronteira, entendendo-se este facto como positivo e um incentivo do Regulador no sentido de aumentar as trocas na fronteira entre Portugal e Espanha nos dois sentidos fomentando a concorrência. Permitirá por certo que o abastecimento de um qualquer comercializador que forneça clientes em Portugal possa ser ajustado através de contribuições variáveis de GNL e GN, assegurando para o primeiro a possibilidade de obter a escala para uso eficiente do terminal, mesmo que os consumos dos seus clientes em Portugal não sejam suficientes num determinado período.
4. O termo e capacidade de entrada na rede foi igualmente mantido ao nível dos preços do ano anterior e por isso sem aumento. Entende-se esta medida como um fomento às importações de gás por gasoduto permitindo aumentar as trocas na fronteira luso-espanhola. Em compensação, o termo de

capacidade nas saídas sofreu um aumento de 14,3% assim como o termo de energia das diferentes tarifas. Tendo em conta que há uma redução na procura face à considerada para o ano em curso e que foi utilizada na fixação dos preços atuais, entende-se que a variação decorre apenas do ajuste dos preços aos custos pela consideração de quantidades mais próximas da realidade.

A6. TARIFAS UGS

1. A tarifa UGS incorpora um conjunto de parcelas que ultrapassam largamente a simples retribuição do operador da rede de transporte relativo a esta atividade.
2. A parcela I sofre um forte aumento decorrente do facto de os comercializadores de ultimo recurso terem uma base de fornecimentos decrescente o que não permite imputar os seus custos ao seu mercado, que sofre uma redução drástica devido ao incentivo ao recurso aos comercializadores livres.
3. O aumento sofrido é da ordem de grandeza da totalidade dos custos da UGS daí o forte aumento desta parcela.
4. O CT recomenda que a ERSE assegure que estes custos não progridam e sejam ajustados às necessidades efetivas e aos custos incorridos, pelo que os CURr devem fazer evoluir os seus custos em função da sua base de clientes e futura natureza residual evitando o acréscimo de custos para o sistema.
5. Assim, face à anunciada limitação da função CURr ao abastecimento dos consumidores vulneráveis, o CT considera que deve ser ponderada a forma mais eficiente de funcionamento do mesmo a nível nacional atento os custos para o sistema.
6. No conjunto das duas parcelas, a tarifa UGS sofre uma redução efetiva de 16,8% considerando-se que, face à base de incidência desta tarifa, os consumidores podem assim ver reduzidos os seus custos globais.

A7. TARIFAS DAS INFRAESTRUTURAS EM AP

1. A tarifa média de acesso do terminal de GNL sofre um aumento decorrente do efeito conjugado de um ajustamento que contribui com 17,8% dos proveitos permitidos e de uma redução das quantidades previstas de 2,8% face ao valor previsto no ano gás ainda em curso e que foi base para as tarifas atuais. Trata-se por isso de um ajustamento aos custos reais. Quanto ao armazenamento subterrâneo há uma redução da tarifa de armazenamento.
2. O CT constata a referência da ERSE que existe um desajustamento do investimento no armazenamento subterrâneo do Carriço face às reais necessidades de consumo do país [257], afirmação esta que deve ser esclarecida.

A8. TARIFA SOCIAL E ASECE

1. O CT congratula-se que, conjuntamente com a aplicação da Tarifa Social (TS) de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso de gás natural, tenha existido o reforço do apoio aos consumidores economicamente vulneráveis, através da aprovação do Apoio Social Extraordinário ao Consumidor de Energia (ASECE), mecanismos de defesa daqueles consumidores economicamente vulneráveis numa situação de evolução internacional dos custos energéticos e num contexto de liberalização do mercado do gás natural.
2. O CT regista como positivo que a ERSE tenha adotado uma metodologia de aplicação do desconto no termo fixo, de modo a transmitir aos consumidores um sinal preço dos seus consumos e assim racionalizar e garantir a eficiente utilização do recurso gás natural.

[257] Cf. pág. 8 do documento "Análise dos investimentos".

3. No entanto, o CT receia que, na atual conjuntura, a variação de 2,25%, (cf. Despacho governamental n.º 1712/2012, de 6 de fevereiro), poderá, ainda assim, ser penalizadora para o universo dos beneficiários.

4. O CT nota, ainda, nos termos da legislação o sobrecusto com a Tarifa Social está alocado ao universo dos consumidores — i.e., os custos com a aplicação da TS são suportados por todos os clientes de GN na proporção da energia consumida sendo repercutidos nas tarifas de acesso às redes da Baixa Pressão - configurando, assim, um custo de interesse económico geral que onera o fornecimento do serviço aos consumidores e desonera os demais atores do sistema, pelo que, o CT sugere que a ERSE identifique doravante com precisão qual o montante.

5. Finalmente, o CT considera positivo o facto de a ERSE ter emitido uma Diretiva respeitante à informação que os comercializadores devem veicular aos consumidores relativamente a este tipo de apoios, o que permitirá uma maior harmonização e coerência de conteúdos e meios utilizados pelos diferentes comercializadores.

A9. NOVA TARIFA DE CURTAS UTILIZAÇÕES PARA CLIENTES > 10.000 M^3/A

1. A criação desta nova tarifa resulta da alteração ao RT agora proposta, à qual o CT deu acolhimento positivo, dado a mesma reconhecer a existência de clientes no segmento tarifário de baixa pressão (i.e. <1.000.000 m^3/a) cuja modulação os prejudica em termos de aplicação da atual estrutura das tarifas de acesso.

2. A proposta apresentada mantém o princípio da contratação anual, acrescendo a que, como concretizada do ponto de vista de preços de tarifa, limita o interesse da mesma. Para alguns clientes, constata-se que continuará a ser preferível a "contratação" anual com aplicação da tarifa base, com rescisão no final do período de consumo efetivo (prática contratual que vem sendo seguida observada neste tipo de consumidores).

3. O CT sugere que a ERSE ou a alteração da proposta de preços de tarifa de modo a tornar a aplicação desta nova tarifa mais alargada, ou, talvez preferencialmente, a adoção de soluções em que o utilizador poderia contratar períodos de acesso inferiores a 1 ano, com o que se aproximaria mais as opções tarifárias às necessidades dos consumidores.

B - PROVEITOS PERMITIDOS

1. Os proveitos permitidos das empresas reguladas, considerados no âmbito da remuneração da sua base de ativos, refletem a taxa de remuneração fixada no início de 2010 com base em valores de 2009 para o atual período regulatório.

2. O CT constata que as condições de mercado atuais para acesso ao financiamento das operações e investimentos das empresas reguladas renetem as dificuldades da república portuguesa agravando o custo do capital alheio, registando-se um esforço acrescido por parte das empresas reguladas para fazer face às suas operações, custos e metas de eficiência.

3. Neste quadro, o CT considera ser fundamental que os custos respeitantes a cada ano sejam, de forma tão completa quanto possível, refletidos no próprio ano, obviando o agravamento futuro dos custos de financiamento para as empresas e dos juros para os consumidores.

B1. AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS

1. O CT tem referido nos seus pareceres a necessidade da fixação das tarifas em cada ano gás permitir que a recuperação dos proveitos permitidos pelas empresas reguladas se aproxime o mais possível do seu valor real, de modo a evitar a criação de desvios tarifários, a recuperar em exercícios seguintes, com custos financeiros.

2. Sem prejuízo do referido, o CT valoriza o objetivo da ERSE de procurar a estabilidade tarifária, traduzido no facto de não ter sido incorporado o Ajustamento Provisório no cálculo dos proveitos permitidos das distribuidoras, procedimento que, no entanto, apenas deve ser utilizado no futuro em situações excecionais bem justificadas.

B2. *SPREAD* DAS TAXAS PARA AJUSTAMENTOS

1. O CT considera que a fixação dos *spreads* continua a ser insuficientemente justificado, atentos os custos reais de financiamento observados pelas empresas reguladas nos mercados financeiros e o impacto que estes custos financeiros podem representar nas tarifas.

2. Deste modo o CT recomenda, a exemplo do explicitado nos seus pareceres anteriores, que a ERSE complemente esta análise, ao nível da evolução dos indexantes no período de formação dos desvios da recuperação dos proveitos e impacto nas tarifas.

C - TAXAS DE OCUPAÇÃO DE SUBSOLO

1. A Lei 53-E/2006, de 29 de dezembro, define o regime geral das taxas das autarquias locais e estabelece que compete às Assembleias Municipais a definição das taxas de ocupação de subsolo. Por sua vez os contratos de concessão assinados entre o Estado e as empresas distribuidoras de gás natural, reconhecem o direito destas repercutirem nos consumidores o valor integral das taxas de ocupação do subsolo liquidado pelas autarquias locais[258].

2. No âmbito das suas competências e conforme metodologia prevista no art.º 162.º do RT, a ERSE quantificou os valores das TOS a serem aplicados pelos operadores de redes em cada município, conforme quadro:

3. Quadro 1 - 3 - Preço da energia das taxas de ocupação do subsolo, por município, e seu impacte na fatura mensal dos clientes

[258] Cf. Resolução do Conselho de Ministros n.º 98/2008, de 08 de abril, a saber: Cláusula 8.ª "É reconhecido à concessionária o direito de repercutir, para as entidades comercializadoras de gás ou para os consumidores finais, o valor integral das taxas de ocupação do subsolo liquidado pelas autarquias locais que integram a área da concessão na vigência do anterior contrato de concessão mas ainda não pago ou impugnado judicialmente pela concessionária, caso tal pagamento venha a ser considerado obrigatório pelo órgão judicial competente, após trânsito em julgado da respetiva sentença, ou após consentimento prévio e expresso do concedente; Cláusula 9.ª "Para efeitos do estabelecido no número anterior, os valores que vierem a ser pagos pela concessionária em cada ano civil serão repercutidos sobre as entidades comercializadoras utilizadoras das infraestruturas ou sobre os consumidores finais servidos pelas mesmas, durame os «anos gás» seguintes, nos termos a definir pela ERSE. No caso especifico das taxas de ocupação do subsolo, a repercussão será ainda realizada por município tendo por base o valor efetivamente cobrado pelo mesmo.

		BP<		BP> e MP	
Entidade	**Município**	**Preço das TOS €/MWh**	**Peso das TOS na Factura Mensal**	**Preço das TOS €/MWh**	**Peso das TOS na Factura Mensal**
Setgás	Barreiro	5,0	6,1%	3,3	5,9%
Portgás	Braga	1,2	1,5%	0,8	1,4%
Beiragás	Covilhã	12,2	15,0%	8,0	14,6%
Portgás	Esposende	0,7	0,9%	0,5	0,9%
Lusitaniagás	Estarreja	4,3	5,4%	2,9	5,2%
Dianagás	Evora	13,2	16,3%	8,7	15,8%
Portgas	Fafe	0,9	1,2%	0,6	1,1%
Beiragás	Fundão	17,8	22,0%	11,7	21,3%
Portgás	Guimarães	0,1	0,2%	0,1	0,1%
Lisboagás	Lisboa	2,7	3,3%	3,8	6,9%
Portgás	Maia	3,0	3,7%	2,0	3,6%
Portgás	Matosinhos	2,0	2,4%	1,3	2,3%
Lusitaniagás	Mealhada	4,5	5,6%	3,0	5,4%
Duroegás	Peso da Régua	6,4	8,0%	4,3	7,7%
Portgás	Porto	1,7	2,0%	1,1	2,0%
Portgás	Póvoa Varzim	3,2	3,9%	2,1	3,8%
Portgas	Santo Tirso	0,5	0,6%	0,3	0,6%
Setgás	Seixal	3,1	3,8%	2,0	3,7%
Lisboagás	Sintra	4,6	5,7%	3,0	5,5%
Portgás	Valongo	0,4	0,5%	0,3	0,5%
Portgás	Vila Conde	0,0	0,0%	0,0	0,0%
Lisboagás	Vila Franca de Xira	3,5	4,3%	2,3	4,2%
Portgas	Vila Nova Famalicão	0,4	0,5%	0,2	0,5%
Portgás	Vila Nova Gaia	2,6	3,2%	1,7	3,1%
Portgás	Vizela	1,9	2,3%	1,2	2,3%

Fonte: ERSE - documento "Estrutura tarifária no ano gás 2012-2013"

4. O CT constata que o impacto da introdução das TOS, apresentado pela ERSE no documento Estrutura Tarifária para o ano gás 2012-2013, se reveste de uma grande heterogeneidade entre municípios, coexistindo situações de municípios a aplicar taxas nulas, logo com impacte zero, com outros em que o impacte das mesmas chega a atingir dois dígitos percentuais.[259]

5. Esta situação sendo indutora de acentuadas distorções tarifárias, desvirtua a uniformidade tarifária no país que o CT tem propugnado desde sempre.

6. O CT releva que estas taxas traduzem aumentos acrescidos ainda mais insustentáveis aos consumidores de GN que igualmente importa estancar, qualquer que seja o contexto económico em que se analise.

7. As taxas de ocupação de subsolo aplicadas em alguns municípios são indutoras de impedir a adesão de mais consumidores de gás natural, devido ao seu custo muito excessivo, o que por sua vez não permite diluir /reduzir os custos das infraestruturas por um maior número de consumidores.

8. No caso de consumidores industriais poderá ser mesmo motivo para evitar instalar em alguns municípios algumas atividades económicas, que dependam de consumos de gás natural, ou reduzir a competitividade de instalações que já estejam em operação. Em alguns casos em que seja possível optar pelo uso de outro combustível alternativo (fuelóleo, biomassa, etc.) poderão usar essa alternativa reduzindo o consumo de gás natural nesse município o que se tornará contrário ao uso racionalmente económico do sistema de gás natural nessa região.

9. Apesar da legislação atribuir às Assembleias Municipais a competência para definir as TOS, a lei, contrariamente ao que sucede noutros setores regulados (ex. comunicações) e sem prejuízo da autonomia municipal, não estabelece nem critérios para a fixação nem limites máximos a aplicar, pelo que o CT considera essencial serem concebidos mecanismos por forma a atenuar as desigualdades regionais causadas por estas taxas.

10. O CT toma a recomendar à ERSE que desenvolva junto do legislador, dos municípios e sua associação representativa, diligências no sentido de sensibilizar os mesmos quanto aos efeitos negativos que a fixação de TOS elevadas têm nos consumidores e indústria.

[259] Segundo informação da ERSE, já posteriormente à apresentação da proposta reuniu com dois municípios por solicitação dos mesmos, para discutir o problema.

E - INVESTIMENTOS

1. O CT tem recomendado a análise criteriosa dos investimentos propostos pelas empresas, tendo em conta a sua viabilidade técnico-económica de modo a evitar impactos negativos nas tarifas o que seria penalizador para o SNGN.
2. Neste sentido, considera positiva a evolução prevista que aponta para um abrandamento dos investimentos no conjunto das atividades de transporte e distribuição e em particular para o caso da distribuição, coerente com a cobertura geográfica já alcançada.
3. O valor de investimentos apresentados para 2011, 2012 e 2013 não discriminam de forma clara quais os montantes de investimentos em curso já comprometidos e novos investimentos que, apesar de eventualmente já previstos elou aprovados, poderão ser retardados de forma a minimiar os aumentos de tarifas de acesso às redes e de forma a não ter ativos de infraestruturas sem utilização pelos consumidores de GN.
4. O CT regista a referência da ERSE de que a expansão das redes de distribuição deverá ter um suporte técnico-económico "mais adequado".
5. O CT recomenda que a ERSE acompanhe a revisão do diploma de Garantia da Segurança de Abastecimento em particular na parte em que este tem impacto na intensidade tarifária.

E.1. CONVERSÕES E RECONVERSÕES

1. As condições de comparticipação destas operações que permitem incentivar a ligação de clientes domésticos às redes, foram objeto de recente revisão regulamentar, passando a ERSE a fixar limites às comparticipações máximas.
2. Na lógica da otimização dos recursos a afetar aos investimentos, o CT não tem objeções de princípio à revisão proposta para estes valores (Conversão passa de 801€ para 787€; Reconversões de 463€ para 480€), que foram baseados nos preços médios verificados em 2010, colocando-se, contudo, à consideração da ERSE a manutenção do valor da comparticipação para a Reconversão.
3. O CT nota existir um historial da Sonorgás de apresentação de custos unitários divergentes da média das outras empresas, já referidos já em parecer anterior[260]. Assim, o CT considera inaceitável o não esclarecimento dos valores previstos para as operações de conversão e reconversão, atendendo especialmente ao montante global de investimentos que a empresa antecipa se considerada a dimensão comparativa das suas zonas de licença de distribuição.
4. Tendo em consideração a alteração regulamentar introduzida no ano transato, é indispensável assegurar o cálculo do respetivo indicador para todas empresas reguladas, entendendo o CT que, em caso de ausência de informação, a ERSE deve apenas proceder à aceitação do investimento de acordo com os limites regulamentares ou com a média verificada no restante conjunto das ORD.

G - PREÇOS REGULADOS

1. O CT congratula-se por a ERSE ter seguido a sua recomendação genérica de que os preços dos serviços regulados devem refletir a totalidade dos custos, conforme a uma mais correta alocação de custos e minimizando a imputação de custos ao sistema.
2. O CT constata que a ERSE aceita a maioria dos valores propostos pelas distribuidoras, sendo que apenas no caso específico da "Leitura Extraordinária" a proposta da ERSE se afasta de forma muito acentuada.

[260] A título de exemplo nota-se o custo apontado para "reservatório de UAG" que parece desproporcionado.

3. Face ao disposto no RRC — em que os consumidores têm ao seu dispor uma multiplicidade de meios (linha telefónica grátis, internet, etc.) para comunicar leituras -, apenas a negligência grosseira pode levar a que se torne necessário recorrer à leitura extraordinária (após 2 tentativas falhadas).

4. O CT constata que se mantém a situação indesejada de "pagar o justo pelo pecador", dado o preço proposto ser muito inferior ao custo efetivo na única distribuidora em que, na prática, este serviço é realizado (Lisboagás, por motivo da instalação histórica dos contadores dentro dos fogos), penalizando o sistema. Dada a especificidade de se tratar de apenas uma distribuidora, pela natureza do serviço e pelos mecanismos ao dispor por imposição do RRC, o CT recomenda que a ERSE aplique a este serviço o princípio supramencionado.

H - QUALIDADE DE SERVIÇO

1. Da análise do Relatório da Qualidade de Serviço referente ao período de 1 de julho de 2010 a 30 de junho de 2011, constata o CT que globalmente a qualidade de serviço melhorou face aos anos anteriores.

2. Embora sejam identificados pela ERSE pontos de incumprimento regulamentar e outros passíveis de melhoria, o CT entende que, no atual contexto económico, a resolução destas situações deverá ser equacionada à luz do custo-benefício das mesmas, relembrando que todos os investimentos a realizar serão suportados pelos consumidores.

3. Como anteriormente exposto, dada a indefinição quanto ao modelo de manutenção dos CUR - até e após 31 de dezembro de 2015 - o CT aconselha que sejam apenas realizados investimentos minimalistas em sede de qualidade de serviço por parte dos CUR.

III - CONCLUSÃO

O Conselho Tarifário considera que as propostas que lhe foram apresentadas pela ERSE deverão ser reformuladas de acordo com as recomendações constantes do presente parecer.

Aprovado em 15 de maio de 2012.

[Parecer integral digitalizado]: ver pg. 151 e ss.

◆ Resposta da ERSE ◆

I – NA GENERALIDADE

O Conselho de Administração (CA) da ERSE apresentou no dia 16 de abril ao Conselho Tarifário (CT) a "Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2012-2013" e os respetivos documentos justificativos que a complementam. O CT emitiu o seu parecer que se considera globalmente positivo, à proposta.

A ERSE procedeu à apreciação do parecer do CT e à ponderação das sugestões nele contidas. As tarifas e preços para o gás natural no ano gás 2012-2013, tiveram, pois, em consideração o parecer do CT.

Em seguida apresenta-se a análise da ERSE ao parecer do CT e os seus comentários às questões suscitadas.

A fixação de tarifas de gás natural para o ano gás 2012-2013 obedece a um conjunto de princípios que, ponderando o equilíbrio de interesses entre os consumidores e as empresas, se traduzem em refletir os custos de aquisição do gás natural nos mercados internacionais e refletir os custos das infraestruturas reguladas incorridos pelas empresas, incentivando-se a gestão e afetação eficiente de recursos.

Sublinhe-se que a definição dos parâmetros e metodologias regulatórias para um novo período regulatório será sustentada pela ERSE, tal como efetuado no período regulatório atual[261], com base na análise da aplicação dos mesmos até à data. As conclusões desta análise serão devidamente facultadas ao CT, aquando da revisão regulamentar, tal como vem sendo hábito.

A ERSE regista as preocupações do CT quanto à evolução das tarifas. Trata-se de um elemento presente em cada parecer da ERSE ao Governo, onde se salientam, sempre, os impactes dos custos fixados e decorrentes de cada iniciativa legislativa.

As mais recentes iniciativas que visam uma maior sensibilização e consciência sobre o impacte destes custos estão em linha com as posições que a ERSE tem vindo a manifestar, em inúmeras circunstâncias.

No que se refere ao processo de extinção das tarifas reguladas, importa salientar que este será acompanhado pela adoção de medidas de supervisão, de informação e acompanhamento, bem como de mecanismos de salvaguarda dos clientes finais economicamente vulneráveis, designadamente, a aplicação da tarifa social, a possibilidade de serem fornecidos por um comercializador de último recurso e a adoção de instrumentos de relacionamento comercial adaptados às suas necessidades.

No que concerne a adoção do "ano civil" como "ano gás tarifário", considera-se que tal deve ser objeto de uma maior reflexão, na consulta pública que antecederá a próxima revisão regulamentar.

II – NA ESPECIALIDADE

A – TARIFAS E COMERCIALIZAÇÃO

A1 – Tarifas transitórias

A.1.1. Segmento de consumidores com consumos anuais inferiores a 500 m^3

As tarifas transitórias para os consumidores com consumos anuais inferiores ou iguais a 500 m^3, a vigorarem a partir de 1 de janeiro de 2013, serão calculadas de acordo com o estabelecido no Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, através da soma das tarifas de energia, de acesso às redes e de

[261] Documento "Definição de metas de eficiência para a atividade de Distribuição de Gás Natural para o período de regulação dos anos gás 2010-2011 a 2012-2013".

comercialização, acrescidas de um fator de agravamento. O fator de agravamento será atualizado trimestralmente, devendo refletir a análise da evolução das condições de mercado, pelo que o fator a aplicar a partir de janeiro de 2013 só poderá ser determinado em altura mais próxima da referida data.

A.1.2. Segmento de consumidores com consumos anuais superiores a 500 m^3 e inferiores ou iguais a 10 000 m^3

As tarifas transitórias para os consumidores com consumos anuais superiores a 500 m^3 e inferiores ou iguais a 10 000 m^3, serão atualizadas em setembro de 2012, devendo o fator de agravamento refletir a análise da evolução das condições de mercado, pelo que o mesmo só poderá ser determinado em altura mais próxima da referida data.

A2 – Comercializadores de último recurso

A ERSE tem presente que a redução da atividade de comercialização de último recurso conduz a uma redução de custos, que não ocorre ao mesmo ritmo que a diminuição da atividade, devido ao peso dos custos fixos. Para além disso, importa referir que uma parte significativa dos proveitos permitidos das empresas resultam dos ajustamentos de anos anteriores, os quais foram gerados por clientes que já não se encontram no mercado regulado. Por forma a não penalizar os clientes do CUR, a ERSE optou por socializar por todos os consumidores os efeitos da liberalização do mercado no incremento dos custos unitários dos CUR ao transferir, para a tarifa de UGS I, a diferença entre os proveitos a recuperar decorrentes da evolução da atividade e os proveitos permitidos dos CUR.

Importa ainda salientar que o incentivo à eficiência económica do CUR constitui um dos principais objetivos da ERSE. Recorde-se que na definição de parâmetros para o período de regulação 2010-2013, foram introduzidas metas de eficiência na atividade de comercialização de último recurso de forma a que a evolução dos custos refletisse um incremento de eficiência adequado. As metas de eficiência serão revistas na proposta de parâmetros a apresentar para o próximo período de regulação.

A3 – Mercado livre

A ERSE tem desenvolvido, como é do conhecimento do CT, diversas ações com impacte favorável na concorrência do setor do gás natural, designadamente promovendo a redução de barreiras administrativas, fomentando a transparência e divulgação de informação e aumentando a flexibilidade do sistema tarifário.

Neste sentido estão a ser desenvolvidos esforços para assegurar maior transparência ao funcionamento do mercado de gás natural, estando prevista a publicação de um relatório de caracterização do funcionamento do mercado de gás natural, que incluirá uma análise do nível de concorrência. Os critérios base para as análises a inserir no Relatório referido, encontram-se em aperfeiçoamento, visando a atualização do Relatório já publicado, com informação até 30 de junho de 2011. Porém, é entendimento da ERSE que o cumprimento dos regulamentos, por parte dos ORD e da REN Gasodutos (na função de gestor do processo de mudança de comercializador), é fundamental para assegurar a publicação sistemática da informação sobre o funcionamento do mercado de gás natural.

A ERSE estabeleceu também um processo de recolha da informação de preços de referência e dos preços médios praticados no mercado retalhista. Este processo tem vindo a ser implementado e robustecido com o objetivo de em breve se publicarem os resultados.

De igual modo, a ERSE procederá à monitorização do regime transitório de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais, contando com a participação dos operadores de rede e dos comercializadores de último recurso como prestadores de informação, por forma a assegurar a consolidação e normalidade do processo de liberalização.

No que diz respeito aos custos das infraestruturas, a ERSE analisa estes custos em vários momentos, tanto para o cálculo anual dos proveitos permitidos das empresas, em sede de revisão tarifária, como para a

definição dos parâmetros regulatórios, no final de cada período regulatório. Os resultados desta análise são ponderados tendo em conta a evolução do contexto macroeconómico, refletindo-se nas opções regulatórias seguidas.

A4 – Tarifas de acesso à rede

A ERSE partilha da preocupação do CT ao nível dos investimentos em infraestruturas, concordando com a necessidade imperiosa de justificação técnico-económica devidamente fundamentada para os mesmos.

A5 – Tarifas URT

A ERSE regista com apreço o parecer favorável do CT relativamente à proposta de anular os preços de saída nas interligações internacionais. Esta opção é justificada por se tratar de nomeações dominantemente em contra fluxo que contribuem para libertar capacidade em fluxo, esperando-se que esta decisão contribua para o aumento das trocas entre Portugal e Espanha e, consequentemente, para o aprofundamento do MIBGAS.

A6 – Tarifas UGS

Como já foi referido, o forte aumento da parcela I da tarifa UGS reflete o impacte da liberalização de mercado nos custos unitários do CUR. No que diz respeito à componente controlável dos custos, a ERSE relembra que para este período regulatório impôs às empresas um fator de eficiência de 3,5%, que será revisto aquando da definição dos parâmetros para o período regulatório 2013-2015. Importa clarificar que a tarifa de Uso Global do Sistema apresenta uma redução de 5%, que resulta do efeito conjugado de dois fatores, a variação dos proveitos e a variação da procura.

A7 – Tarifas das infraestruturas em AP

Esta referência ao investimento no armazenamento subterrâneo surge na sequência da análise equivalente realizada em 2011, tanto em sede de processo de determinação de tarifas e preços como no processo de preparação do "Parecer à proposta de PDIRGN 2011".

A ERSE reafirma a posição assumida em pareceres sobre iniciativas legislativas e neste último documento que, em relação ao reforço da capacidade de armazenamento do complexo do Carriço, é fundamental distinguir as componentes relativas às obrigações de serviço público, impostas ao nível da constituição e manutenção das reservas de segurança, das inerentes ao carácter exclusivamente comercial da referida infraestrutura.

Relativamente às reservas de segurança, a ERSE reafirma que os pressupostos que fundamentam o investimento previsto se encontram desajustados do atual enquadramento legislativo nacional e comunitário no que respeita aos conceitos de interruptibilidade e clientes protegidos, já que conduzem a obrigações de serviço público muito superiores ao estabelecido tanto no Decreto-Lei n.º 140/2006 de 26 de julho, como nos critérios apresentados no Regulamento (EU) n.º 994/2010 do Parlamento Europeu e do Conselho de 20 de outubro de 2010, sendo relevante a adoção de medidas para a sua correção.

A8 – Tarifa social e ASECE

A ERSE regista com apreço os comentários do Conselho Tarifário às matérias da sua competência, nomeadamente a metodologia de aplicação do desconto.

No que concerne a variação da tarifa social essa matéria é da competência do Governo, pelo que a ERSE está limitada ao cumprimento do estabelecido na legislação em vigor.

Os valores da tarifa social relativos a cada operador são evidenciados no documento de proveitos permitidos[262]. A forma como a tarifa social é recuperada pelos ORD consta do ponto referente a custos com o financiamento da tarifa social do operador da rede de distribuição.

A9 – Nova tarifa de curtas utilizações para clientes > 10.000 m^3/a

A ERSE regista com apreço o parecer favorável do CT sobre a introdução desta nova opção tarifária de curtas utilizações.

A ERSE toma boa nota da sugestão do CT, considerando que a mesma deverá ser discutida em consulta pública alargada no âmbito do processo de revisão regulamentar do setor do gás natural a realizar no próximo semestre.

B – PROVEITOS PERMITIDOS

B1 – Ajustamentos provisórios

A ERSE congratula-se pelo facto de o CT comentar favoravelmente a não inclusão do ajustamento provisório no cálculo dos proveitos permitidos dos ORD. De salientar que este procedimento se enquadra na procura de estabilidade tarifária, tal como refere o CT.

B2 – *Spread* das taxas para ajustamentos

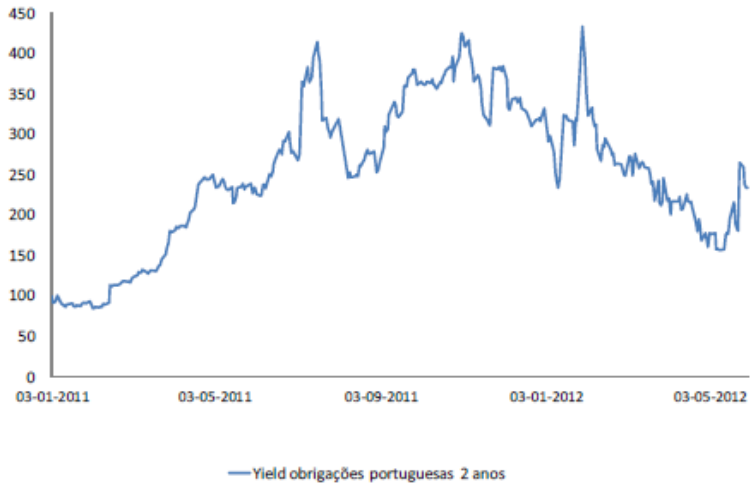
Os *spreads* foram definidos tendo em conta, por um lado, a evolução das condições de financiamento da economia nacional e, por outro lado, a natureza dos ajustamentos aos proveitos permitidos sobre os quais incidem os *spreads*.

No que diz respeito à evolução das condições de financiamento da economia nacional a curto ou a médio prazo, definiram-se *spreads* para os anos de s-2 e de s-1 em linha com o definido para o setor elétrico para as tarifas de 2012. Esta opção justifica-se pelo facto do forte agravamento das condições de financiamento da economia portuguesa ter invertido o ciclo crescente a partir do final do ano de 2011. A figura 1 ilustra esta tendência, apresentando a evolução das *yields* da República Portuguesa a partir do 2.º trimestre de 2011 (base 100 janeiro 2011), que reflete, nas devidas proporções, a evolução das condições de financiamento do conjunto da economia nacional.

[262] Páginas 40 e 131 do documento "Proveitos permitidos do ano gás 2012-2013 das empresas reguladas do setor do gás natural".

Figura 1 – Evolução das y*ields* das obrigações a 2 anos da República Portuguesa entre 1 de janeiro de 2011 e 31 de maio de 2012

(base 100 janeiro 2011)



Fonte: ERSE - dados Reuters

No que concerne à natureza dos ajustamentos aos proveitos permitidos, importa recordar que os ajustamentos visam corrigir, *a posteriori*, os efeitos nos proveitos permitidos decorrentes do desfasamento entre a evolução prevista para um conjunto de variáveis técnicas e económicas e a evolução ocorrida para essas variáveis. Pela sua natureza temporal, nunca superior a dois anos, e pelo facto dos ajustamentos poderem ser positivos ou negativos, estão associados a necessidades de tesouraria que ocorrem em todas as atividades económicas. Estas necessidades não são comparáveis a ativos regulados, pelo que não podem ser analisadas no quadro de definição do custo de oportunidade de investimento e, consequentemente, não podem, também, ser associadas ao custo de capital alheio.

C – TAXAS DE OCUPAÇÃO DE SUBSOLO

O CT constata que as Taxas de Ocupação de Subsolo (TOS) revestem-se de uma grande heterogeneidade entre municípios e induzem distorções tarifárias. A ERSE salienta que as TOS não são uma questão tarifária, mas sim, um encargo[263] para os consumidores de gás natural, determinado pela Resolução de Conselho de Ministros n.º 98/2008, de 23 de junho, que aprovou os contratos de concessão para o setor.

Nos termos da lei, o valor das taxas de ocupação de subsolo resulta da decisão aprovada em cada Assembleia Municipal, diferindo de município para município, sendo este valor suportado pelos consumidores de gás natural de cada município e a sua cobrança efetuada através das faturas do fornecimento do gás natural.

À ERSE compete, de acordo com os contratos de concessão, definir a metodologia de repercussão nos consumidores das TOS aprovadas por cada município.

O CT recomenda à ERSE que desenvolva junto do legislador, dos municípios e da sua associação representativa, diligências no sentido de sensibilizar os mesmos que o valor da fixação das TOS têm efeitos

[263] De acordo com o "Esclarecimento sobre a Taxa de Ocupação de Subsolo no Setor do Gás Natural", publicado no *site* da ERSE a 15 de junho de 2010.

negativos nos consumidores e indústria. A ERSE tem vindo a efetuar essas mesmas diligências junto dos municípios e do Governo, o que continuará a fazer.

E – INVESTIMENTOS

O CT nota a eventual existência de um historial da Sonorgás de apresentação de custos unitários divergentes da média das outras empresas, nomeadamente o custo do "reservatório de UAG". A ERSE tomou boa nota deste comentário, tendo já solicitado informações complementares aos diferentes operadores de redes de distribuição local relativas aos investimentos realizados em UAG. A informação solicitada permitirá desenvolver uma comparação de custos unitários das UAG e apoiar a ERSE em decisões regulatórias a adotar na próxima revisão regulamentar.

E1 – Conversões e reconversões

Os valores de referência aprovados pela ERSE para o ano gás 2012-2013 estão de acordo com o parecer do Conselho Tarifário, tendo sido mantido o valor de referência para as reconversões.

A referência efetuada no parecer do Conselho Tarifário sobre eventuais discrepâncias dos valores apresentados por alguns operadores das redes de distribuição irá ser objeto de análise pela ERSE, no âmbito do processo de revisão regulamentar que vai ocorrer.

G – PREÇOS REGULADOS

O CT analisou, ainda, o preço do serviço de leitura extraordinária aprovado pela ERSE. Importa referir que o preço do serviço de leitura extraordinária, a vigorar durante o ano gás 2012-2013, corresponde ao custo de prestação deste serviço na área de concessão da Lisboagás Distribuição, empresa que presta a grande maioria destes serviços (número significativo de contadores no interior das residências dos clientes).

H – QUALIDADE DE SERVIÇO

Na elaboração do Regulamento da Qualidade de Serviço em vigor foram efetuadas as avaliações custo-benefício e ponderados os impactes das regras aprovadas. A aprovação do Regulamento da Qualidade de Serviço foi precedida de um processo de consulta pública e parecer favorável do Conselho Consultivo. Assim, a ERSE considera que importa assegurar o cumprimento integral das disposições regulamentares aprovadas, não devendo, a sua aplicação, estar dependente do enquadramento económico conjuntural.

◆ Fixação excecional da tarifa social de gás natural 2011-2012 ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos - ERSE foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a nova organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT) e estabeleceu que este é o "órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços"[264].

Ao Conselho Tarifário compete, assim, através das suas secções especializadas - setor elétrico (CT-SE) e gás natural (CT-GN) - "...emitir parecer (…) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços", o qual é aprovado por maioria e não é vinculativo[265].

Nos termos do n.º 2 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE e do n.º 4 do artigo 149.º do Regulamento Tarifário (RT), o Presidente do Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário, um documento intitulado "Proposta de fixação excecional da tarifa social de gás natural do ano gás 2011-2012" que integra uma proposta de alteração ao Regulamento Tarifário acompanhado dum documento intitulado "Documento justificativo da proposta de alteração do Regulamento Tarifário do setor do gás natural", solicitando a emissão de parecer[266].

Posto o que, apreciada a proposta, a Secção Especializada do Setor Gás Natural do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

1. A proposta foi apresentada pela ERSE com pedido de urgência para que a anunciada entrada em vigor da tarifa social a 1 de outubro de 2011 não fique inviabilizada em virtude da necessária subregulamentação.
2. Assim, a proposta foi elaborada com base num decreto-lei que não se encontra publicado e o presente parecer do CT encontra-se condicionado da mesma forma. Sem prejuízo do referido, partilhando o mesmo espírito de urgência o CT tece sobre a proposta que lhe foi apresentada os seguintes considerandos.
3. Duma maneira geral, o CT nada tem a opor à opção da ERSE de diferenciar o desconto previsto para a tarifa social nas reduções aplicadas aos termos fixo e variável da tarifa de acesso.
4. Contudo, o CT entende que a redação do Despacho pode permitir uma expectativa de anulação do termo fixo da TVCF o que não é verdade. Por isso, a redação deve clarificar que para o cliente final vai apenas existir uma redução do termo fixo e não a sua anulação integral.
5. De igual modo, entende o CT que seria preferível encontrar uma base previsional de número de beneficiários mais aderente à atual conjuntura económica e ao facto da tarifa social do gás ser introduzida em simultâneo com o denominado ASECE - Apoio Social Extraordinário ao Consumidor de Energia.
6. Como reiteradamente o CT tem referido, para outros casos analisados, deve ser apresentado o aumento da tarifa nos diferentes escalões de consumo em consequência da contribuição para a tarifa social. Com este procedimento ficarão os consumidores a conhecer como irão ser abrangidos pelas medidas apresentadas e o impacto a esperar.
7. Nota o CT que a metodologia apresentada é de execução complexa e não facilita a transparência, nem a identificação dos respetivos custos no sistema pelo que recomenda a sua urgente simplificação e clarificação.

[264] Cfr. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

[265] Cfr. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

[266] Documento ou projeto que poderá, doravante, ser abreviadamente designado apenas por "documento" ou "proposta".

8. Numa perspetiva de médio e longo prazo, o CT não quer deixar de sublinhar a necessidade de acompanhamento e verificação da elegibilidade dos beneficiários através das entidades competentes.
9. Quanto ao ASECE o CT nada tem a comentar no pressuposto que a sua aplicação será sempre autónoma do processo de fixação de proveitos e tarifas do SNGN.
10. Finalmente, o CT nota que contrariamente ao que é habitual, a proposta apresentada, encerra vários lapsos que importará corrigir (a título exemplificativo veja-se a referência ao contrato elétrico da página 1 e ainda a ordem de grandeza dos impactos dos proveitos permitidos da página 3).

II - CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que a proposta apresentada pela ERSE deverá ser reformulada de acordo com as recomendações constantes do presente parecer.

Aprovado em 19 de setembro de 2011.

◆ Resposta da ERSE ◆

Nos termos do disposto no Regulamento Tarifário, a ERSE elaborou o processo de alteração das tarifas do ano gás 2011-2012 e a necessária revisão regulamentar, na sequência da criação pelo Governo de apoios sociais a clientes finais economicamente vulneráveis, designados por tarifa social do gás natural e Apoio Social Extraordinário ao Consumidor de Energia (ASECE), neste caso aplicável a ambos os setores de eletricidade e de gás natural.

Dada a urgência de implementação das disposições constantes dos diplomas aprovados em Conselho de Ministros de 1 de setembro, designadamente o diploma que cria a tarifa social, o qual estabelece que a ERSE fixa a tarifa social a vigorar no ano gás 2011-2012 até ao dia 1 de outubro, o processo foi apresentado ao Conselho Tarifário (CT) mesmo antes dos respetivos decretos-lei terem sido publicados.

Relativamente ao processo de transferência da tarifa social do operador da rede de transporte (ORT) para os operadores das redes de distribuição, a ERSE teve em consideração o comentário apresentado pelo ORT e alterou o processo de imputação mensal, o qual passou de duodécimos para de forma proporcional à faturação, tal como acontece com outros fluxos financeiros, objeto de transferência entre operadores.

A ERSE procedeu à publicação da nova tarifa social tomando em consideração o parecer elaborado pelo CT, com os comentários que se apresentam de seguida.

Foi clarificado que a anulação do termo fixo da tarifa social de acesso às redes implica a redução do termo fixo da tarifa social de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso e não a sua anulação integral.

No que diz respeito à base previsional do número de beneficiários ser mais aderente à atual conjuntura económica e ao facto da tarifa social do gás ser introduzida em simultâneo com o denominado ASECE, falta ainda conhecer a totalidade dos beneficiários aos apoios sociais da tarifa social de gás natural e do ASECE, pelo que a ERSE fez a melhor estimativa possível com a informação disponível nesta data.

Não foi apresentado o aumento da tarifa nos diferentes escalões de consumo em consequência da contribuição para a tarifa social, pois no ano gás 2011-2012 as tarifas dos restantes clientes que não beneficiam da tarifa social mantêm-se inalteradas.

Por fim é de esclarecer que o acompanhamento e verificação da elegibilidade dos beneficiários não é da competência da ERSE, mas sim das entidades definidas na legislação aplicável.

◆ Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2011-2012 ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/20, de 12 de abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços"[267].

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre afixação de tarifas e preços", parecer este que é aprovado por maioria, não tem carácter vinculativo[268] e deve ser emitido no prazo máximo de 30 dias após a receção da proposta.

O Conselho de Administração da ERSE entregou ao Conselho Tarifário uma "Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2011-2012" solicitando parecer sobre as mesmas.

Posto o que, nos termos do nº 7 do artigo 149.º do Regulamento Tarifário (RT), conjugado com o n.º 2 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, a Secção do Setor do Gás Natural do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer.

I- GENERALIDADE

1. A proposta da ERSE de "Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2011-2012", apresentada num contexto económico particularmente adverso, traduz-se na aplicação dos parâmetros do período regulatório 2010-2013, com a posterior incorporação da revisão excecional de tarifas para os consumidores acima dos 10.000 m^3/ano, aprovada em dezembro de 2010.
2. A proposta encerra um acréscimo global médio de 3,9% para os consumidores de gás natural com consumos inferiores a 10.000 m^3/ano, aqui se incluindo os consumidores domésticos, micro e pequenas empresas. O racional desta variação tarifária é justificado pela ERSE, sobretudo, na subida do preço do gás natural, que está indexado à evolução do preço do petróleo, à necessidade de garantir a sustentabilidade dos mercados livre e regulado, ao equilíbrio económico-financeiro dos CUR e à evolução dos custos no ano gás anterior.
3. O CT manifesta a sua preocupação, uma vez que os consumidores de gás natural (nomeadamente os consumidores de gás natural com consumos inferiores a 10.000 m^3/ano) registam uma perda de competitividade e de poder de compra que pode revelar-se especialmente penosa no atual contexto económico.
4. Acresce que, o anunciado aumento da taxa de IVA para 13% ou 23%, como previsto no documento de ajuda financeira a Portugal, a partir de janeiro de 2012, representará para os denominados pequenos consumidores um aumento médio da fatura de 11% ou 21%, conforme seja a taxa de IVA a aplicar.
5. O CT receia que a cumulação dos dois fatores — aumento médio de 3,9% mais subida de taxa de IVA para 13% ou 23% — possa originar uma espiral inflacionista em resultado da internalização do mesmo na produção de bens e serviços deste segmento de consumidores, pelo que insta a ERSE a rever a sua proposta de acordo com as sugestões abaixo detalhadas as quais pretendem contribuir para a inflexão do aumento tarifário proposto.
6. No que respeita aos fornecimentos acima de 10.000 m^3/ano para a indústria, mas também para os cogeradores, não se confirma a diminuição das TAR de forma integrada. Em termos globais e considerando a AP, MP e BP e tendo como referência as tarifas em vigor há uma subida de 2,5% com

[267] Cf. artigo 45º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

[268] Cf. artigo 48º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

um acréscimo generalizado do termo UGS que duplica relativamente ao estabelecido no último ano gás.

7. O CT regista o início, por parte das empresas reguladas, do reporte nas normas contabilísticas internacionais, bem como a alteração do período de referência da informação financeira do "ano gás" para o "ano civil", simplificando a análise e comparação da informação. O CT sugere que a ERSE proponha medidas de maior simplificação que evitem os custos imputados no sistema em virtude da dualidade "ano gás"/"ano civil".

8. No que respeita ao valor dos ativos de cada uma das redes da RNDGN e interpretação dos contratos de concessão da distribuição, problema a que aludiu em parecer anterior[269], o CT constata existir um processo judicial pelo que, estando agora cometida aos tribunais as questões associadas à metodologia de reavaliação, o CT recomenda que os documentos evitem opiniões subjetivas à posição assumida pelas partes no âmbito do mesmo[270].

II - ESPECIFICIDADE

A - UNIFORMIDADE E CONVERGENCIA TARIFÁRIA

1. O CT tem defendido a uniformidade tarifária em todo o espaço nacional para o segmento doméstico, que elimina a discriminação negativa dos consumidores em situação de consumo igual apenas resultado da sua localização geográfica[271].

2. O CT lamenta que a ERSE não tenha aproveitado os anos gás anteriores, em que se observou uma diminuição das TCVF, para completar o processo de convergência para a uniformidade tarifária nacional.

3. No atual enquadramento económico e num cenário de agravamento do custo dos combustíveis as anteriores propostas traduziram-se de facto em oportunidades perdidas de completar a convergência.

4. Na proposta da ERSE continua a não existir total convergência tarifária no ano gás 2011-2012, no qual a ERSE propõe variações idênticas em todos os preços[272].

5. Apesar da convergência verificada entre algumas das tarifas praticadas por alguns CUR, verificamos que tal convergência não acontece necessariamente para o nível da taifa aditiva, facto que o CT lamenta.

B - PROVEITOS PERMITIDOS

B1. - Ajustamentos

1. O CT destaca que 17% dos proveitos permitidos às empresas no ano gás 2011-2012, resultam de ajustamentos decorrentes de deficientes estimativas da ERSE, originando um encargo adicional nas tarifas de 160 M€ de proveitos a recuperar, nos quais se incluem cerca de 15 M€ de juros, só do 2.º semestre de 2009 e no ano de 2010.

---

[269] Cf. parecer do CT de 17 de maio de 2010, no seu ponto II/I.

[270] A págs. 22 do documento "Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2011-012", refere a ERSE: "A ERSE demonstrou com base na lei aplicável a correção dos seus cálculos e do resultado obtido".

[271] Cf. pareceres anteriores do CT (v.g., parecer de 15 de maio de 2009 relativo à proposta de tarifas e preços para o ano gás 2009-10 e parecer de 17 de maio de 2010, relativo à proposta de tarifas e preços para o ano gás 2010-2011).

[272] No documento "*Estrutura tarifária*" pode ler-se que "As tarifas de venda a clientes finais a vigorar em 2011-2012 apresentam, em preço médio, uma estrutura coincidente com a do ano passado, congelando-se a convergência global para as tarifas aditivas".

2. Considera o CT essencial que a informação aos consumidores seja prestada com clareza e transparência sobre a composição dos proveitos permitidos, nomeadamente, os decorrentes da atividade direta das empresas e os restantes de ajustamentos ou de compensações exteriores ao exercício do ano, explicitando o respetivo peso relativo na fixação do preço das tarifas.

3. O CT considera esta distinção fundamental dado permitir quantificar o impacto dos desvios de previsão na evolução das tarifas, pelo que o CT recomenda que a ERSE indique claramente o montante de ajustamentos e compensações exteriores ao exercício do ano e o montante de juros associados.

B2. Reposição da neutralidade financeira

1. Considera-se que para efeitos da reposição de neutralidade financeira deverá ser considerada uma remuneração de tipo Euribor+*spread* apropriada e não a taxa de remuneração de ativos,

2. Conforme já havia sido reconhecido pela ERSE no ano gás transato: "A retenção de montantes devidos às empresas por aplicação do mecanismo de alisamento tem um risco económico subjacente muito reduzido. O risco económico que lhe está associado a atividade das empresas já está considerado na remuneração dos ativos a que dizem neutralidade respeito os desvios acumulados. Assim, a reposição da neutralidade financeira tem por fim considerar apenas os efeitos temporais".

3. O CT solicita a explicitação sobre o valor global a devolver às empresas de distribuição. No ano transato o valor indicativo era de cerca de 70 M€, verificando-se agora ser de cerca de 50 M€ sem se encontrar no texto qualquer explicação

4. A exemplo do expresso no seu parecer de 17 de maio de 2010, o CT torna a referir ser necessário que a ERSE indique o valor a repor, calculado por empresa.

B3. *Spread* das taxas para ajustamentos

1. O CT reconhece as condições adversas dos mercados financeiros e regista que da parte das empresas há um crescente desconforto, mesmo atendendo ao aumento anunciado para 200 pontos base dos *spread*s para aplicação aos ajustamentos dos anos t-1 e s-1.

2. O CT recomenda que a ERSE proceda a um estudo aprofundado sobre a natureza e dimensão dos fluxos financeiros em causa.

B4. Custos operacionais

1. Com a recente revisão regulamentar a maioria das empresas reguladas passaram a ter os seus custos operacionais aprovados por parâmetros de eficiência: os custos fixos associados à inflação e os custos variáveis a indutores (energia, número de pontos de entrega/clientes, dimensão física das redes, capacidade instalada entre outros).

2. O CT considera que a ERSE deve incluir na proposta de tarifas e preços a avaliação da aplicação da metodologia, quer quanto à repartição dos custos fixos e variáveis quer quanto à adequação dos indutores de custos selecionados, em particular do *driver* "energia".

B5. Correção aos proveitos permitidos da Lisboagás e Beiragás

1. O CT nota a proposta de correção aos proveitos permitidos da Lisboagás (9.9M€) e Beiragás (0.89M€), indicados no documento da FRSE como sendo resultantes de "erro de faturação", a ser realizado a 5 anos, conjuntamente com a recuperação da neutralidade financeira, resultante da extinção do alisamento de proveitos.

2. No seu parecer de 17 de maio de 2010, o CT não objetou à incorporação de correções no cálculo dos proveitos permitidos, mas no caso em que o mesmo resultasse de "manifestos lapsos" na prestação de informação por parte das empresas,

3. A redação utilizada pela ERSE no seu documento "Erros de faturação" suscita dúvidas e constrangimento ao CT, pelo que deverá a ERSE confirmar se a correção proposta resulta do lapso já reportado na proposta de tarifas e preços para o ano gás 2010-11.

4. Considera o CT que, contrariamente aos "manifestos lapsos", os "erros de faturação" não podem ser considerados pela ERSE.

C - ESTIMATIVA DA PROCURA DE GN

1. As estimativas da procura apresentadas pela ERSE são inferiores às apresentadas pelo ORT. Já a procura por parte dos pequenos consumidores domésticos deverá manter-se constante e estável, pelo que se consideram aceitáveis as previsões da ERSE.

2. Note-se que será sempre importante evitar a sobrestimação da procura; ainda que a curto prazo possa resultar em tarifas mais baixas para algumas fases da cadeia produtiva (nomeadamente no acesso à rede), gera desvios tarifários que posteriormente têm que ser pagos com juros acrescidos por todos os consumidores.

3. Tal origina problemas relacionados com o pagamento de juros propriamente ditos(sobretudo num contexto de *spreads* cada vez mais consideráveis), dificulta o processo de cálculo das (na medida em que os desvios tarifários tornam-se maiores e mais difíceis de recuperar) e pode eventualmente criar distorções/problemas de subsidiação cruzada, caso a regra de alocação desses desvios não coincida com o modo como os mesmos teriam sido alocados aos consumidores das diversas componentes das tarifas em vigor no ano em causa.

4. O CT recomenda que a ERSE realize uma verificação adicional do cenário de procura, em particular no que respeita aos clientes ligados em AP, face à publicamente anunciada entrada em operação dos grandes projetos de reconversão industrial das refinarias de Sines e Matosinhos, que aumentará as entregas na RNTGN.

D - TARIFAS

D1. Tarifas de acesso à rede

1. O CT refere a necessidade de rever a comparação utilizada no estabelecimento das tarifas de Acesso às Redes (TAR) devendo considerar como base as tarifas em vigor em junho de 2011, como forma de garantir uma informação clara aos utilizadores.

2. Assim, considerando as previsões de consumo para 2011/2012 às TAR como fator de ponderação verifica-se, para os consumidores não domésticos, um aumento global da incidência da TAR e 2,5% em grande parte devido ao enorme aumento de 41% para os clientes ligados em AP (Alta Pressão). Todos os consumidores com consumos superiores a 10.000m^3/ano apresentam aumentos substanciais (face aos valores atuais) na componente de UGS (Uso Global do Sistema).

3. A MP apresenta uma diminuição das TAR, de acordo com as previsões de consumo, em que há um aumento de cerca de 5.800 GWh, ou seja, quase 60%. Os ganhos nas TAR deveriam exprimir de forma mais transparente o acréscimo nesta gama de consumo e isso não foi possível pelo aumento da UGS, que quase duplicou, passando de 0,33 para 0,61€/MWh.

4. O CT tem referido a necessidade de as tarifas refletirem os custos efetivos em prol da estabilidade tarifária, permitindo aos agentes planear em prazo atividade e evitar que as tarifas sofram alterações interanulais significativas, nomeadamente de ajustamentos de anos anteriores.

5. Assim, o CT recomenda que a ERSE explicite e fundamente, de um aprofundado, as assunções consideradas no estabelecimento da procura, diferentes variáveis de faturação, nomeadamente nas

que tenham apresentado mais significativas e que sejam mais relevantes para o custo final a suportar pelos consumidores.

6. Por outro lado, o novo período regulatório introduziu alterações significativas tarifária do acesso às diversas infraestruturas de alta pressão, em particular criação das tarifas de entrada e saída e da criação das tarifas de curta duração, disponíveis para o acesso às infraestruturas da RNTIAT. Estas tarifas têm tido uma adesão crescente, considerando-se que têm um papel fundamental na viabilização de movimentos de gás natural que de outra forma não poderiam ser viabilizados.

7. As tarifas de curtas durações exigem, contudo, uma ponderação correta da sua procura e utilização, para que não sejam usadas como forma de transferir custos de capacidade para os restantes consumidores, que a utilizam de forma mais eficiente, podendo distorcer a repartição de custos globais.

D2. Tarifa URT

1. Na rede de alta pressão, a tarifa URT não sofre aumento no termo de capacidade de entrada e o termo de capacidade de saída sofre um aumento de 16,5%. Quando se verifique uma capacidade de entrada igual à de saída, o aumento médio é de 8,3%. A tarifa de Uso Global do Sistema (UGS I), sem o efeito da UGS II, sofre um aumento de 4%. Estes aumentos são fundamentalmente devidos ao reflexo dos ajustamentos de montantes não recuperados em anos anteriores (cerca de 10% do total de proveitos).

2. O CT recomenda uma atenção especial à ERSE, na fixação dos cenários para a utilização da rede de transportes, de modo a evitar instabilidade tarifária.

D3. Tarifas UGS

1. O CT constata que esta rubrica se está a constituir como um grande "espaço" de inclusão de custos de contexto sem uma clara exposição do seu conteúdo.

2. O CT recomenda que seja apresentada a explicitação dos custos associados aos elementos que a constituem, de forma a acompanhar a sua evolução e razoabilidade do seu conteúdo a fim de prevenir a criação e desenvolvimento de "custos económicos de interesse geral" no setor do gás natural.

D4. Tarifa de terminal de GNL e armazenamento subterrâneo

1. O CT tem referido a necessidade das tarifas refletirem os custos efetivos de cada ano, permitindo aos agentes planear em prazo adequado a sua atividade e evitar que as tarifas sofram alterações interanuais significativas, decorrentes nomeadamente de ajustamentos de anos anteriores,

2. Nesse sentido, o CT reconhece o mérito da introdução das estimativas de fecho do ano em curso no apuramento de proveitos, como fator estabilizador das tarifas, quando os ajustamentos são em anos consecutivos de sinal contrário.

3. Contudo, nos casos específicos do terminal de GNL e do armazenamento subterrâneo, os ajustamentos, quando significativos, são particularmente preocupantes porquanto induzem distorções nos preços das tarifas de acesso às infraestruturas do terminal de GNL e do armazenamento subterrâneo podendo comprometer a viabilidade dos seus preços que devem representar alternativas viáveis aos agentes de mercado.

4. Com efeito, a sucessiva verificação de desvios do mesmo sinal na recuperação dos proveitos permitidos nestas infraestruturas, conduz, por via dos ajustamentos, a um aumento dos proveitos a recuperar no(s) ano(s) seguinte(s), com o consequente aumento dos preços de tarifas, tornando a infraestrutura menos competitiva.

5. O efeito multiplicador destes desvios será assim evidente, recomendando o CT que a ERSE estude e implemente modelos alternativos que evitem e minimizem os efeitos descritos, assegurando uma maior estabilidade tarifária.

6. Em qualquer caso, para o próximo ano gás, o CT relembra a questão da revisão da estimativa da procura, abordada noutro ponto deste parecer, resultante da anunciada entrada em operação das novas unidades processuais nas refinarias do Porto

7. Antecipando-se que os fornecimentos associados venham a utilizar preferencialmente o terminal de GNL, face ao menor congestionamento verificado nesta infraestrutura, este aumento de utilização poderia vantajosamente ser considerado na estabilização tarifária interanual, devendo ser incorporado pela ERSE na fixação das tarifas.

8. Assim, o CT recomenda particularmente a revisão da estimativa de procura para as entradas no terminal de GNL, pelo impacto potencialmente muito positivo que poderá ter nos preços de tarifa desta infraestrutura e na URT.

D5. Tarifa social

1. O CT reitera a necessidade de criação e regulamentação de uma tarifa social para o setor do gás natural à semelhança do ocorrido no ano passado no setor elétrico, dada a necessidade de minimizar os impactos da subida deste bem público essencial nos consumidores mais vulneráveis.

2. O CT está ciente que este é um instrumento de iniciativa legislativa. Não obstante, o CT solicita ao regulador que desenvolva ações junto das entidades competentes sensibilizando-as para a necessidade de conceber critérios que definam:

   a) Os conceitos de consumidor economicamente vulnerável e das condições de acesso a uma tarifa social;

   b) Os concretos benefícios a conferir pela tarifa social (v.g. nível de desconto ou isenções de determinados consumos ou tarifa aplicável ao consumo);

   c) Forma de operacionalização e metodologia de aplicação da tarifa social.

E - TAXAS DE OCUPAÇÃO DE SUBSOLO

1. A Lei nº 53-E/2006, de 29 de dezembro, define o regime geral das taxas locais e estabelece que compete às Assembleias Municipais a definição das Taxas de Ocupação de Subsolo (TOS). À ERSE compete a definição da metodologia de repercussão nos consumidores das taxas de ocupação do subsolo aprovadas por cada município.

2. A metodologia estabelecida pela ERSE envolve uma estrutura de preços binómia com uma parcela fixa e uma parcela de energia, distinguindo dois tipos de superiores a 10.000m^3/ano e inferiores a 10.000m^3/ano. A estrutura de preços foi determinada de modo a que o pagamento das taxas de ocupação do subsolo apresente uma estrutura semelhante à das tarifas de uso da rede de distribuição.

3. Relativamente ao impacto da introdução das TOS, considerando diversos perfis para além do apresentado pela ERSE no documento estrutura tarifária para o ano gás 2011-2012, verificamos que existe uma grande heterogeneidade entre municípios. Se há municípios em que o aumento da fatura de gás natural é muito baixo (como por exemplo em Vila do Conde), noutros municípios o aumento da fatura é consideravelmente elevado (referindo-se o caso de Évora com aumentos da fatura mensal de gás natural superiores a 16% detido unicamente à introdução das TOS).

4. Reconhecendo que a fixação do valor das TOS não é da competência da ERSE (que apenas é responsável pela definição da estrutura tarifária deste termo), o CT expressa a sua preocupação pela

disparidade verificada nos valores aplicados por cada município, recomendando de novo[273] que a ERSE: "desenvolva junto da associação representativa dos mesmos [municípios] diligências que visem, por um lado, a moderação dos valores e convergência dos critérios e, por outro, a sensibilização para a isenção de taxas municipais em casos que o justifiquem".

5. O CT recomenda, ainda, que a ERSE inclua no documento final uma avaliação do impacto das TOS no preço de gás natural de clientes de consumo anual superior a 10.000m^3/ano, por exemplo por referência às tarifas de acesso aplicáveis.

F - COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO

F1. Extinção das tarifas transitórias para grandes clientes > 10.000m^3/ano

1. A maioria dos grandes clientes já se encontra no mercado livre, pelo que a extinção tarifas reguladas para este segmento de clientes no final deste ano gás não deveria ser problemática.

2. O CT considera útil que este processo seja acompanhado a pouca distância no tempo, para o que recomenda que a ERSE forneça mais dados sobre a matéria e proceda à publicação de um boletim informativo que divulgue, nomeadamente a transferência de marcado regulado para o mercado livre, aspeto este que não deve deixar monitorizado pelo regulador.

F2. Equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores

1. O principal indutor de custos na estrutura dos comercializadores de último recurso resulta do número de clientes, parâmetro que por força da provável mais lenta migração dos clientes domésticos se manterá estável.

2. OCT recomenda que a ERSE monitorize a saída dos clientes para o mercado livre em conjugação com a avaliação da manutenção do equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso, bem como a qualidade de serviço, em especial quanto aos clientes domésticos.

J - INVESTIMENTOS

1. A aprovação dos desenvolvimentos da RPGN decorre da aprovação do Plano de Desenvolvimento das Infraestruturas da RNTIAT (PDIR) que compete ao Ministro da Economia e Inovação, nos termos do Decreto-Lei n.º 14072006, de 26 de julho, cabendo à ERSE solicitar às empresas reguladas a informação contabilística, financeira e técnica que respeite as boas práticas de transparência, qualidade e comparabilidade exigíveis.

2. Face ao potencial impacto que os investimentos podem ter no cálculo dos proveitos permitidos e nas tarifas de acesso, o CT considera de particular relevância a análise detalhada sobre a execução e a estimativa dos investimentos na RPGN[274], notando, ainda, que a fundamentação da expansão da rede deve ter presente nomeadamente uma perspetiva de rede ibérica e o desenvolvimento do MIBGÁS.

3. O documento sobre investimentos da ERSE não estabelece uma fronteira clara entre os projetos já concluídos ou em curso considerados e aceites nas tarifas de acesso às redes em 2010/2011, não fazendo igualmente menção aos níveis de investimento das redes em função da sua dimensão para ajuizar melhor o peso de cada projeto na base de ativos e consequentemente nas tarifas.

4. Quanto aos investimentos nas infraestruturas de alta pressão (transporte, terminal de armazenamento e armazenagem subterrânea), atendendo a que de acordo com dados públicos, o consumo em Portugal cresceu 9 % de forma agregada (sendo de -5% no caso dos eletroprodutores e

[273] Cf. parecer do CT de 17 de maio de 2010.

[274] Documento "Análise dos investimentos do setor do gás natural", anexo à proposta de tarifas e preços para o ano gás 2011-12.

de +20% no caso do restante mercado), o CT entende que o documento da ERSE deveria analisar o investimento plurianual das concessionárias, possibilitando uma avaliação mais correta do respeito pelos orçamentos e planos de execução, bem como a diferenciação entre os investimentos "em curso" e as passagens a ativo fixo (só estas têm impacto no cálculo dos proveitos permitidos anuais)

5. Já quanto aos investimentos das ORDs, constata-se uma diminuição progressiva, coerente com a saturação crescente dos seus mercados geográficos, com exceção da Sonorgás que, face à dimensão do seu mercado, apresenta um nível de investimento que parece desproporcionado, pelo que o CT recomenda uma análise mais específica por parte da ERSE.

6. Tendo presente as obrigações dos concessionários e licenciados de serviço público relativas à segurança de abastecimento, à segurança sistémica e operacional e diversificação das fontes de abastecimento, o CT recomenda que só sejam executados os investimentos prioritários que tenham impacto positivo no curto/médio prazo na eficiência e segurança do SNGN, alicerçados num racional económico-operacional dos investimentos previstos e, ainda, que a ERSE:

   a) Desenvolva junto da DGEG as diligências necessárias para que a análise dos projetos relevantes constantes no PDIR seja divulgada publicamente de modo que os méritos e condicionantes dos desenvolvimentos a implementar se torne clara, sejam eles o respetivo mérito económico, resultantes de obrigações das concessões garantia da segurança de abastecimento, estabelecimento de reservas de segurança, ou outra;

   b) Remeta a conhecimento do CT o PDIR, bem como o parecer que elabora sobre o mesmo para envio à DGEG;

   c) Exclua das tarifas o valor dos novos investimentos que não venham a ser executado de acordo com o Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho;

   d) Inclua nas análises dos investimentos das empresas de distribuição uma análise crítica comparativa dos mesmos, considerando o gau de desenvolvimento e características geográficas das concessões/licenças, custos unitários de construção de rede e das conversões/reconversões, etc.

7. O CT não pode deixar de referir que cabe à ERSE o balizamento de alguns dos princípios a que devem obedecer os investimentos na RPGN, com especial relevância para a atividade das distribuidoras, de modo a que conceitos como a racionalidade económica das redes, comparticipações solicitadas aos clientes, área de influência, custos de referência das conversões/reconversões sejam estabelecidos e considerados na análise dos investimentos.

8. Nota o CT que não foi ainda publicada a subregulamentação relativa aos "Pedidos de acesso à rede" tornada necessária pela revisão regulamentar de fevereiro de 2010, a qual terá implicações sobre os investimentos a realizar quer pelo ORT, quer pelas distribuidoras pelo que, recomenda à ERSE que promova com urgência a discussão pública da referida subregulamentação.

9. Finalmente, tendo o CT notado a não apresentação de informação adequada à ERSE sobre investimentos executados em 2009 por parte de algumas empresas distribuidoras, sublinha a necessidade da ERSE adotar medidas ajustadas à prevenção deste comportamento.

III - CONCLUSÃO

O Conselho Tarifário considera que as propostas que lhe foram apresentadas pela ERSE deverão ser reformuladas de acordo com as recomendações constantes do presente parecer.

Aprovado em 16 de maio de 2011.

[Parecer integral digitalizado]: ver pg. 131 e ss.

◆ Resposta da ERSE ◆

I – NA GENERALIDADE

As principais determinantes da variação tarifária de 3,9% do ano gás 2011-2012 são os custos de aprovisionamento de energia e os custos da utilização das infraestruturas reguladas.

Os custos de aprovisionamento de gás natural refletem, entre outros fatores, a evolução do preço do petróleo, em euros, com um diferimento temporal de alguns meses. Este mecanismo de indexação resulta dos contratos de aprovisionamento de longo prazo celebrados com os fornecedores de gás natural proveniente da Nigéria e da Argélia.

O acréscimo do custo de aquisição de gás natural é em parte compensado pela redução das tarifas de Acesso às Redes e demais infraestruturas de gás natural devido a três fatores: a aplicação de metas de eficiência, a diminuição de desvios associados ao aprovisionamento de energia e o crescimento do consumo.

O Conselho de Administração (CA) da ERSE toma boa nota da posição demonstrada pelo Conselho Tarifário (CT) relativa à simplificação da análise e melhoria da comparação da informação, através do reporte segundo as novas disposições contabilísticas e da alteração do período de referência da informação financeira de ano gás para ano civil.

No que concerne ao processo judicial interposto pelas concessionárias da rede de distribuição de gás natural contra a ERSE (impugnação das tarifas e preços do ano gás 2011-2012 interposta em 11 de novembro de 2010 e objeto de contestação da ERSE em 7 e 31 de dezembro de 2010), relativamente às tarifas do ano gás 2010-2011, o CA da ERSE ao apresentar o facto na proposta de tarifas do ano gás 2011-2012 teve o cuidado de descrever a situação de forma objetiva e simplificada.

Por último regista-se com apreço o parecer favorável do CT no que respeita ao procedimento adotado na apresentação pública da proposta de tarifas.

II – NA ESPECIALIDADE

II/A – UNIFORMIDADE E CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA

Na proposta de tarifas adotou-se uma variação idêntica em todos os preços de forma a que num contexto económico difícil a variação tarifária observada por cada cliente coincida com a variação global anunciada de 3,9%. Qualquer outra opção justificada por uma maior promoção da uniformidade tarifária em todo o território nacional iria originar impactes tarifários mais acentuados nalguns clientes, nomeadamente nos clientes na área de implantação da EDP Gás SU e, globalmente, nos clientes com consumos anuais entre 1 000 e 10 000 m^3. Importa, contudo, acrescentar que nos anos anteriores em que se registaram menores impactes tarifários promoveu-se uma convergência acentuada dos preços das tarifas existentes.

II/B – PROVEITOS PERMITIDOS

II/B1 - AJUSTAMENTOS

O CT destaca que 160 M€ de proveitos a recuperar respeitam a ajustamentos decorrentes de estimativas da ERSE, originando um encargo adicional nas tarifas do ano gás 2011-2012. Convém clarificar que os valores referentes a ajustamentos apresentados nas tarifas do ano gás 2011-2012 não correspondem aos montantes identificados pelo CT. Com efeito, o montante total de ajustamentos de t-2, t-1 e de s-1 ascende a cerca de cerca de 45 milhões de euros e não a 160 milhões de euros, ou seja, cerca de um quarto do montante de proveitos identificados pelo CT.

Acresce ainda que a maior parte deste montante, de cerca de 45 milhões de euros, já se encontra parcialmente incluído nas tarifas do ano anterior. Assim, o ajustamento de s-1 (2010), agora calculado pela primeira vez, apresenta um valor total de cerca de 12 milhões de euros a devolver aos consumidores com juros.

[...]

Quadro 1 – Ajustamentos incorporados nas tarifas de 2011-2012

Unidade: 10^3 euros

	Ajustamentos a repercutir no ano gás 2011-2012		
	Ano gás t-2	Ano gás t-1 e Ano civil s-1	Total
	(1)	(2)	(3)=(1)+(2)
Proveitos do operador de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	-3 287	-8 121	-11 408
Proveitos dos operadores de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	-569	-2 638	-3 207
Proveitos do operador da rede de Transporte de gás natural	-6 082	-13 873	-19 955
Proveitos da actividade de Distribuição de gás natural	-27 031	28 710	1 679
Proveitos do comercializador de último recurso grossista	-8 619	10 398	1 780
Proveitos da função de Comercialização a grandes clientes	-2 085	-1 199	-3 285
Proveitos dos comercializadores de último recurso retalhistas - > 10 000m3	-3 659	375	-3 284
Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural	0	0	0
Proveitos da função de Comercialização	-3 659	375	-3 284
Proveitos dos comercializadores de último recurso retalhistas - < 10 000m3	-5 188	-1 826	-7 014
Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural	8 455	-3 582	4 872
Ajustamento aditividade tarifária	-12 171	0	-12 171
Proveitos da função de Comercialização	-1 472	1 756	284
Total	**-56 519**	**11 826**	**-44 693**

As previsões são feitas pela ERSE baseadas na informação disponibilizada pelas empresas. Porém, tal como definido no Regulamento Tarifário, como o cálculo dos proveitos permitidos tem necessariamente por base previsões, estas são forçosamente diferentes do que vier a ocorrer, dando assim origem a posteriores ajustamentos com base em contas auditadas.

A ERSE reconhece que a elevada complexidade associada à nova regulamentação do setor, nomeadamente ao cálculo conjunto de ajustamentos em ano civil e ano gás, no âmbito dos Operadores da Rede de Distribuição (ORD) e dos Comercializadores de Último Recurso (CUR), possa dificultar a compreensão desta realidade. Assim, e na sequência do parecer do CT, incluir-se-á o quadro acima no documento de ajustamentos que integra o processo anual de tarifas de modo a tornar a análise mais clara.

O CT recomenda ainda que a identificação do montante de ajustamentos e compensações exteriores ao exercício do ano e o montante de juros associados. A fim de dar resposta ao solicitado, referencia-se, de forma exaustiva, a localização dos ajustamentos e respetivos juros de cada uma das atividades do setor relativos a cada período considerado:

- Para o 2.º semestre de 2009, no documento de "Ajustamentos referentes ao 2.º semestre de 2009 e ao ano 2010 a repercutir em 2011-2012" os ajustamentos e respetivos juros das funções da atividade de

receção, armazenamento e regaseificação de GNL, encontram-se nas páginas 15 a 18, da atividade de armazenamento subterrâneo de gás natural nas páginas 20 e 24, da atividade de transporte de gás natural nas páginas 27 e 30, da atividade de distribuição de gás natural nas páginas 32 a 53, da atividade de comercialização de último recurso a grandes clientes na página 54 e da atividade de comercialização de último recurso retalhista nas páginas 56 a 66.

- No documento "Ajustamentos referentes ao 2.º semestre de 2009 e ao ano 2010 a repercutir em 2011-2012" encontram-se identificados os ajustamentos e respetivos juros de cada uma das atividades do setor do ano 2010. Assim, na página 70 os da atividade de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, nas páginas 71 e 72 da atividade de armazenamento subterrâneo de gás natural, nas páginas 73 e 74 da atividade de gestão técnica global do SNGN e da atividade de transporte de gás natural, nas páginas 75 a 96 da atividade de distribuição de gás natural, na página 97 da atividade de comercialização de último recurso a grandes clientes e nas páginas 99 a 109 da atividade de comercialização de último recurso retalhista.
- No documento "Ajustamentos referentes ao 2.º semestre de 2009 e ao ano 2010 a repercutir em 2011-2012" encontram-se identificados os ajustamentos e respetivos juros de cada uma das atividades do setor do ano 2009-2010. Assim, na página 112 os da atividade de comercialização de último recurso grossista e nas páginas 114 a 128 da atividade de comercialização de último recurso retalhista.
- No documento "Ajustamentos referentes ao 2.º semestre de 2009 e ao ano 2010 a repercutir em 2011-2012" encontram-se identificados os ajustamentos e respetivos juros de cada uma das atividades do setor do ano 2010-2011. Assim, na página 129 os da atividade de comercialização de último recurso grossista e nas páginas 131 a 141 da atividade de comercialização de último recurso retalhista.
- O montante das compensações entre entidades reguladas constitui o ponto 2.4 do documento "Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2011-2012" (vide páginas 62 a 65).

II/B2 – REPOSIÇÃO DA NEUTRALIDADE FINANCEIRA

Os montantes da reposição gradual da neutralidade financeira utilizados pela ERSE não são definitivos, na medida em que, apenas para os anos gás 2007-2008, 2008-2009 e o 2.º semestre de 2009 se dispõe de valores reais, tendo sido utilizados valores estimados para o 1.º semestre de 2010. Assim, somente no ano gás 2012-2013, será possível dispor dos valores reais do período em que foi utilizado o mecanismo de alisamento do custo com capital e poderá então definir o valor final da reposição da neutralidade financeira.

Tal como referido no ano passado, os montantes a repor foram calculados sempre da mesma forma, com a taxa estabelecida no mecanismo de alisamento, i.e., taxa de remuneração dos ativos líquida de impostos, as taxas utilizadas para atualizar os desvios do passado são: 6,615% no caso da distribuição e 5,88% no caso do transporte. Uma vez atualizados os valores e calculados os montantes a pagar aos operadores há que considerar uma taxa associada ao diferimento do pagamento deste valor no tempo. Para tal, utiliza-se o mesmo critério dos ajustamentos inter-anuais considerada no Regulamento Tarifário, ou seja, a taxa de juro Euribor a três meses, média, determinada com base nos valores diários do período em causa, acrescida, por este efeito, do *spread* de 2,5 pontos percentuais.

II/B3 – *SPREAD* DAS TAXAS PARA AJUSTAMENTOS

O CT recomenda a elaboração de um estudo aprofundado sobre a natureza e dimensão dos fluxos financeiros relacionados com as condições obtidas pelas empresas do setor aquando da contração de empréstimos, proposta que o CA da ERSE acolhe favoravelmente, uma vez que está permanentemente a analisar as condições dos mercados financeiros, e na definição dos *spreads* tem sempre em atenção a conjuntura vigente. No entanto, a análise não se centrou única e exclusivamente sobre este fator, tendo atendido ao enquadramento global das empresas envolvidas.

II/B4 – CUSTOS OPERACIONAIS

O CT recomenda a inclusão na proposta de tarifas e preços a avaliação da aplicação da metodologia aprovada sobre parâmetros de eficiência. Ora, como é do conhecimento geral, estes parâmetros vigoram durante os três anos do período regulatório. Tal não obsta a que a ERSE esteja atenta à adequação dos mesmos à realidade das empresas, ao longo de todo o período de regulação. No entanto, as conclusões da respetiva análise serão apresentadas no âmbito dos trabalhos de preparação do novo período regulatório que se inicia em 2013.

II/B5 – CORREÇÃO AOS PROVEITOS PERMITIDOS DA LISBOAGÁS E BEIRAGÁS

O CT considera que a redação utilizada - erros de faturação - no documento dos proveitos permitidos, relativamente às correções aos proveitos permitidos da Lisboagás e da Beiragás, suscita dúvidas e deverá ser esclarecida.

Sobre esta matéria informa-se que, excecionalmente, os custos serão aceites e que a sua não consideração nos proveitos permitidos do ano gás 2010-2011, se ficou a dever ao facto de as empresas em causa não terem enviado a informação dentro dos prazos previstos para a sua incorporação no cálculo dos proveitos permitidos do ano em causa.

II/C – ESTIMATIVA DA PROCURA DE GN

O CT recomenda a realização de uma verificação adicional do cenário da procura no que respeita aos clientes em alta pressão, de forma a acomodar o acréscimo de consumo resultante da entrada em operação de novos investimentos nas refinarias de Sines e Matosinhos, nomeadamente as unidades de cogeração. Assim, o CT considera que o nível do consumo para 2011-2012 deverá ser superior ao da proposta de tarifas apresentada.

A procura prevista para os consumidores industriais em Alta Pressão tem crescido acentuadamente nos últimos anos, correspondendo à ligação à rede de novos projetos de dimensão significativa. Estes projetos, embora previstos no contexto das ligações às redes, sofrem de alguma imprevisibilidade no que diz respeito à data de entrada em funcionamento, pelo menos na perspetiva do operador da rede de transporte. Desta forma, a procura prevista será sempre falível face a desvios (antecipações ou atrasos) de alguns meses na entrada em operação destas grandes unidades industriais.

A ERSE ao elaborar as suas estimativas sobre o cenário da procura baseou-se na informação disponibilizada pelos operadores de rede. Contudo, atendendo à particularidade de as instalações de consumo referidas no parecer do CT pertencerem ao grupo GALP, com melhor informação sobre a procura das mesmas, e atendendo ao parecer, reviu-se o valor da previsão dos consumos de clientes industriais em alta pressão incorporando o consumo adicional previsto nas refinarias de Sines e Matosinhos. Considerou-se ainda que o abastecimento deste incremento de procura será feito via terminal de GNL.

Mais uma vez se reitera que a alegada sobrestimação da procura em anos anteriores, referida pelo CT, e os respetivos desvios de proveitos não correspondem à realidade material da proposta de tarifas apresentada para o ano gás 2011-2012, conforme referido na resposta ao ponto II/B1. A título de exemplo recorda-se que os ajustamentos ao ano civil s-1 são a devolver aos consumidores, o que indicia não sobrestimação da procura, mas sim subestimação.

II/D – TARIFAS

II/D1 – TARIFAS DE ACESSO À REDE

A comparação de tarifas de acesso às redes entre Portugal e Espanha apresentada na proposta de tarifas enviada ao CT é factual, na medida em que compara os preços em vigor à data da proposta. A dinâmica de

fixação de tarifas de acesso às redes em Portugal e Espanha difere, afetando assim o resultado da comparação em vários momentos ao longo do ano.

Todavia, atendendo à solicitação do CT no seu parecer, a comparação de tarifas de acesso às redes no documento final é feita considerando as tarifas em vigor em Portugal a partir de julho de 2011. Nota-se, no entanto, que as tarifas de acesso às redes em Espanha poderão ser alvo de revisão também em julho, o que não está considerado na comparação internacional.

A apresentação das variações tarifárias associadas à aprovação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2010-2012 e para as entregas superiores a 10 000 m^3 é efetuada tendo em consideração as tarifas que vigoraram de janeiro a junho do presente ano. De igual modo são apresentadas as variações tarifárias anuais, tendo em consideração os preços pagos durante todo o ano gás anterior (2010-2011). Nestas circunstâncias considera-se garantida a transparência da informação apresentada.

Relativamente à previsão da procura em cada grupo de clientes, que tem impacte nas tarifas fixadas, a ERSE acompanha a preocupação manifestada pelo CT sobre a estabilidade e transparência das mesmas. Assim, tem-se vindo a assinalar o incumprimento das obrigações de envio de informação por algumas das empresas reguladas, na abrangência e qualidade da informação enviada. Não obstante, a informação enviada para a fixação das tarifas de 2011-2012 teve uma melhoria muito significativa, tendo permitido, pela primeira vez, construir a previsão da procura com base em dados de consumo verificados em anos anteriores.

A ERSE considera que a informação enviada pelas empresas reguladas sobre a procura de gás natural para fixação das tarifas necessita ainda de melhorias importantes, identificadas junto das empresas. Mas o passo dado nas tarifas de 2011-12 permitirá maior estabilidade nas previsões da procura nos próximos anos, na medida em que utiliza em grande parte informação real sobre os consumos dos anos anteriores.

Sobre esta matéria relembra-se o mencionado nas respostas aos pontos II/B1 e II/C sobre a materialidade dos ajustamentos aos proveitos permitidos.

II/D2 – TARIFA URT

Metade do consumo na rede de transporte tem origem nos centros electroprodutores, cuja atividade é naturalmente volátil (depende da procura de energia elétrica, dos preços dos combustíveis, da hidraulicidade, etc.). Adicionalmente, a taxa de crescimento de consumos dos clientes industriais em Alta Pressão tem sido muito elevada. Assim, a procura na rede de transporte é bastante difícil de prever. A ERSE adotou para o ano gás 2011-2012 um cenário de procura na rede de transporte conservador face às previsões enviadas pelas empresas reguladas. No entanto, a recomendação do CT no sentido de rever em alta o cenário de procura foi acolhido favoravelmente tendo-se incorporado o consumo adicional previsto para as refinarias de Sines e Matosinhos.

Em relação ao comentário referido sobre os ajustamentos, gostaríamos de reiterar o referido nas respostas aos pontos II/B1 e II/C.

II/D3 – TARIFA DE UGS

O CT recomenda que seja apresentada a explicitação dos custos associados à Tarifa de UGS, de forma a acompanhar a sua evolução e razoabilidade.

No ano gás 2010-2011 imputou-se, pela primeira vez, a esta tarifa os custos resultantes da repercussão dos ajustamentos de aquisição de gás natural, explicando claramente que o montante global do desvio seria repercutido por vários anos (inicialmente 3, tendo-se alterado posteriormente de 3 para 6 nos clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m^3). Deste modo, esta imputação de custos vai ocorrer durante o período previsto até à anulação do desvio gerado.

Acontece que no ano gás 2011-2012, o valor imputado à tarifa de UGS II sofreu uma grande diminuição, correspondendo apenas a cerca de 40,7% do valor do ano anterior e no que concerne à tarifa de UGSI o valor é praticamente igual.

II/D4 – TARIFA DE TERMINAL DE GNL E ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

A previsão da procura no terminal de GNL para 2011-2012 foi revista considerando as quantidades adicionais consumidas na rede de transporte, como referido na resposta ao ponto C do parecer do CT.

Em relação ao comentário referido sobre os ajustamentos, gostaríamos de reiterar o referido nas respostas aos pontos II/B1 e II/C.

A ERSE adotou uma nova metodologia que, tal como o CT reconhece, reduziu os montantes dos ajustamentos. Esta alteração foi positiva e está a produzir efeitos. No entanto, as alterações introduzidas neste período regulatório ainda não estão todas em vigor, só no próximo ano gás os ajustamentos serão efetuados totalmente em ano civil e a contabilidade no novo sistema de reporte. Todo o esforço que foi necessário desenvolver, tanto por parte da ERSE como pelas empresas reguladas, será recompensado na sua globalidade no próximo ano, agregando então os benefícios já reconhecidos este ano com os que se irão obter no próximo. Só no final do período regulatório se poderá refletir sobre uma nova metodologia que possa introduzir melhorias à que se encontra em vigor.

II/D5 – TARIFA SOCIAL

Esta matéria é da competência do Governo, pelo que a ERSE dará cumprimento ao estabelecido na legislação que vier a ser publicada.

II/E – TAXAS DE OCUPAÇÃO DE SUBSOLO

A análise solicitada pelo CT no ponto II/E5 relativamente à inclusão de uma avaliação do impacto das TOS no preço do gás natural de clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m^3 foi incluída no documento estrutura tarifária no ano gás 2011-2012.

II/F – COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO

II/F1 – EXTINÇÃO DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS PARA GRANDES CLIENTES > 10 000 M^3/ANO

O CT recomenda que a ERSE forneça mais informação, procedendo à publicação de um boletim informativo sobre a transferência de clientes do mercado regulado para o mercado livre.

A ERSE procederá à divulgação de toda a informação através de um boletim mensal que se encontra em preparação.

II/F2 – EQUILÍBRIO ECONÓMICO-FINANCEIRO DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

O CT recomenda que a ERSE monitorize a saída dos clientes para o mercado livre em conjugação com a avaliação da manutenção do equilíbrio económico-financeiro dos CUR.

A ERSE tem como um dos seus principais objetivos a avaliação do equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas, tendo, no caso dos CUR, elaborado um modelo de regulação próprio para atender às especificidades desta atividade, o qual se descreveu no documento de proveitos permitidos do ano gás 2010-2011 (ano de início do período de regulação).

Concorda-se com o CT que o modelo de regulação económica desta atividade em regime de transição deve permitir "…a manutenção do equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso, bem como a qualidade de serviço", que é o objetivo essencial da metodologia constante no Regulamento Tarifário em vigor desde junho de 2010.

II/G – INVESTIMENTOS

Concorda-se com a recomendação II/J1 do CT, sendo claro que a aprovação dos grandes desenvolvimentos decorre em sede de PDIR. Contudo, recordamos que a aprovação formal do PDIR submetido em 2008 não foi concretizada. Por estas razões, tem-se mantido alguma reserva nas considerações apresentadas nos documentos de análise de investimentos, uma vez que se reconhece o âmbito limitado das competências da ERSE na fase de aprovação do PDIR, que é distinto das suas competências de natureza exclusivamente regulatória na aceitação de custos para determinação de proveitos e cálculo de tarifas.

O CA da ERSE congratula-se com o facto de o CT considerar de particular relevância o documento de Análise de Investimentos apresentado e concorda que a integração do SNGN no MIBGAS constitui uma fundamentação importante para concretização de alguns projetos, cuja apreciação se colocava durante a preparação do parecer ao PDIR nos termos do Decreto-Lei n.º 140/2006 de 26 de julho,

Em relação ao comentário II/J3 do CT, considerou-se adequado tornar mais claro alguns dos pontos do documento, tendo introduzido algumas alterações ao texto do documento que colmatam os aspetos mencionados pelo CT.

Considera-se muito importante o desafio proposto pelo CT em II/J4, perspetivando-se a sua concretização em versões futuras do documento.

A ERSE identificou e sublinhou nos últimos documentos de análise de investimentos as previsões de investimento apresentadas pela Sonorgás. Contudo, é de realçar que se tratam apenas de previsões, que assentam numa estratégia de desenvolvimento de novos polos de consumo aos quais, o referido operador da rede de distribuição, concorreu e cuja concretização depende da sua aprovação por parte da entidade licenciadora competente. A ERSE mantém-se vigilante no que respeita ao investimento efetivamente realizado e que tem consequência direta no ativo que é efetivamente remunerado e reflexos no cálculo de proveitos e de tarifas, sublinhando que tem sido considerado razoável o nível de investimento da Sonorgás, tendo em conta o diferente grau de maturidade em que se encontra o desenvolvimento das diversas redes.

O CA da ERSE toma boa nota das recomendações expressas no comentário II/J6, com as quais se revê no essencial, indo diligenciar no sentido da sua concretização, considerando:

- Que o comentário expresso na alínea a) releva a importância de assegurar a realização de uma consulta prévia aos agentes durante o processo de preparação do PDIR. Espera-se que este conceito, que tem vindo a ser defendido há já algum tempo, venha a ser consagrado na transposição da Diretiva 2009/73/EC para a legislação nacional, que deverá impor a consulta pública como um procedimento obrigatório a desenvolver por parte dos operadores das infraestruturas de RNTIAT durante o processo de preparação do PDIR.
- Pertinente a solicitação expressa na alínea b), estando a prever submeter a consulta do CT e do CC tanto o PDIR que a DGEG enviou para apreciação, como a proposta de parecer que, entretanto, tem vindo a ser preparada.
- Que a preocupação expressa pelo CT na alínea c) já é contemplada no atual processo de cálculo de proveitos e de determinação de tarifas para o setor do gás natural. A ERSE só inclui os novos investimentos nos proveitos permitidos no momento da sua entrada em exploração. Quanto à aprovação dos investimentos, tal como referido pelo CT, é da competência do Ministro de Economia, por proposta da Direcção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), participando a ERSE apenas com um parecer não vinculativo. A ERSE exclui dos custos aceites para efeitos de tarifas os investimentos que se revelem ineficientes e que não estejam previstos no âmbito da legislação em vigor.
- As análises já realizadas, que são identificadas na alínea d), irão sofrer melhorias em documentos futuros.

O CA da ERSE toma boa nota das recomendações II/J7 e II/J8. A ERSE procedeu já à preparação da proposta de subregulamentação desta matéria, que será submetida em breve a parecer do Conselho Consultivo e do Conselho Tarifário.

Por último salienta-se que, nos últimos três anos, foram feitos alguns progressos na quantidade e qualidade da informação prestada pelas empresas do setor do gás natural em matéria de análise dos investimentos. Não obstante, concorda-se com a recomendação II/J9 do CT e ir-se-ão adotar princípios dissuasores destes comportamentos.

◆ Tarifas de gás natural dos clientes com consumos superiores a 10 000 Nm^3/ano em 2010-2011 (parecer de iniciativa) ◆

I — ENQUADRAMENTO

1. O Conselho Tarifário (CT) é um órgão da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que também dispôs sobre a respetiva organização e funcionamento.
2. O Conselho Tarifário é um "(...) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços"[275], no qual têm assento:
   a. Um representante da entidade titular da concessão do transporte de gás natural através da rede de alta pressão;
   b. Um representante das entidades concessionárias de distribuição regional de gás natural;
   c. Um representante das entidades licenciadas para a distribuição de gás em regime de serviço público;
   d. Um representante dos grandes consumidores industriais de gás natural;
   e. Três representantes das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica, nos termos da Lei n.º 24/96, de 3 1 de julho;
   f. Um representante do Instituto do Consumidor, hoje Direção-Geral do Consumidor, que preside.
3. Através da sua secção especializada de gás natural, ao Conselho Tarifário compete, "*(...) emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços*", sendo que as correspondentes propostas lhe "*(...) são apresentadas pelo conselho de administração* (...)"[276].
4. O parecer do CT é aprovado por maioria, não tem carácter vinculativo e deve ser emitido no prazo máximo de 30 dias após a receção da proposta por parte da ERSE.
5. Regista-se, pois, que, nos termos da lei, estatuto e regulamento interno àqueles subordinados, a função do CT é consultiva, esgotando-se o seu papel na aprovação de pareceres sobre as propostas (e não, como por vezes erradamente é mencionado, a aprovação das propostas) que lhe são sujeitas para apreciação.
6. Este escopo legal e regulamentar não inviabiliza, porém, face à representatividade que lhe é reconhecida, que o CT, enquanto órgão da própria ERSE e no âmbito da melhor colaboração com a missão do regulador, que partilha, possa também reunir extraordinariamente.
7. Nos termos do seu Regulamento Interno aprovado em Plenário: "1 - O CT pode reunir extraordinariamente, em plenário ou através das secções especializadas, por iniciativa do Presidente, a pedido de pelo menos um terço dos correspondentes membros ou do Presidente do Conselho de Administração da ERSE. 2 - Os pedidos referidos no número anterior devem ser feitos por escrito ao Presidente do CT, indicando o assunto que se deseja ver tratado (...)" (cf. art. 7.º).
8. Em conformidade com o estabelecido no Regulamento Interno, foi expressamente solicitado ao Presidente do CT, pelo representante dos grandes consumidores industriais de gás natural, a realização

[275] Conf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

[276] Conf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

duma reunião extraordinária para discussão dos efeitos, nesses consumidores, das tarifas e preços do gás natural fixadas pela ERSE em 15 de junho de 2010, através do seu Despacho n.º 07/2010.

9. Sendo evidente a pertinência da matéria face à projeção pública que a mesma tomou na comunicação social, em especial no mês de setembro de 2010, foi convocada uma reunião do CT e, após discussão, foi acordada a emissão do presente parecer de iniciativa.

10. Com efeito, o CT acompanhou as notícias referentes à repercussão que a fixação de tarifas para 2010-2011 terá tido nos clientes de gás natural com consumos superiores a 10.000Nm³/ano, os designados "grandes consumidores industriais de gás natural".

11. Sucede que o universo destes grandes consumidores é muito vasto e abrange realidades empresariais/industriais e consumos muito distintos.

12. O CT registou com preocupação alguns dos efeitos concretos dos aumentos tarifários que foram denunciados pelos media e pelo representante dos grandes consumidores de gás natural.

13. O CT tomou nota da proposta apresentada pelo representante dos grandes consumidores industriais de gás natural.

14. Contudo, sob pena de inverter os papéis e funções estatutariamente cometidos aos vários órgãos do regulador e de correr o risco de subavaliar/analisar todas as implicações que uma mudança antecipada das tarifas pode implicar, o CT entende que não pode, nem deve formular à ERSE uma proposta concreta.

15. Acresce que, uma eventual revisão antecipada das tarifas aplicadas aos grandes consumidores de gás natural, pode ter implicações nos parâmetros regulatórios recentemente fixados para o período 2010-2013.

16. Ora, não figurando o CT entre as entidades regulamentarmente competentes para solicitar nem uma revisão antecipada nem excecional de tarifas ou parâmetros (cf. art.148.º e 153.º do Regulamento Tarifário), recomendar, em prejuízo da desejada estabilidade tarifária, a realização duma revisão ou apresentar sugestões apenas com base nos elementos que lhe foram apresentados, seria um ato temerário extravasando a sua própria competência.

II - CONCLUSÃO

Reconhecendo a existência de problemas face à reação e aos dados publicamente divulgados sobre a repercussão nas empresas/indústrias dos aumentos tarifários determinados pela ERSE em 15 de junho de 2010, com presente parecer de iniciativa o Conselho Tarifário recomenda à ERSE que:

1. Realize uma análise detalhada sobre os efeitos das tarifas nos grandes consumidores industriais de gás natural (mais de 10.000 Nm³/ano), com a desagregação possível por setor de atividade e por patamares de consumos;

2. Avalie as hipóteses que possibilitem uma atenuação dos efeitos dos aumentos para este tipo de clientes, apresentando ao CT os resultados da análise e avaliação;

3. Desencadeie, se for esse o resultado para que aponte a análise e avaliação recomendadas, uma revisão extraordinária nos termos previstos no Regulamento Tarifário, submetendo ao CT uma proposta fundamentada para emissão do respetivo parecer.

Aprovado em 29 de outubro de 2010.

2 REGULAMENTAÇÃO E OUTROS

◆ Revisão do Regulamento Tarifário do setor do gás natural ◆ [Consulta Pública n.º 42]

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) cujos estatutos foram aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, recentemente revistos pelo Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro, dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT): "(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços"[277].

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho Tarifário a constituir ao abrigo do novo diploma não se encontra, ainda, integralmente completo, carecendo nessa ocasião designar um Plenário para aprovação de Regimento Interno. Contudo, encontrando-se nomeada uma maioria dos seus membros, afigura-se adequado reunir desde já no âmbito da nova composição em curso.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário o documento contendo a "Proposta de revisão do Regulamento Tarifário"[278], cabendo ao CT, nos termos da lei e regulamento, emitir o seu parecer no prazo de 30 dias.

Posto o que, a Secção do Setor do Gás Natural do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I - GENERALIDADE

1. A consulta pública em curso sobre as propostas da ERSE de revisões dos regulamentos do SGN inclui a consulta simultânea dos Conselhos Consultivo e Tarifário.
2. O Conselho reitera a sua tradicional posição de que deve existir um desfasamento entre a consulta pública e a consulta ao CT considerando, contudo que, no caso concreto, tais consultas em separado não seriam temporalmente viáveis com benefícios para a regulação.
3. O CT está ciente da necessidade de algumas das alterações propostas, em resultado da transposição de diretivas comunitárias, de legislação ocorrida, de compromissos no âmbito do MIBGÁS e ainda de incorporação de sugestões do conselho tarifário e reconhece globalmente o mérito das propostas avançadas na revisão regulamentar proposta, nomeadamente porque reflete a recente revisão da lei de bases do setor e ainda porque vêm sofisticar mecanismos tarifários à disposição dos clientes.
4. No entanto, o CT sublinha a ausência de sustentação de algumas das medidas propostas, nomeadamente quanto a:
   a) **Impactes tarifários das medidas** propostas pois, não tendo sido apresentados cenários dos mesmos, dificulta uma análise sustentada do respetivo custo-benefício.
   b) **Impactos temporais e de custos das medidas** propostas, designadamente o impacte dos novos regulamentos nos sistemas informáticos de agentes e operadores que se afigura significativo justificando uma operacionalização faseada no tempo, a ser objeto de definição em fase posterior a fim de permitir a latitude de ação necessária ao regulador para acomodar a sua implementação.
5. O CT expressa dúvidas quanto à extensão temporal do mecanismo de alisamento de proveitos do terminal de GNL bem como quanto ao mecanismo de mitigação do efeito de ajustamentos tarifários

[277] Cf. artigo 45.º dos Estatutos da ERSE.

[278] Que pode, doravante, ser abreviadamente designado apenas por "documento" ou "proposta".

por estas medidas parecerem institucionalizar, por via regulatória, a criação de mais défice tarifário no SGN a acrescer ao criado a partir de 2007.

6. Entende, ainda, o CT que a problemática das Taxas de Ocupação de Subsolo (TOS) não se pode circunscrever, como a ERSE propõe "à necessidade de melhorar a monitorização da repercussão das TOS nos consumidores finais, garantindo que todos os intervenientes são abrangidos por este processo", sendo como reiteradamente o CT tem alertado, imperioso atuar a montante, i.e., sem prejuízo da autonomia municipal, promover junto do legislador que sejam estabelecidos os critérios de fixação e limites máximos a aplicar.

7. Enquanto tais critérios não forem fixados por lei, o CT entende que a ERSE deveria elaborar uma recomendação fixando critérios objetivos, adequados e proporcionais para a fixação da TOS enquanto um guia orientador da ação dos municípios portugueses nessa matéria.

8. O Conselho apela à necessidade de conferir ao setor estabilidade regulatória, conceito que, não pretendendo significar estanquidade relativamente a alterações e aperfeiçoamentos pontuais, recomendaria que, uma revisão profunda do RT/SGN fosse precedida dum balanço, ainda que parcial, sobre os primeiros períodos regulatórios, a fim de permitir uma discussão atempada sobre a estabilidade tarifária, a remuneração das empresas, a recuperação dos proveitos, o risco de custo crédito, as metas de eficiência entre outros conforme, aliás, o CT já tinha recomendado anteriormente[279] e lamenta que não tenha sucedido.

9. O CT recomenda ainda que, aquando da preparação da subregulamentação necessária à implementação do RT, a ERSE envolva as partes interessadas e consulte o conselho de modo a estabelecer regras e calendários exequíveis.

II - ESPECIALIDADE

A - REGIME TRANSITÓRIO E DESFASAMENTO TEMPORAL ENTRE O ANO TARIFÁRIO E O ANO DE ATRIBUIÇÃO DE CAPACIDADE

1. Com a proposta de revisão, o ano de capacidade passa a ser de 1 de outubro a 30 de setembro (adiante referenciado como ano térmico) e o ano gás, referência para tarifas, mantém-se de 1 julho a 30 de junho. Existe, ademais, informação de reporte que adota como referência o ano civil.

2. O CT considera que deve ser evitada a multiplicação de períodos de referência, pelo que recomenda a sincronização dos períodos de contratação de capacidade com os períodos de vigência das tarifas de acesso às redes mantendo-se a respetiva definição e publicação como atualmente.

B - TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEIS A CLIENTES FINAIS COM UTILIZAÇÕES INTERMITENTES OU SAZONAIS

1. O CT regista a introdução de novas opções tarifárias, como é caso da "opção tarifária flexível", que permitam ir ao encontro das necessidades dos utilizadores do sistema cujo perfil de consumo não se ajustava às soluções até aqui existentes.

2. Considera o Conselho ser fundamental que, na definição e implementação de novas soluções tarifárias, a ERSE tenha em consideração, por um lado, a sustentabilidade do sistema através da garantia da manutenção da procura e, por outro lado, a repartição equilibrada dos custos entre os vários segmentos de utilizadores do sistema por forma a assegurar uma correta alocação dos custos entre atividades e consumidores.

[279] Cf. parecer do CT de 15 de maio de 2012, ponto 12 da Generalidade.

3. O CT nota que a fixação dos multiplicadores dos preços de tarifas de capacidade e de energia deve ter em conta o recurso excessivo a utilizações de curto prazo e a necessária recuperação dos proveitos permitidos.

C - PROVEITOS DAS ATIVIDADES REGULADAS

C.1. Opex

1. O Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, estabelece o regime de extinção gradual das tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais, pelo que a partir 31 de dezembro de 2015, os CURR assumirão a sua função e natureza residual de salvaguarda das necessidades dos consumidores vulneráveis.
2. O CT não encontrou, ainda, na presente proposta referências ao futuro dos atuais CURR, cujos custos têm impactos na tarifa UGS, aguardando com expetativa a apresentação de propostas que se baseiem na eficiência dos custos desonerando maximamente as tarifas.
3. Com a extinção gradual das tarifas reguladas e a sua passagem para o mercado livre ao longo do próximo período regulatório, a base de clientes dos CURR deverá diminuir significativamente pelo que o CT recomenda que a repartição da base de custos destas empresas, entre fixos e variáveis, seja repensada tendo em conta o expetável aumento proporcional dos custos fixos, atendendo à sua rigidez designadamente com o pessoal das empresas, em contexto de abertura de mercado.
4. O CT concorda com a consolidação da regulação por incentivos aplicada ao OPEX das atividades reguladas.
5. Já no que respeita aos indutores de custo, tal como referido em parecer anterior, o CT faz notar que o indutor de custo "energia" aplicado aos operadores de infraestruturas e aos comercializadores de último recurso é uma variável totalmente dependente de questões exógenas às atividades das empresas reguladas, que ficam desta forma expostas ao risco de mercado, bem como a estimativas realizadas por terceiros, na definição de custos que se pretendem "controláveis". Recomenda o CT, por isso, a sua eliminação.
6. Sem prejuízo do estrito cumprimento dos procedimentos de segurança, das obrigações legais decorrentes dos contratos de concessão, e da natureza cíclica de alguns custos, o CT considera que na presente conjuntura económica negativa, com redução de consumos, a ERSE deverá especialmente diligenciar junto das entidades competentes a revisão dessas obrigações, e incentivar as empresas a aprofundar a otimização dos seus procedimentos operacionais, de forma a que os operadores regulados possam reduzir os custos de operação e manutenção, permitindo desta forma uma redução das tarifas para os consumidores.

C.2. Regulação por incentivos e eficiência operacional

1. A metodologia de incentivo à eficiência deve ser objetiva, fomentar a partilha de ganhos com o consumidor e reconhecer o esforço da empresa no investimento em medidas cujos resultados, em muitos casos, só serão visíveis no médio prazo, pelo que não deve depender dos valores ocorridos num único ano, nem ser descontínua entre períodos de regulação.
2. No caso português o período de regulação é de 3 anos, limitando a implementação de medidas para redução de custos com retorno desse investimento com duração superior àquele prazo. Sendo um setor recente e tendo em conta a trajetória de custos reais do atual período regulatório (já sujeito a metas de eficiência), as oportunidades de ganhos de eficiência são mais reduzidas exigindo medidas de médio/longo prazo para a sua identificação e implementação.

3. Considera o CT importante definir um mecanismo de partilha de ganhos para além do período regulatório de forma a incentivar as empresas a implementar medidas para redução de custos de forma sustentável com prazo compatíveis.

4. O CT reconheceu já como positiva a introdução da regulação por incentivos na componente de custos operacionais aquando da revisão regulamentar de 2010. Regista, agora, como positiva a proposta de extensão da regulação por incentivos aos custos operacionais da atividade de armazenamento subterrâneo, atividade que tinha justificadamente ficado excluída do processo anterior face ao facto de ser muito recente e não haver um período suficientemente longo de atividade para um conhecimento completo e adequado sobre a sua estrutura de custos.

5. O CT recomenda que sejam claramente definidos e revistos os termos gerais da atual proposta no sentido de assegurar a sua eficiência e razoabilidade futuras, em particular a aderência dos mecanismos à natureza e estrutura de custos de modo a que o resultado da sua aplicação reflita o esforço sustentável de otimização dos custos das operações das empresas em favor dos consumidores e da eficiência do SNGN.

6. Relativamente aos mecanismos em vigor para as atividades de utilização da rede de transporte em alta pressão e uso do terminal de GNL, não foi apresentado um balanço da sua aplicação. O CT recomenda que na redação definitiva do regulamento, sejam definidos os princípios a seguir e a sua formulação explicitada.

7. A alteração proposta pela ERSE para cálculo dos custos operacionais explicita a separação entre custos fixos e custos variáveis em função de um indutor de custos. Considera-se que no caso da parte variável, deveria estar prevista a existência de mais do que um indutor de custos por forma a permitir diferentes indexantes. Para além disso, é importante considerar uma componente adicional que agregue os custos não controláveis pelas empresas, muitas vezes impostos pela própria regulação e até pelo Estado que, por conseguinte, não devem ser sujeitos a metas de eficiência.

C.4. - Capex

1. Num período de retração económica com eventuais reduções de consumos de GN, a ERSE deverá equacionar e analisar de forma muito estreita o investimento que não evidenciem claramente o beneficio para os utilizadores/consumidores do SNGN contribuindo para a redução a curto/médio prazo das tarifas de acesso. Considera mesmo o CT que, no caso de projetos anteriormente aprovados, em conjuntura mais favorável, mas não adjudicados, estes deverão ser reavaliados podendo ser suspensos até que existam melhores condições para a sua execução.

2. Considera-se positiva a adoção de medidas de regulação por incentivos do CAPEX e adequado, para este efeito, a implementação de um sistema de controlo dos planos de investimento das ORD.

3. Adicionalmente, a revisão regulamentar em curso reforça os mecanismos para o aumento das garantias de transparência e racionalidade dos custos, nomeadamente através da adoção dos procedimentos do código da contratação pública[280] e da realização de auditorias aos investimentos realizados/ativos em exploração.

4. Já no que diz respeito à introdução de custos-padrão para a definição dos valores admissíveis para investimento em ativos de distribuição, o CT alerta para as dificuldades associadas a este processo, nomeadamente devido às assimetrias regionais e de dimensão entre as várias empresas distribuidoras bem como às potenciais alterações das condições de mercado ao longo do período regulatório.

[280] RARI – Proposta de revisão do Artigo 27.º - Realização de Investimentos nas infraestruturas.

5. Faz-se notar também que a associação desta metodologia dos custos-padrão à realização de concursos públicos poderá conduzir a situações contraditórias em que os resultados desses concursos sejam superiores em custos unitários aos permitidos pelos padrões que venham a ser estabelecidos.

6. Neste sentido, e considerando que a conjugação entre os restantes mecanismos propostos, designadamente a responsabilização dos operadores pelos seus planos de investimento, o recurso ao código de contratação pública e a realização de auditorias à base de ativos em exploração, parece adequada à concretização dos objetivos propostos, o CT considera que a definição de custos-padrão deverá ser de aplicação em itens específicos, a definir *ex ante* pela ERSE.

7. O CT entende que a fixação adicional de custos-padrão de investimentos no setor do gás natural deveria ter sido antecedida da avaliação pela ERSE da aplicação deste tipo de mecanismo no setor elétrico a fim de, acauteladas as diferenças, poder colher a melhor experiência e resultados.

8. Sem prejuízo do anteriormente referido, o CT considera, no entanto, que, quer a definição de planos de investimento com penalização ex post dos operadores, quer a implementação de auditorias aos ativos regulados, são mecanismos que carecem de maior explicação e definição de âmbito, sendo desejável que os princípios associados à estabilidade e previsibilidade regulatória e a minimização dos riscos regulatórios sejam respeitados.

D - ESTABILIDADE TARIFÁRIA — MITIGAÇÃO DO EFEITO DOS AJUSTAMENTOS TARIFÁRIOS

D.1. Mecanismo de ajustamento de desvios tarifários

1. No contexto de elevada volatilidade do mercado gasista, é crítica a criação de mecanismos adequados para promover a sustentabilidade da RNTIAT — em particular no que diz respeito ao tratamento dos desvios tarifários. A suficiência das tarifas para a recuperação dos proveitos deve ser uma norma.

2. O CT rejeita a institucionalização por via regulatória da criação de défices tarifários.

3. Nesta revisão regulamentar surge uma nova opção tarifária, particularmente indicada para as centrais termoelétricas. O CT considera que será crítico avaliar adequadamente os níveis tarifários - nas componentes energia e capacidade - a alocar, bem como os níveis de procura desta tarifa, para prevenir o surgimento de novos desvios tarifários, potencialmente significativos.

D.2 Remuneração e alisamento

1. No caso do terminal de Sines o mecanismo de alisamento introduzido em 2007, teve como objetivo o diferimento temporal dos custos com capital, no pressuposto que as taxas de utilização futuras destas infraestruturas cresceriam, possibilitando que todos os utilizadores pagassem a mesma tarifa média corrigida de ajustes financeiros.

2. A ERSE propõe agora tornar a duração do período de alisamento variável, colidindo com os objetivos de sustentabilidade tarifária do SNGN, além de criar uma instabilidade regulatória que se afigura desnecessária.

3. Assim, o CT defende que seja mantido o processo em curso até 2017, evitando o risco de transferência de custos para um futuro ainda mais longínquo que possam induzir o aumento do défice tarifário .com aumento real das tarifas no futuro).

4. O CT mantém, assim, a sua posição de que os mecanismos que possam conduzir a reduções artificiais de tarifas à custa da criação de défices, que vencem juros, são negativos para a sustentabilidade do sistema, para as empresas e atividades reguladas e para os consumidores.

D.3. Mecanismo de remuneração da contribuição das infraestruturas para a segurança de abastecimento

1. O terminal de GNL e a armazenagem subterrânea constituem infraestruturas chave para a segurança de sistema e concorrência no mercado gasista, de que beneficiam todos os utilizadores do Sistema Nacional de Gás Natural.

2. O CT entende que, no âmbito do desenvolvimento do Mercado Ibérico, esta característica deve ser avaliada em conjunto com Espanha, de modo a que a harmonização regulatória seja efetiva, pelo que recomenda à ERSE que acompanhe as evoluções e práticas aí adotadas a fim de, em articulação com o regulador congénere, avaliar a oportunidade de medidas de garantam a sustentabilidade das infraestruturas de SNG.

D.4 - Serviços partilhados

1. O CT considera necessária a avaliação do nível de custos e preços praticados pelas empresas de serviços partilhados no âmbito das atividades exercidas pelos grupos empresariais, pelo que dá o seu acordo a esta proposta, reconhecendo que estas empresas não estão sujeitas a regulação.

2. Para análise do nível de custos e competitividade dos fornecimentos contratados pelas empresas reguladas a estas empresas, usualmente fornecedoras de atividades não reguladas nos mesmos grupos empresariais, a ERSE deverá auditar itens específicos e considerar estudos de *benchmarking* de custos para o mesmo tipo de serviços.

E - TAXAS DE OCUPAÇÃO DE SUBSOLO (TOS)

1. Na proposta de alteração ao RT consta que os operadores das redes de distribuição devem fornecer à ERSE um relatório relativamente à aplicação das TOS que contenha, nomeadamente, os valores reais faturados pelos comercializadores e entregues aos operadores de distribuição, por município, no ano s-2.

2. Considera o CT que a anterior redação - que referia que este relatório devia conter os valores reais faturados aos (e não "pelos") comercializadores -, é uma opção mais correta na medida em que os distribuidores não conhecem exatamente os valores que são cobrados pelos comercializadores, mas apenas os que lhe forem entregues por não existir sincronização entre os momentos de faturação dos ORDs e dos comercializadores aos clientes finais, especialmente dos domésticos.

3. Salienta-se, ainda, que a manutenção desta disposição na redação proposta pode inclusivamente levar a conclusões incorretas, aquando da confrontação desta informação com a informação a prestar pelos comercializadores retalhistas e de último recurso, constante do n.º 4, alínea b) do art.º 163.º da proposta de alteração ao RT, relativa aos valores reais faturados aos consumidores de gás natural.

4. Igualmente, sugere-se que, no n.º 4 do art.º 163.º acima referido o relatório elaborado por uma empresa de auditoria seja levado a cabo com base numa amostragem de clientes, com metodologia e frequência aprovada pela ERSE, que permitindo validar a adequação dos montantes faturados pelos comercializadores aos seus clientes, será menos exigente em termos de alocação de custos e recursos por parte dos comercializadores.

5. Salienta-se, também, que algumas das informações que constarão deste relatório, nomeadamente a constante da alínea a) do n.º 4 do artigo acima referido, já poderá ser obtida através do relatório a entregar pelo operador de redes (de acordo com o n.º 3, alínea b)).

6. Sendo estes relatórios elaborados por auditores, considera-se desnecessária a duplicação no compêndio desta informação.

7. Tendo em conta os efeitos sobre o preço pago pelos consumidores, o CT junta como parte integrante deste parecer um anexo específico sobre TOS e recomenda que a ERSE intensifique a sua ação,

nomeadamente junto do legislador, tendo em vista a fixação de critérios e limites em termos de Euros/kWh.

F - MECANISMO DE APROVISIONAMENTO EFICIENTE DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO GROSSISTA

1. O CT nota a transposição para o RT do estabelecido no Decreto-Lei n.º 231/2012, que manteve centralizado no CURG o aprovisionamento de gás natural para fornecimento ao mercado regulado. Sendo certo que este está já quase limitado ao mercado doméstico, conseguir-se-á deste modo garantir de um modo transparente a uniformidade tarifária nacional na tarifa de energia sem necessidade de recorrer a transferências entre CUR.
2. O CT regista positivamente a decisão de alargar os mecanismos de compra de gás natural pelo CURG a procedimentos de mercado, sejam os leilões, sejam contratos bilaterais, desde que supervisionados pela ERSE.
3. Contudo, considera o CT que estes objetivos, de modo a garantir a transparência e previsibilidade regulatórias, deverão atender ao seguinte:

- Os resultados dos leilões terão de ser considerados firmes, em respeito do princípio do *pacta sunt servanda*;
- Aquando da realização de leilões devem ser privilegiados mecanismos de contratação pública ou plataformas eletrónicas reconhecidas pela ERSE (por ex., OMIP), para garantia da independência do processo;
- Finalmente, os princípios do mecanismo de incentivo à contratação eficiente pelo CURG deveriam ser concretizados no texto final.

G — LIBERALIZAÇÃO DO MERCADO

1. De acordo com a legislação em vigor,[281] que determinou a extinção de tarifas para os clientes finais, os comercializadores de último recurso retalhistas são ainda responsáveis por fornecer gás natural aos clientes cujo comercializador em regime de mercado tenha ficado impedido de exercer a sua atividade, bem como por assegurar o fornecimento de gás natural em locais onde não exista oferta dos comercializadores de gás natural em regime de mercado.
2. O CT reitera a sua preocupação manifestada em anteriores pareceres, no sentido de assegurar condições que permitam a existência de uma efetiva concorrência no setor, em beneficio dos consumidores finais.
3. Ora, o CT constata que das medidas legislativas recentemente aprovadas, o consumidor que num determinado local disponha apenas de uma oferta comercial por parte de um comercializador de gás natural em regime de mercado, fica sujeito ao fornecimento por parte do mesmo, sem qualquer opção de escolha e subordinado às condições de oferta daquele comercializador.
4. Neste sentido, o CT recomenda que a ERSE avalie da eventualidade de se verificarem situações como a exposta anteriormente e atue no sentido de ser acomodada a possibilidade de perante uma única

[281] Pelo disposto no Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, que estabelece o calendário para a extinção das tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m^3, está em curso a primeira fase de extinção para os clientes finais está em curso. Tendo sido iniciado a 1 de janeiro de 2013 a segunda fase de extinção das tarifas reguladas para os clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 500 m^3, foi recentemente publicado o Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro, e o Decreto-Lei n.º 231/2012, que procedem à alteração do artigo 40.º do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, e do artigo 41.º do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de junho, respetivamente.

opção de escolha de um comercializador em regime de mercado, o consumidor possa, neste caso particular, optar pelo fornecimento de um comercializador de último recurso retalhista.

5. No processo de liberalização expectável para o próximo período regulatório, a função dos CURR é redefinida, ficando estas empresas obrigadas a assegurar o abastecimento aos clientes finais economicamente vulneráveis, às situações em que não existem ofertas de mercado e sempre que um cliente fique sem comercializador livre.

6. O CT considera que os procedimentos a adotar no abastecimento a clientes finais economicamente vulneráveis são claros, mas, no que se refere às restantes situações, carecem de uma melhor concretização. Em particular, o CT nota que se alguma garantia de fornecimento a um cliente doméstico poderá ser entendível, mas num prazo curto, só em situações absolutamente excecionais e por períodos muito mais reduzidos poderá ser entendível para clientes empresariais.

7. Adicionalmente, o CT alerta para a necessidade de o preço a praticar pelos CURR aos clientes que não disponham de oferta elou clientes que fiquem sem comercializador seja, por um lado, calculado de forma transparente e de um modo que efetivamente represente um custo de mercado, por outro lado, evite um perpetuar da atividade dos CURR em alternativa à comercialização livre.

8. O CT regista, também, que o processo de liberalização do mercado do gás natural tem evoluído de uma forma positiva, sobretudo nos segmentos de clientes industriais de maior dimensão de consumo.

9. O principal objetivo no processo de abertura de mercado passa a ser os clientes abaixo de 10.000m^3, assumindo a extinção das tarifas reguladas, substituídas pelas tarifas transitórias, um papel determinante na dinâmica da liberalização.

10. O CT tem presente as características particulares deste tipo de clientes como sejam:

    (i) Faturas de valores relativamente baixos em que as tarifas de acesso - que são mero "*pass-through*" para os ORD -, podem equivaler a 2/3 do total em detrimento do peso da energia;

    (ii) A menor sofisticação na compra de energia limita os instrumentos de captação de clientes incentivadores da mudança para o mercado livre (ex. políticas descontos sobre a tarifa transitória; sobre energia).

11. Face a estas condicionantes, que afetam sobretudo os clientes de mais pequeno consumo, o CT recomenda que a ERSE:

    (i) Complete o processo de convergência para a aditividade tarifária consagrado no RT;

    (ii) Tenha em consideração e adeque a revisão da tarifa de energia implícita nas tarifas transitórias praticadas pelos CURR aos preços de mercado;

    (iii) Defina de forma transparente para o próximo período regulatório, uma trajetória de evolução das tarifas que permita aos comercializadores em mercado fazer avaliação da sustentabilidade das ofertas comerciais a praticar.

III

CONCLUSÕES

Sem prejuízo das preocupações e recomendações supramencionadas o Conselho Tarifário considera que a proposta apresentada pela ERSE respeita os objetivos preconizados.

ANEXO

Embora os problemas inerentes às TOS sejam de natureza mais abrangente que a presente revisão tarifária importa, no entanto, ter presente um conjunto de situações existentes que devem ser corrigidas em sede regulamentar, destacando-se:

A) NECESSIDADE DE TRANSPARÊNCIA DA INFORMAÇÃO

Embora exista alguma informação referente ao processo de cálculo, o valor das taxas e atuação para a cobrança e auditoria das mesmas, verifica-se uma completa opacidade quanto à informação relevante para a sua determinação. Importa, assim, que os regulamentos assegurem expressamente a concretização do direito à informação dos consumidores devendo, nomeadamente, a ERSE dispor no seu sitio da *internet* de informação quanto:

- Justificação dos valores aplicados em cada município;
- Valor total da taxa anual aplicada por cada município e indicação dos critérios do seu estabelecimento;
- Custos incluídos em cada ano, para estabelecimento pela ERSE das taxas a cobrar (v.g., taxa do ano e/ou custos diferidos de anos anteriores);
- Extensão das redes em solo municipal e fora deste número de clientes, volume de consumos por níveis de pressão em cada município;
- Informação sobre os fundamentos de determinação dos montantes de taxa pelos municípios.

B) REVISÃO DA MEDOLOGIA DE DETERMINAÇÃO DA TOS

Presentemente os municípios, em regra, estabelecem a TOS por aplicação dum custo unitário por metro linear de rede, uma vez que consideram o impacto proporcional à extensão da rede existente no município, mas a ERSE, como a legislação/regulamentação do gás natural, nada determina em relação à metodologia de repartição da TOS.

A metodologia de repercussão das TOS estabelecida pela ERSE baseia-se nos consumos de gás natural por cada cliente. Esta metodologia de cálculo resulta em valores a pagar por alguns consumidores particularmente desproporcionados quando associados à correspondente ocupação.

C) PROPOSTA

Nas condições referidas torna-se importante:

1) Suscitar junto do legislador a revisão de todo o enquadramento legal das TOS;
2) Elaborar um estudo comparativo sobre a aplicação da TOS nos diversos municípios
3) Enquanto não for revisto o enquadramento legal da TOS elaborar uma recomendação contendo os princípios e boas práticas da sua aplicação dando conhecimento da mesma aos municípios portugueses
4) Ter em conta na revisão dos regulamentos tarifário e de relações comerciais:
   (i) Revisão da metodologia de repartição das taxas pela ERSE ponderando, designadamente. a criação de mais escalões;
   (ii) Obtenção dos municípios a informação quanto à fundamentação das taxas aplicadas á semelhança em termos similares às restantes entidades que obtêm receitas a partir da energia e fazer a sua divulgação.

(iii) Dever da ERSE de disponibilizar aos consumidores as informações relevantes para determinação da TOS, nomeadamente os indicados no ponto A) Necessidade de transparência da informação;

Aprovado em 8 de janeiro de 2013.

[Parecer integral digitalizado]

◆ Alteração do Regulamento Tarifário do setor do gás natural e fixação excecional das Tarifas de Acesso às Redes de gás natural aplicáveis a clientes com consumos superiores a 10.000 m³◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT) "*(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*"[282].

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: "*(...) emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre afixação de tarifas e preços*", parecer este que é aprovado por maioria, não tem carácter vinculativo[283] e deve ser emitido no prazo máximo de 30 dias após a receção da proposta.

O Conselho de Administração da ERSE entregou ao Conselho Tarifário um "Documento justificativo da proposta de alteração do Regulamento Tarifário do setor do gás natural" e, simultaneamente, a respetiva proposta, e um "Documento Justificativo" de fixação excecional das tarifas de acesso às redes de gás aplicáveis a clientes com consumos superiores a 10.000 m^3 integrando a respetiva proposta, solicitando parecer sobre as mesmas.

A 6 de dezembro de 2010, a solicitação do CT, foram prestadas pela ERSE informações complementares.

Posto o que, nos termos do n.º 6 do artigo 149.º do Regulamento Tarifário (RT), conjugado com os n.os 1 e 3 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, a Secção do Setor do Gás Natural do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I - ENQUADRAMENTO

1. Na sequência da aprovação pela ERSE das tarifas e preços para o gás natural para 2010-2011, publicados no seu Despacho n.º 7/2010, um conjunto de grandes consumidores industriais, face ao significativo aumento das tarifas, desenvolveram várias ações no sentido verem essa situação corrigida.
2. É neste contexto que o Conselho de Administração da ERSE entendeu necessário apresentar ao CT uma proposta de fixação excecional das tarifas.
3. No entanto, o CT não pode deixar de manifestar o seu desconforto pelo facto de, contra tudo o que estatutária e regulamentarmente está estabelecido, terem sido criadas e fomentadas duas ideias erradas:
   a) Que o Despacho n.º 7/2010 seria da responsabilidade do CT, que o teria aprovado;
   b) Que competia ao CT desenvolver as ações conducentes à sua revisão.
4. Sendo a FRSE a única entidade legal e regulamentarmente com poder para processo de alteração de tarifas, seja por sua iniciativa, seja por solicitação de alguma das entidades referidas no n.º 1 do artigo 148.º do RT, competia à própria ERSE, face ao conjunto de ações, direta ou indiretamente, decorrentes da posição dos consumidores em causa, dar início ao processo.
5. Contudo, foi o CT que recomendou no seu parecer de iniciativa que a ERSE analisasse detalhadamente a situação dos grandes consumidores de gás natural e avaliasse as hipóteses de atenuação dos efeitos para, se assim concluísse e em exercício das suas competências, desencadeasse uma revisão extraordinária das tarifas.

[282] Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002. de 12 de abril.

[283] Cf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 9712002, de 12 de abril.

6. Face ao que, o CT recomenda que futuramente a ERSE tente clarificar e desmistificar cabalmente ideias como as acima referidas. que considera prejudiciais a uma boa compreensão sobre o funcionamento da entidade reguladora e da própria regulação do setor.

II - QUESTÃO PRÉVIA

O CT manifesta de forma clara e objetiva que é seu entendimento que as alterações que venham a ser aprovadas pela ERSE no âmbito do atual processo, devem assegurar que as mesmas não terão qualquer efeito sobre os consumidores com consumos inferiores a 10,000 m³/ano.

III - REVISÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO

"DOCUMENTO JUSTIFICATIVO" E "PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO DO SETOR DO GÁS NATURAL"

1. O CT considera que a redação proposta para os artigos do RT, revistos por força da alteração da estrutura da Tarifa UGSII, agora em discussão, é adequada ao objetivo pretendido.
2. O CT nota, ainda, que a ERSE limitou as alterações ao estritamente necessário para a incorporação dos novos Preços de Tarifa UGSII< e UGSII>, o que é concordante com os princípios de estabilidade regulatória.

IV - REVISÃO EXCECIONAL DAS TARIFAS

"DOCUMENTO JUSTIFICATIVO DE FIXAÇÃO EXCECIONAL DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES DE GÁS NATURAL APLICÁVEIS A CLIENTES COM CONSUMOS SUPERIORES A 10.000 M³ DO ANO GÁS 2010-2011"

A - GENERALIDADE

1. A proposta de alteração do tarifário e esclarecimentos complementares prestados pela ERSE não permitem ao CT concluir com segurança que a opção tomada será a mais adequada, quer por inexistência de hipóteses ou cenários alternativos, quer por não ficar devidamente esclarecido quais são os efeitos na estrutura tarifária acima de 10.000m³/ano, uma vez que as análises são apresentadas incorporando os consumidores que se situam abaixo daquele limite.
2. O CT recomenda que a ERSE inclua essa análise autónoma do segmento acima de 10.000m³/ano no documento final de alteração do tarifário.

B - ESPECIALIDADE

B1 - CALENDÁRIO DE APLICAÇÃO DA REVISÃO TARIFÁRIA EXCEPCIONAL

1. O CT avalia de forma negativa a proposta de aplicação da nova estrutura tarifária da UGSII a partir de 1 de dezembro de 2010, já que esta se aplicaria unicamente aos clientes em regime de mercado, em contraste com as tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos em mercado regulado acima dos 10.000 m³/ano, as quais seriam apenas revistas em janeiro de 2011, aquando da sua revisão trimestral.
2. A adoção do calendário proposto criaria, assim, uma discriminação entre os clientes em regime de mercado e os que ainda se mantém no mercado regulado, por via da tarifa transitória, dado que lhes seriam aplicadas tarifas de acesso diferentes, em clara contradição com os princípios regulatórios.
3. Deste modo, o CT recomenda que a ERSE proceda a uma única alteração de tarifários em janeiro de 2011, evitando uma possível distorção entre mercado regulado e não regulado.

B2 - *SPREAD* APLICADO À CAPITALIZAÇÃO DA RECUPERAÇÃO DO DEFICIT TARIFÁRIO DA ENERGIA

1. O CT, por mais de uma vez, expressou reservas à criação de défices tarifários, que impedem a sinalização dos custos reais associados ao fornecimento de gás natural e transferem para os consumos futuros — não necessariamente realizados pelos atuais consumidores —, a recuperação desses mesmos custos.
2. Acrescendo ao anterior, o CT tem igualmente referido a sua preocupação quanto aos custos acrescidos que a capitalização dos montantes não recuperados representa para os consumidores nos anos futuros.
3. Nota-se que a ERSE, no modelo de cálculo apresentado, pressupõe um *spread* de 1.25% sobre a Euribor a 3 meses, mas, não justifica nem o valor do *spread*, nem o indexante aplicado.
4. Face às atuais condições adversas do mercado financeiro, não se afigura possível que as empresas reguladas afetadas pelas alterações agora propostas (comercializadores de último recurso) consigam financiamento nestas condições donde resultaria, de facto, numa perda financeira relevante para essas empresas.

B3 - COMPENSAÇÕES ENTRE AS EMPRESAS REGULADAS

1. O CT concorda com os princípios do recálculo dos valores das compensações entre as empresas reguladas, nomeadamente a ligação entre os valores a transferir com os efetivamente faturados, bem como a assunção de o acerto final ser feito no momento de apresentação das contas reguladas auditadas.
2. Sem prejuízo do referido, o CT nota:

- A necessidade de acerto dos valores apresentados, de modo a compatibilizá-los com a data única de alteração da estrutura do tarifário antes recomendada (janeiro de 2011), devendo assim as empresas manter até dezembro de 2010 os pagamentos previstos no tarifário aprovado em junho de 2010;
- A aparente falta do quadro equivalente ao quadro 6-124 constante da pág. 140 do documento "Proveitos permitidos" de junho de 2010, relativo às transferências a realizar pela Lisboagás-CURR para outras CURR do grupo Galpenergia.

V - CONCLUSÃO

Face à urgência na aplicação de uma alteração com o objetivo de limitar, no imediato, os efeitos do tarifário publicado em junho de 2010 num conjunto alargado de consumidores, o Conselho Tarifário, ainda que não esteja na posse de todos os elementos que permitiriam concluir pela sua melhor adequação, considera que a proposta respeita os objetivos preconizados sem prejuízo dos comentários e recomendações supra.

Aprovado em 7 de novembro de 2010.

◆ Resposta da ERSE ◆

I – ENQUADRAMENTO

Nos termos do Regulamento Tarifário, a ERSE pode iniciar por sua iniciativa um processo de alteração das tarifas fora do período normal estabelecido. Igualmente, a ERSE pode iniciar o processo por solicitação das empresas reguladas ou de associações de consumidores com representatividade genérica nos termos da Lei n.º 24/96, de 31 de julho.

O presente processo de alteração extraordinária das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis a clientes com consumos superiores a 10 000 m³ e a necessária revisão regulamentar surge na sequência do parecer de iniciativa do Conselho Tarifário do dia 29 de outubro de 2010.

Quanto à responsabilidade pelo Despacho da ERSE n.º 7/2010 esta não poderá ser imputada ao CT. Compete ao CT emitir parecer, não vinculativo, através das suas secções especializadas, sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços[284].

A ERSE desconhece os factos que sustentam a afirmação (ponto 3, página 2, do parecer do CT de 7 de novembro de 2010) de ter sido criada a ideia de que o Despacho n.º 7/2010, de 22 de junho, e a sua revisão seriam da responsabilidade do Conselho Tarifário.

II – QUESTÃO PRÉVIA

A ERSE reafirma que esta alteração não tem quaisquer efeitos sobre os consumidores com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m³. Tal pode ser visualizado nos pontos 2.1 e 3.4 do documento de "Fixação excecional das Tarifas de acesso às redes de gás natural aplicáveis a clientes com consumos superiores a 10 000 m³ do ano gás 2010-2011", onde se refere explicitamente que estes consumidores não serão afetados.

III – REVISÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO

A ERSE congratula-se com a afirmação do CT de que foram respeitados os princípios da estabilidade regulatória nas alterações introduzidas no Regulamento Tarifário.

IV – REVISÃO EXCECIONAL DAS TARIFAS

A– GENERALIDADE

A alteração da metodologia através da reposição gradual progressiva do desvio de energia permite que o montante a recuperar neste ano gás seja equivalente a 1/21 avos do montante do desvio.

Assim, tendo em conta os proveitos já recuperados até dezembro de 2010 e os proveitos a recuperar com o novo perfil intertemporal de recuperação destes montantes, conclui-se que, para os consumos superiores a 10 000 m³ a parcela de proveitos a recuperar será nula.

Em consequência, a proposta enviada pela ERSE ao CT admite o cenário mais favorável para os clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³ no que diz respeito ao período de repercussão dos desvios tarifários de anos anteriores nos proveitos da tarifa de UGS.

Os cenários alternativos seriam a consideração de proveitos superiores aos propostos na tarifa de UGS, com os consequentes impactes tarifários nos clientes. Perante os pareceres do CT, a ERSE entendeu manter a sua proposta a este respeito, fixando a parcela II da tarifa de UGS aplicável a estes clientes igual a zero, no período de janeiro a junho de 2011.

[284] Estatutos da ERSE (Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril).

Relativamente à evolução da estrutura tarifária incluiu-se no documento justificativo das tarifas de acesso às redes extraordinárias a análise solicitada pelo CT.

B – ESPECIALIDADE

B1 – Calendário de aplicação da revisão tarifária excecional

A data de aplicação da revisão extraordinária das tarifas de Acesso às Redes será 1 de janeiro de 2011.

A fixação das tarifas transitórias não é objeto da presente fixação extraordinária de tarifas, é um processo autónomo que decorre nos termos do decreto-lei que extinguiu as tarifas reguladas de Venda a Clientes Finais de gás natural aplicáveis a consumos anuais superiores a 10 000 m^3.

B2 – *Spread* aplicado à capitalização da recuperação do deficit tarifário da energia

A ERSE concorda com o Conselho Tarifário quanto à necessidade de minimizar os desvios tarifários. A sua ocorrência reflete condições excecionais, já justificadas pela ERSE em documentos anteriores.

No âmbito da reposição gradual progressiva do desvio de energia a ERSE considerou um *spread* de 100 pontos base. Na proposta enviada ao Conselho Tarifário no dia 11 de novembro de 2010, com o objetivo de refletir a evolução dos mercados financeiros, a ERSE propôs um *spread* de 125 pontos base. Tendo em conta o parecer do Conselho Tarifário que refere "Face às atuais condições adversas do mercado financeiro, não se afigura possível que as empresas reguladas afetadas pelas alterações agora propostas (comercializadores de último recurso) consigam financiamento nestas condições donde resultaria, de facto, numa perda financeira relevante para essas empresas", a ERSE estabelece que o *spread* a aplicar até ao final do ano gás 2010-2011 seja de 175 pontos base, dando acolhimento à opinião aprovada por unanimidade pelo Conselho Tarifário.

B3 – Compensação entre as empresas reguladas

A ERSE regista com agrado a concordância do Conselho Tarifário com o "recálculo dos valores das compensações entre as empresas reguladas, nomeadamente a ligação entre os valores a transferir com os efetivamente faturados, bem como a assunção de o acerto final ser feito no momento de apresentação das contas reguladas auditadas".

No documento de "Fixação excecional das Tarifas de acesso às redes de gás natural aplicáveis a clientes com consumos superiores a 10 000 m^3 do ano gás 2010-2011" foi incluído um quadro com a informação solicitada sobre as transferências entre os CUR retalhistas no ano gás 2010-2011. Na proposta apresentada ao CT, tal quadro não tinha sido considerado porque não existem alterações nos montantes das compensações entre os comercializadores de último recurso retalhistas, mantendo-se os valores publicados no Documento "Proveitos Permitidos do ano gás 2010-2011 das empresas reguladas do setor do gás natural".

gás

Período regulatório
2007/8-2010

I. COMPOSIÇÃO DO CONSELHO

Alfredo Rocha	Representante das associações de defesa do consumidor: UGC - União Geral de Consumidores
Ana Teixeira Pinto *Jorge Lúcio*	Representante das entidades licenciadas para distribuição de gás em regime de serviço público.
António Galvão Lucas *João Pedro Mendonça Santos*	Representante dos grandes consumidores industriais de gás natural
Delfim Loureiro	Representante das associações de defesa do consumidor; DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor
Maria Cristina Portugal	Representante do Instituto do Consumidor (**Presidente**)
Patrícia Gomes	Representante das associações de defesa do consumidor: FENACOOP - Federação Nacional das Cooperativas dos Consumidores
Pedro Furtado	Representante da entidade titular da concessão do transporte de gás natural através da rede de alta pressão.
Pedro Ricardo	Representante das entidades concessionárias de distribuição regional de gás natural

II. PARECERES

1 PARÂMETROS, TARIFAS E PREÇOS

◆ Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2010-2011 e parâmetros para o período de regulação 2010-2013 e revisão do Regulamento Tarifário ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento Conselho Tarifário (CT) "*(...) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços."* [285]

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: "*(...)* emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre afixação de tarifas e preços", parecer este que é aprovado por maioria, não tem carácter vinculativo[286] e deve ser emitido no prazo máximo de 30 dias após a receção da proposta.

O Conselho de Administração da ERSE entregou ao Conselho Tarifário uma "Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2010-2011 e parâmetros para o período de regulação 2010-2013" e, simultaneamente, uma "Proposta de revisão do Regulamento Tarifário" solicitando parecer sobre as mesmas.

Posto o que, nos termos do n.º 7 do artigo 149.º do Regulamento Tarifário (RT), conjugado com o n.º 2 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, a Secção do Setor do Gás Natural do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer conjunto sobre a "Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2010-2011 e parâmetros para o período de regulação 2010-2013" e a "Proposta de revisão do Regulamento Tarifário".

A - PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2010-2011 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2010-2013

I - GENERALIDADE

1. A presente proposta de "Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2010-2011 e parâmetros para o período de regulação 2010-2013" é a primeira que surge na sequência da revisão do Regulamento Tarifário (RT) concluída em fevereiro de 2010 e possui um carácter estruturante, propondo alterações significativas em matéria tarifária.

2. Esta proposta fica igualmente marcada pelo anúncio da extinção da atividade de comercialização de último recurso e respetivas tarifas reguladas para os consumidores de gás natural com consumos anuais superiores a 10.000 m^3, incorporando as alterações introduzidas por decreto-lei aprovado em sede de Conselho de Ministros, mas que não se encontra ainda publicado.

3. Esta medida política legislativa tem consequências quer ao nível da proposta de preços e tarifas do GN para 2010-2011, quer ao nível do RT, cujas alterações foram também apresentadas pela ERSE justificando-se, no caso, a simultaneidade de ambos os processos de consulta ao CT.

4. O CT considera que uma parte substancial das alterações observadas em matéria tarifária representam uma evolução positiva face ao enquadramento tarifário previsto para o período 2009-2010, nomeadamente, a introdução de metas de eficiência nos parâmetros para o novo período de regulação que se inicia em julho de 2010 e as alterações da própria estrutura tarifária (introdução de um novo modelo tarifário de entrada/saída na tarifa de uso da rede de transporte) e ainda, o facto de as tarifas de comercialização para os CUR_R passarem a ser binómias, com um termo fixo e um variável,

[285] Conf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

[286] Conf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

ainda que neste caso possa resultar alguma dificuldade de recuperação dos proveitos permitidos por via da passagem esperada dos maiores clientes para o mercado livre.

5. A proposta encerra um acréscimo global médio de 3,2% para os consumidores de gás natural com consumos inferiores a 10.000 m^3/ano, o que representará no atual contexto económico numa efetiva perda de poder de compra, estando o racional para esta variação tarifária justificado pela ERSE, sobretudo, na subida do preço do gás natural, que está indexado à evolução do preço do petróleo.

6. Finalmente, o CT volta a constatar que, na apresentação da proposta de tarifário a ERSE, tendo embora visivelmente alterado o tipo e conteúdo do seu comunicado de imprensa, continuou a evidenciar publicamente detalhes da mesma o que, na prática, condiciona as propostas e a aceitação de alterações sugeridas pelo CT. Sem embargo da reconhecida modificação, o CT continua a entender que seria vantajoso que a ERSE se circunscrevesse, no seu comunicado, ao estritamente necessário para efeitos de comunicação à Comissão do Mercados de Valores Mobiliários.

II - ESPECIALIDADE

II/A - UNIFORMIDADE TARIFÁRIA

1. O CT continua a defender a uniformidade tarifária em todo o espaço nacional para o segmento doméstico, que elimina a discriminação negativa dos consumidores em situação de consumo igual apenas resultado da sua localização geográfica[287] .

2. Da análise da proposta agora apresentada, o CT não pode deixar de lamentar, face aos aumentos propostos diferenciados por regiões, que a ERSE não tenha aproveitado os anos gás anteriores, em que se observou uma diminuição das TCVF, para completar o processo de convergência para a uniformidade tarifária nacional.

3. Com efeito, no atual enquadramento económico, agravado pela perspetiva de aumento do custo dos combustíveis, o CT teme que num futuro próximo não volte a ocorrer um cenário favorável para eliminar as discrepâncias ainda existentes, sem implicar aumentos relevantes em alguns escalões de consumo, o que se traduz finalmente numa oportunidade perdida de completar a convergência.

4. O CT não pode deixar de recordar que, aquando da última revisão do RT, notou[288] que, sem uma decisão objetiva de variação significativa de alguns dos Termos Fixos (TF) do 1.º escalão, não será possível alcançar a plena uniformidade tarifária.

5. Verifica-se que na proposta atual se mantêm as discrepâncias criticadas pelo CT, nomeadamente nos TF do 1.º escalão doméstico entre 2.59 €/mês e 1.73 €/mês, sendo que esta diferença de 40% não conseguirá ser anulada em tempo útil por um processo de convergência mitigado[289].

6. Por outro lado, no que concerne ao Termo Variável (TV), observa-se que existem situações em que o mesmo escalão em empresas diferentes apresenta valor igual de TF e diferente de TV, o que não parece compatível com os objetivos da uniformidade tarifária.

7. Sem prejuízo de se aceitar a procura da limitação dos incrementos do preço final a suportar pelos consumidores, o CT considera existirem situações de distorção que conduzem a um TF com um peso

[287] Cf. pareceres anteriores do CT, v.g. de 15 de maio de 2009, relativo proposta de tarifas e preços para o ano gás 2009-10.

[288] cf. parecer de 3 de dezembro de 2009.

[289] Merece referência o caso particular da Beiragás, em que, quer o TF quer o Termo Variável (TV), estão entre os mais elevados observados no 1.º escalão dos CURR, o que se traduz num preço médio anual quase 5% superior à média nacional.

demasiado elevado para o 1.º escalão, o que deverá ser mitigado na fixação final das tarifas por se considerar prejudicial para os pequenos consumos em particular.

8. O CT recomenda assim à ERSE que reavalie os preços de tarifa propostos, tomando-os mais equitativos e conformes aos princípios da uniformidade tarifária.

II/B - FIM DO ALISAMENTO E NEUTRALIDADE FINANCEIRA

1. Em conformidade com o previsto no novo Regulamento Tarifário, o CT regista favoravelmente a proposta da ERSE de concretização da medida de eliminação progressiva do mecanismo de alisamento de proveitos.

2. O alisamento estabeleceu um compromisso regulatório de longo prazo entre empresas e consumidores, para permitir o reflexo do mesmo custo de uso das infraestruturas para os consumidores atuais e futuros o que foi comunicado aos mercados financeiros e acionistas das empresas.

3. Na fórmula do alisamento a neutralidade financeira é assegurada para qualquer período considerado, garantindo que nem consumidores nem empresas são prejudicados ou favorecidos no processo.

4. No caso do terminal de GNL, que viu encurtado o período de alisamento para dez anos, será devolvido, no quadro da metodologia referida, o saldo de alisamento em favor dos consumidores, com juros equivalentes à taxa de remuneração do seu ativo depois de impostos. Já no caso dos proveitos do ORT e dos ORD, o CT constata ser proposta da ERSE que os respetivos saldos de alisamento devidos às empresas sejam remunerados a uma taxa de remuneração igual à Euribor a 3 meses com um prémio de 1%, o que aparenta ser uma dualidade de critérios utilizado pela ERSE.

5. A correta aplicação da fórmula permite verificar o montante devido no quadro do processo de alisamento, considerando o CT que a ERSE deveria explicitar os montantes que considera devidos às empresas de distribuição e de transporte de gás natural, para garantir a máxima clareza do processo.

6. Igualmente, o CT recomenda que a ERSE explicite qual a sua estimativa atual de recuperação anual dos proveitos, uma vez que o detalhe apresentado se afigura insuficiente[290].

7. Sem prejuízo dos esclarecimentos e recomendações anteriores, o CT considera que deve ser explicitada a garantia da neutralidade financeira do fim do alisamento e a inexistência de dualidade de critérios.

II/C - PROVEITOS PERMITIDOS

1. O CT nota existir discrepância no valor das amortizações utilizadas no cálculo dos proveitos permitidos, nomeadamente dos operadores de rede de distribuição[291].

2. Com efeito, a titulo de exemplo reproduzem-se os valores da Lusitaniagás e da Portgás no quadro seguinte, verificando-se que o valor da amortização (A_{ALR}) utilizado para fixação do Ativo Líquido a Remunerar (ALR) é sempre superior ao valor da mesma natureza (A_{pp}) utilizado para cálculo do Proveitos Permitidos (PP):

[290] Cf. documento "Proveitos permitidos do ano gás 2010-2011".

[291] Cf. documento "Proveitos permitidos do ano gás 2010-2011".

(milhares €)	A_{ALR}	A_{PP}	*Fonte*
Lusitaniagás	9 305	7 463	*Q6-37/38*
Portgás	10 297	8 605	*Q6-49/50*

Nota: Os valores das A_{ALR} apresentados são os médios dos anos 2010 e 2011, líquidos das Comparticipações

3. Por outro lado, já no documento de "Ajustamentos dos anos gás 2007-2008 e 2008-2009"[292], publicado em 15 de Junho de 2009, a ERSE indicava que para efeitos de cálculo dos proveitos permitidos utilizava a amortização dos ativos a custos históricos, mas que para efeitos da diminuição do ALR utilizava as amortizações reavaliadas.
4. O CT considera que uma utilização de critérios diferentes para o estabelecimento de valores que sejam exatamente da mesma natureza não é justificável, sendo que a aparente aplicação de metodologias incoerentes entre si prejudica a clareza e transparência do cálculo dos proveitos e tarifas.
5. O CT nota, igualmente, que sendo o valor das amortizações utilizadas para a fixação dos proveitos permitidos o menor dos dois valores apresentados (A_{ALR} e ALR), a adoção deste método pode consubstanciar uma subavaliação dos mesmos proveitos, o que poderá conduzir a uma correção posterior das tarifas, agravadas pelos juros correspondentes, facto que se considera indesejável para os consumidores.
6. Nestas condições, no interesse da consistência da proposta de tarifário apresentada, o CT recomenda que a ERSE explicite e justifique os critérios de estabelecimento das amortizações dos ativos regulados das empresas de infraestruturas.

II/D - AJUSTAMENTOS

1. O CT tomou conhecimento que duas das empresas reguladas enviaram as demonstrações financeiras obrigatórias contendo lapsos nos valores, constatáveis nas demonstrações financeiras anexas ao documento "Ajustamentos".
2. Sublinha-se que a correção da informação enviada à ERSE é fundamental para que esta apresente a sua proposta ao CT e que as eventuais distorções e correções posteriores podem ter como efeito o maior distanciamento entre a proposta apreciada e a adoção final de tarifas e preços.
3. Sem prejuízo de pugnar pela necessidade de correção dos dados enviados pelas empresas o que, reconhece-se, tem sido registado no setor do gás natural, o CT não se opõe a que a ERSE aceite a correção de manifestos lapsos por parte das empresas reguladas.

II/E - DESVIOS E SUA RECUPERAÇÃO

1. O RT prevê que as tarifas são calculadas ex-ante incorporando informação previsional nas diversas componentes de formação dos preços nomeadamente de custos e quantidades estimadas sendo a divisão dos proveitos permitidos estimados pelas variáveis de faturação, que permite apurar o preço das tarifas.
2. Os desvios tarifários ocorrem inevitavelmente como resultado da impossibilidade de prever rigorosamente os custos e as quantidades no futuro. Estes desvios são calculados no ano seguinte àquele em que ocorreram, tendo por base os valores definitivos constantes das contas auditadas

[292] Cf. Quadro 3-30 na pág. 40, para a atividade de gestão técnica global do sistema.

prestadas pelas empresas sendo apurados pela ERSE e incorporados no cálculo das tarifas dois anos após terem ocorrido.

3. Idealmente os desvios devem ser nulos em prol da estabilidade tarifária, em beneficio dos consumidores e das empresas, minimizando distorções de preços que desvirtuem a correta estrutura de custos do uso das infraestruturas

4. Observa-se, contudo, que as empresas de infraestruturas têm acumulado desvios significativos dos seus proveitos permitidos, considerando-se que a acumulação de desvios no mesmo sentido em vários anos consecutivos, introduz uma distorção dos preços indesejada pelos consumidores.

5. O CT considera que seria oportuno que a ERSE ponderasse introduzir um patamar de desvios a partir do qual se realizaria uma revisão extraordinária das tarifas e preços, assim mitigando os impactos nas tarifas nos anos subsequentes.

II/F - TARIFAS

II/F.1 - UGS

1. O CT constata que a parcela que mais contribui para o aumento proposto é a tarifa de Uso Global do Sistema (UGS), com a nova parcela UGS II que, assim, subirá dum peso percentual de 0,3% na estrutura do preço médio das tarifas de venda a clientes finais <= 10.000 m^3/ano para um peso de 2,3%.

2. A fim de promover a transparência do sistema, o CT considera que deve ser dada informação adicional sobre a determinação do preço da tarifa UGS para cada categoria dos consumidores no sistema, evidenciando eventuais custos com ajustamentos imputados a cada grupo de consumidores no mercado e os custos com ajustamentos efetivamente gerados por esse tipo de consumidores.

11/F.2 - Tarifas de armazenamento

1. A ERSE propõe uma tarifa de armazenamento de GNL no terminal que é marginalmente inferior à tarifa de armazenamento subterrâneo.

2. Considerando que a função primordial do terminal é a receção de gás e a sua emissão, o CT considera que a relação entre as tarifas de armazenamento que a ERSE propõe, distorce a procura em favor do armazenamento de GNL no terminal que, sendo estruturalmente mais caro, tem consequências negativas a nível operacional.

3. Entende o CT que é positiva a redução da tarifa de armazenamento no terminal, designadamente por razões de concorrência. Contudo, assinala o CT que as tarifas a fixar não devem incentivar os utilizadores a optar por manter as reservas de segurança de gás no armazenamento do terminal e não no armazenamento subterrâneo, risco que considera existir caso não seja dado um adequado sinal de preço.

4. Recomenda, assim, o CT que a tarifa de armazenamento do terminal seja revista, evitado riscos de utilização do armazenamento do terminal para fins diversos e dando-se um correto sinal de preço.

5. Ainda, a ERSE propõe que a colocação de gás no terminal possa ser feita por contrafluxo a custo zero. O CT considera que a solução proposta, além de constituir um sinal de preço inadequado, potenciará uma errada utilização do terminal para armazenamento de longa duração, pelo que se recomenda a revisão do preço proposto.

11/F. 3 - Tarifa social

1. O CT regista que continua por criar e regulamentar uma tarifa social para o setor do gás natural.

2. O CT está ciente que, a criação de tal mecanismo é um instrumento de iniciativa legislativa.

3. Não obstante, o CT convida o regulador a desenvolver ações junto das entidades competentes sensibilizando-as para a necessidade de conceber critérios que definam:

   a) Os conceitos de consumidor economicamente vulnerável e das condições de acesso a uma tarifa social;

   b) Os benefícios concretos a conferir pela tarifa social (v.g. nível de desconto ou isenções de determinados consumos ou tarifa aplicável ao consumo);

   c) Forma de operacionalização e metodologia de aplicação da tarifa social.

4. Sem prejuízo desta futura definição, o CT entende que a ERSE poderá, desde já, estudar soluções tarifárias que possam proteger as faixas de consumidores mais vulneráveis.

II/G - METAS DE EFICIÊNCIA

1. A ERSE aplica pela primeira vez, nesta na proposta de parâmetros e tarifário, o novo modelo de regulação resultante do RT, estabelecendo metas de eficiência para diversas fases da cadeia de valor do gás natural.

2. O CT entende que, quando aplicado de forma eficaz, o estabelecimento destas metas pode promover uma maior eficiência por parte das empresas que atuam no setor em beneficio de todos os consumidores pelo que sublinhou essa importância no seu parecer de 3 de Dezembro de 2009, emitido aquando da revisão do RT, recomendando designadamente que a ERSE explicitasse de modo mais detalhado os princípios que se propunha seguir na aplicação do novo modelo regulatório e que envolvesse as empresas que atuam no setor e demais interessados, na discussão dos objetivos de eficiência a estabelecer para os períodos regulatórios.

3. Tendo o CT oportunidade de se pronunciar sobre metas de eficiência a adotar, pela primeira vez com a proposta agora apresentada pela ERSE e sublinhando que teria sido útil que o processo tivesse sido desenvolvido de um modo mais participado, o CT regista o seguinte:

   3.1 A ERSE assenta as suas propostas num estudo[293] que conduziu para as atividades de distribuição e comercialização de último recurso e, para as atividades do terminal e transporte, numa análise da evolução de custos.

   3.2 O CT considera que os pressupostos em que as propostas da ERSE se baseiam estão insuficientemente explicados e devem ser objeto de melhor concretização no documento final, designadamente:

      a) As metas de eficiência devem ser claramente estabelecidas para o período regulatório o que não resulta claro da proposta;

      b) O impacto das alterações legislativas e regulatórias nos custos líquidos das empresas deve ser tido em consideração e explicitado, nomeadamente quanto à aprovação da Lei n.º 12/2008[294] dos SPE e do Decreto-Lei n.º 134/2009 dos *call centers* e as alterações ao RRC e RQS, por exemplo com proibição da cobrança dos encargos de contratação e realização obrigatória de leituras extraordinárias.

      c) A identificação dos "drivers" dos custos variáveis e respetiva ponderação, recomendando o CT a explicitação da metodologia e respetiva fundamentação. Em particular, o CT recomenda

[293] Cf. Documento "Metas de eficiência".

[294] Cf. Documento "Parâmetros e custo de capital para o período 2009-2011", a págs. 29 que refere que as alterações foram consideradas no estabelecimento dos custos eficientes no caso do setor elétrico.

que a ERSE analise e pondere o peso relativo do driver energia nas diferentes atividades, de forma a evitar que recaia sobre as empresas reguladas o risco decorrente da não aderência das previsões da ERSE com a realidade.

d) Fixação do ano base para as projeções: a ERSE ao estabelecer como base o ano de 2008-para extrapolação dos valores para 2010-11, dá um "salto" temporal que não atende às variações de custos entretanto verificadas, peio que as metas de eficiência para o primeiro ano são já superiores às anunciadas[295].

4. Em conformidade com o já anteriormente recomendado pelo CT e atendendo ao facto de não ter existido discussão prévia das metas de eficiência para o período regulatório com vista à fixação dos melhores e mais exequíveis valores, o CT recomenda uma reanálise da metodologia de fixação das metas de eficiência e discussão da mesma com os interessados, no período de tempo que decorre até à fixação de parâmetros e tarifas.

II/H - TAXAS DE SUBSOLO

1. A Lei 53-E/2006, de 29 de dezembro define o regime geral das taxas das autarquias locais e estabelece que compete às Assembleias Municipais a definição das taxas de ocupação de subsolo.
2. À ERSE compete a definição da metodologia de repercussão nos consumidores das taxas de ocupação do subsolo aprovadas por cada município.
3. A metodologia estabelecida pela ERSE envolve uma estrutura de preços binómia com uma parcela fixa e uma parcela de energia, distinguindo dois tipos de fornecimentos: superiores a 10 000m^3 e inferiores a 10 000m^3 por ano.
4. A estrutura de preços foi determinada de modo a que o pagamento das taxas de ocupação do subsolo apresente uma estrutura semelhante à estrutura das tarifas de uso da rede de distribuição.
5. As taxas de ocupação de subsolo são calculadas com base na tarifa de uso da rede de distribuição e serão autonomizadas nas faturas a apresentar pelos comercializadores ao consumidor.
6. Sendo embora uma taxa municipal autónoma e distinta dos consumos, na origem e no destinatário de receita, o facto de o seu pagamento ser devido conjuntamente com o do gás natural tem necessariamente um efeito negativo no na estrutura do preço final apresentado aos consumidores.
7. O CT expressa uma grande preocupação com o efeito que a soma destas taxas pode ter no consumidor final, recomendando à ERSE não apenas que divulgue e publicite claramente quais os montantes cobrados por cada município como, também, que desenvolva, junto da associação representativa dos mesmos, diligências que visem por um lado, a moderação dos valores e a convergências de critérios e, por outro, a sensibilização para a isenção de taxas municipais em caso que os justifiquem.

II/I - MECANISMOS DE COMPENSAÇÃO PREVISTOS NOS CONTRATOS DE CONCESSÃO

O CT entende que não se encontra explicitado na proposta apresentada pela ERSE a forma como está a ser cumprido o disposto no art. 39.º dos contratos de concessão da distribuição celebrados entre o Estado Português e as empresas reguladas[296], em particular no que toca à reavaliação dos ativos.

[295] O CT chama a atenção para o caso do Fundo de Pensões da Lisboagás, que constitui uma obrigação legal da empresa, e que entre o ano de referência e o próximo ano terá um aumento relevante sem que tal corresponda a qualquer aumento de benefícios,

[296] Cf. ponto 5.2.1 a págs. 28-29 do Documento "Proveitos permitidos do ano gás 2011-2011" e n.º 3 da Cláusula 39 dos Contratos de Concessão cujas minutas foram aprovadas pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 98/2008, de 3 de abril.

II/J - PREÇO DOS OUTROS SERVIÇOS

II/J 1. Preço da leitura extraordinária

1. Os operadores das redes informaram a ERSE que leitura extraordinária é pouco frequente e que a leitura dos contadores é realizada com grande taxa de sucesso, ao que não será alheio o facto duma percentagem elevada dos contadores de gás se encontrar instalada fora das habitações.
2. Os custos da prestação de serviços apresentada pelos operadores (ORD) para a leitura extraordinária são muito diversos: 2,44€ na Duriensegás, 2,50€ na Setgás e Lusitaniagás, 2,71€ na Beiragás; 10,40€ na Portgás e 14,63€ na Lisboagás.
3. Verifica-se, ainda, que uma parte dos ORD não apresentaram quaisquer valores referentes a este serviço nem consideram que o mesmo tenha qualquer expressão quantitativa relevante, sendo fundamentalmente as regiões de Lisboa e Porto que apresentam um maior número de leituras extraordinárias.
4. A CT está ciente que a leitura extraordinária ocorre em situações excecionais, após terem sido efetuadas várias diligências pelo ORD (pelo menos dois contactos escritos solicitando a leitura, indicação na fatura dessa necessidade e do contacto telefónico gratuito para comunicar a leitura), considerando o CT que tais diligências que se devem manter por forma precisamente a evitar este tipo de leitura.
5. A ERSE propõe a fixação dum preço para o serviço de leitura extraordinária de 9,14€ valor este que resultará duma média simples do preço proposto pelos ORD.
6. A aplicação duma média ponderada com base no número de leituras efetuadas no ano anterior embora possa ter como resultado um preço mais elevado traduzir-se-á, no entendimento do CT, numa mais correta alocação dos custos e na minimizando de custos do próprio sistema.
7. O CT recomenda, assim, à ERSE que reveja os preços das leituras extraordinárias de acordo com a metodologia da média ponderada.

II/J 2. Preço dos serviços de interrupção e restabelecimento

1. O CT considera que, à semelhança do que defendeu quanto à leitura extraordinária, também relativamente aos serviços prestados de interrupção e restabelecimento em virtude da falta de pagamento, deve vigorar o princípio do utilizador pagador.
2. Assim, o CT recomenda que a ERSE reveja os preços propostos de acordo com esse princípio, conforme a uma mais correta alocação de custos e minimizando a imputação de custos ao sistema.

B - PROPOSTA DE REVISÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO

III - GENERALIDADE

1. O CT nota a opção da ERSE em apresentar uma proposta de tarifário para o ano gás 2010-11 que é enquadrada pela anunciada aprovação do decreto-lei que extingue as tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumo superior a 10.000 m^3/ano.
2. Na ausência de conhecimento da redação do decreto-lei referido, o CT nota que o seu parecer sobre a proposta de revisão do RT está condicionado, reconhecendo-se embora a necessidade de revisão de modo a que a proposta de tarifário para o ano gás 2010-2011, agora em apreciação, seja coerente com o novo enquadramento tarifário a aplicar aos clientes com consumo superior a 10.000 m^3/ano.

3. A metodologia adotada pela ERSE de criação de um tarifário transitório para os clientes acima de 10.000 m^3/ano parece adequada, considerando a anunciada data limite de 31 de março de 2011 para a conclusão da transferência dos clientes deste segmento para comercializadores em regime de mercado. No entanto, resulta menos claro quais os critérios seguidos pela ERSE para estabelecimento do valor do "incentivo à escolha de um comercializador de mercado", fixado para o ano gás num agravamento de 1.5% sobre a tarifa (cf. documento "Proveitos permitidos do ano gás 2010-11", pág. 21).

4. O CT considera corretas as alterações propostas ao articulado do RT, que incorporam adequadamente a criação do tarifário transitório no cálculo dos proveitos permitidos dos comercializadores de último recurso.

5. No entanto, dado que alguns dos ajustamentos previstos virão a ser recuperados nas tarifas UGS I e UGS II, o CT recomenda que nas próximas propostas de tarifário em que ainda se proceda a ajustamentos derivados do processo de extinção das tarifas a clientes acima dos 10.000 m^3/ano, se proceda a uma adequada identificação dos valores em recuperação, para a correta alocação dos mesmos.

IV - ESPECIALIDADE

1. Sem prejuízo da apreciação globalmente positiva ao novo articulado, com a extinção das tarifas a clientes acima dos 10.000m^3/ano, o CT considera dever retomar duas suas anteriores sugestões.

2. Assim, o CT sugere que a ERSE pondere aproveitar esta revisão pontual do RT para:

   a) incorporar uma alteração anteriormente proposta pelo CT[297], que se refere à remuneração do fundo de maneio à taxa de remuneração dos ativos, a qual se aplica em particular aos proveitos permitidos dos CUR, pelo que a sua adoção neste momento seria particularmente adequada;

   b) Clarificar a fixação do *spread* para o período regulatório em vez de ser em cada ano, para fins de estabilidade e previsibilidade regulatória.

3. Finalmente, o CT sugere que no Art.º 80.º algumas das numerações das equações sejam corrigidas na versão final, a saber: no n.º 3, deve ser (82) no lugar de (80); no n.º 6, deve ser (84) no lugar de (83); no n.º 7, deve ser (82) no lugar de (80). Igualmente, no n.º 10 do art. 64.º a referência à equação (17) deve ser entendida como (23).

V - CONCLUSÃO

O Conselho Tarifário considera que as propostas que lhe foram apresentadas pela ERSE deverão ser reformuladas de acordo com as recomendações constantes do presente parecer.

Aprovado em 17 de maio de 2010.

[Parecer integral digitalizado]: ver pg. 129 e ss.

[297] Cf. pareceres de 15 de maio de 2009 (ponto 7.2) e de 3 de dezembro de 2009 (ponto 11-F).

◆ Resposta da ERSE ◆

A – PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2010-2011 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2010-2013

I – NA GENERALIDADE

A ERSE congratula-se com a posição demonstrada pelo Conselho Tarifário (CT) sobre a proposta de "Tarifas e preços do gás natural para o ano gás 2010-2011 e parâmetros para o período de regulação 2010-2013", a qual surge na sequência de uma revisão profunda do Regulamento Tarifário (RT), e como referido pelo CT com carácter estruturante, e da extinção da atividade de comercialização de último recurso e respetivas tarifas reguladas para os consumidores de gás natural com consumos superiores a 10 000 m^3.

Relativamente à informação disponibilizada pela ERSE em comunicado, considera-se que o mesmo permite esclarecer os consumidores e demais agentes de mercado, destacando a importância do parecer do Conselho Tarifário, o qual será tornado público juntamente com a versão final do documento de "Tarifas e preços do gás natural para o ano gás 2010-2011 e parâmetros para o período de Regulação 2010-2013".

II – NA ESPECIALIDADE

II/A – UNIFORMIDADE TARIFÁRIA

O CT tem registado a importância que reconhece à uniformidade tarifária nacional, enquanto objetivo a perseguir a curto prazo. Nesse sentido, em 2010 foram alterados os regulamentos prevendo-se um mecanismo acelerador da convergência das tarifas de venda a clientes finais para tarifas nacionais.

As tarifas aprovadas para 2010-2011 são, em virtude da aplicação deste novo mecanismo, mais próximas entre si do que no ano anterior, registando-se em particular uma igualdade nacional dos preços dos termos fixos do 2.º, 3.º e 4.º escalão, e uma igualdade dos termos variáveis por grupos de comercializadores.

A ERSE considera que uma maior convergência ao nível dos termos fixos do 1.º escalão só poderia ser conseguida à custa de variações tarifárias significativas nos clientes com consumos muito baixos, sendo por isso desaconselhável a sua aplicação num só ano.

No que diz respeito aos escalões de consumo cujos termos fixos são iguais e os termos variáveis são diferentes, a ERSE alerta para o facto de esta situação ser ainda assim mais próxima da convergência nacional do que a anterior. Estes preços evidenciam a existência de grupos de consumidores no território nacional que observam tarifas superiores aos consumidores idênticos noutros comercializadores, situação que será corrigida, com o tempo, pela convergência tarifária.

Em futuras propostas de tarifas, a ERSE continuará a ter em conta a prioridade bem identificada pelo CT da uniformidade tarifária nacional.

II/B – FIM DO ALISAMENTO E NEUTRALIDADE FINANCEIRA

O CT, após reiterar o seu agrado com o fim do alisamento, considera que devem ser explicitados os montantes que a ERSE considera devidos às empresas de distribuição e de transporte de gás natural, para garantir a máxima clareza do processo.

Os montantes da reposição gradual da neutralidade financeira utilizados pela ERSE são ainda provisórios, na medida que apenas os anos gás 2007-2008 e 2008-2009 apresentam valores reais, para o ano gás 2009-2010 foram utilizados valores estimados, os quais serão corrigidos no próximo ano.

Tal como solicitado pelo CT, a ERSE garante a inexistência de "dualidade de critérios" em termos financeiros. Os montantes a repor são calculados com a mesma taxa estabelecida no mecanismo de alisamento, i.e., taxa de remuneração dos ativos líquida de impostos, as taxas utilizadas para atualizar os

desvios do passado são: 6,615% no caso da distribuição e 5,88% no caso do transporte. Uma vez atualizados os valores e calculados os montantes a pagar aos operadores há que considerar uma taxa associada ao diferimento do pagamento deste valor no tempo. Para tal, a ERSE utiliza o mesmo critério dos ajustamentos inter-anuais considerada no Regulamento Tarifário, ou seja, a taxa de juro Euribor a três meses, média, determinada com base nos valores diários do período em causa, acrescida do *spread* de 1 ponto percentual.

II/C – PROVEITOS PERMITIDOS

O CT recomenda que a ERSE explicite e justifique os critérios de estabelecimento das amortizações dos ativos regulados das empresas de infraestruturas.

A ERSE ao analisar as reavaliações iniciais do valor dos ativos, previstas no Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, verificou que algumas empresas interpretaram a definição de reavaliação, constante dos artigos 68.º e 70.º, de forma pouco usual. Ou seja, reavaliaram o valor bruto dos ativos imobilizados, sem terem efetuado correção semelhante no caso das amortizações acumuladas, por esta via o acréscimo do valor da base de ativos regulada resulta superior ao valor da inflação.

As reavaliações, construídas pelas empresas da forma descrita, obtiveram aprovação do Ministério das Finanças, pelo que a ERSE deu cumprimento ao aprovado e incluiu no cálculo do ativo líquido médio a remunerar o valor da reavaliação apresentado pelas empresas.

Para efeitos de custos com amortizações do exercício, e agindo em coerência com os critérios pouco usuais das referidas reavaliações, entende que as amortizações do exercício a suportar pelos consumidores não devem incidir sobre a parcela da reavaliação.

Uma abordagem diferente relativamente à parcela das amortizações da reavaliação implicava, segundo a ERSE, contrariar a reavaliação homologada pelo Ministro das Finanças.

II/D – AJUSTAMENTOS

Tal como refere o CT, algumas empresas reguladas enviaram contas auditadas, em data posterior a 15 de abril, com alterações relativamente à versão anterior que tinha servido para cálculo dos proveitos permitidos. Refira-se que, do ponto de vista regulamentar, esta informação prevê-se ser remetida à ERSE até 15 de dezembro do ano anterior ao da fixação de tarifas, de forma a ser devidamente tratada e validada para efeitos de cálculo.

Neste contexto há que analisar os novos dados, corrigir os proveitos em conformidade, sem deixar de ponderar os inconvenientes mencionados pelo CT: "*eventuais distorções e correções posteriores podem ter como efeito o maior distanciamento entre a proposta apreciada e a eventual adoção final de tarifas e preços*".

A ERSE irá acolher o parecer do CT e proceder à incorporação das referidas correções nos proveitos permitidos. No entanto, algumas das correções, nomeadamente as de maior materialidade, implicam procedimentos de validação e cálculo que inviabilizam a sua introdução imediata nas tarifas para 2010-2011, pelo que serão consideradas no próximo exercício tarifário.

II/E – DESVIOS E SUA RECUPERAÇÃO

Como referido pelo CT, o sistema instituído de determinação dos proveitos permitidos gera desvios em resultado de se utilizarem valores estimados e previsionais, sendo o correspondente ajustamento recuperado passados dois anos, com base nas contas devidamente auditadas.

Ora, o CT considera que a ERSE deveria ponderar a introdução de um patamar acima do qual se realizaria uma revisão extraordinária de tarifas e preços de modo a mitigar os impactes nas tarifas de anos subsequentes.

A ERSE já ponderou este tema aquando da revisão do Regulamento Tarifário (versão aprovada pelo Despacho n.º 4848/2010), tendo sido implementado um ajustamento intermédio no ano s-1 exatamente para minimizar os impactes nas tarifas de anos subsequentes.

Importa clarificar que os desvios que têm ocorrido nas empresas de infraestruturas não têm sido sempre no mesmo sentido. No caso do transporte, começou por ser positivo passando nos dois anos seguintes a ser negativo. Na distribuição, o primeiro ajustamento, agora efetuado, é a devolver aos consumidores. E, por último, no terminal, o saldo entre proveitos faturados e custos reconhecidos nos primeiros três anos (muito por efeito do mecanismo de alisamento), resulta num montante a devolver aos consumidores nos próximos anos.

Porém, acresce referir, que alguns dos fatores que provocaram os desvios nos primeiros anos de regulação nas empresas de infraestruturas (por ex: previsão das quantidades) foram alterados, pelo que esta situação terá certamente sofrido significativas melhorias.

II/F – TARIFAS

II/F.1 – UGS

O CT considera que o sistema seria mais transparente se a ERSE fornecesse informação adicional sobre a determinação do preço da tarifa de UGS para cada categoria de consumidores do sistema, dado o acréscimo que esta tarifa sofreu com a UGS II.

Com o fim decretado das tarifas reguladas de venda a clientes finais, a ERSE passa a publicar apenas as tarifas para os clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m^3. Assim, a análise da contribuição da tarifa de Uso Global do Sistema, nomeadamente da sua nova parcela II, para as tarifas dos vários grupos de consumidores encontra-se apresentada no contexto das tarifas de acesso às redes, no capítulo 5 do Documento Justificativo das tarifas.

II/F.2 – Tarifas de armazenamento

A ERSE concorda que o preço do armazenamento de GNL deve ser superior ao do armazenamento subterrâneo, garantindo-se que as reservas estratégicas sejam preferencialmente constituídas no armazenamento subterrâneo.

Deste modo, o preço de armazenamento de GNL foi revisto, sendo o mesmo igual ao preço do armazenamento subterrâneo, incluindo injeção e extração, adicionado do custo das perdas totais de energia no armazenamento subterrâneo. Esta alteração garante que não existe incentivo aos utilizadores a optar por manter as reservas de segurança de gás no armazenamento do terminal e não no armazenamento subterrâneo.

A ERSE mantém a sua proposta de injeção comercial de gás no terminal por contrafluxo a custo zero, uma vez que a alteração do preço do armazenamento de GNL garante a não utilização do terminal para armazenamento de longa duração.

II/F.3 – Tarifa social

A ERSE partilha da visão do CT, considerando que a proteção dos consumidores mais vulneráveis deve assumir a maior relevância na agenda dos decisores políticos e da sociedade em geral, configurando-se, atualmente, como um desafio que se apresenta à regulação do setor de gás natural.

A Diretiva n.º 2009/73/CE, de 13 de julho de 2009, que estabelece regras comuns para o mercado interno de gás natural, consagra a necessidade de proteção dos consumidores vulneráveis.

Neste contexto, importa adotar medidas concretas de proteção dos consumidores economicamente mais vulneráveis, em linha com a referida diretiva. Tal como referido pelo CT esta matéria é da competência do Governo, contudo a ERSE dará o seu contributo efetuando uma reflexão alargada sobre a aplicação de

tarifas sociais e o conceito de consumidor "economicamente mais vulnerável", que deverá ser baseado num critério de pobreza em linha com critérios já adotados pelo Ministério da Segurança Social, e concretizar as formas de melhor garantir o acesso destes consumidores ao serviço de fornecimento de gás natural.

A abrangência das medidas de proteção dos consumidores pode ser grande, tendo-se por exemplo na área das disposições de natureza comercial: informação dedicada, formas de contacto e de pagamento diferenciadas, assistência na gestão dos encargos familiares, especial proteção contra variações bruscas de preços, tipo de serviços orientados, ajuda e informação na área da utilização racional de energia e de soluções mais eficientes, não interrupção no período de Inverno, entre outras.

II/G – METAS DE EFICIÊNCIA

O CT recomenda um conjunto de alterações às metas de eficiência propostas pela ERSE para os proveitos relacionados com os custos operacionais das atividades reguladas do setor do gás natural. O CT pronuncia-se sobre dois aspetos: i) o ponto de partida, i.e., a base de custos para o período de regulação e ii) a escolha dos indutores de custos e o peso relativo dos mesmos, recomendando um menor peso relativo do "driver" energia "de forma a evitar que recaia sobre as empresas reguladas o risco da não aderência das previsões da ERSE com a realidade.

A ERSE deu acolhimento à generalidade das recomendações do CT nesta matéria. No entanto, as alterações são distintas consoante a atividade em causa, pois nem todos os aspetos mencionados são aplicáveis a todas as atividades reguladas.

No que diz respeito às atividades do terminal e do transporte de gás natural, o CT sugeriu à ERSE, após a audição pública da proposta de revisão regulamentar, que a aplicação de metas de eficiência se deveria alargar a estas atividades. A ERSE acolheu favoravelmente esta sugestão, tendo, porém, sublinhado que não poderia desenvolver um estudo deste tipo no curto período que permeava a sugestão do CT e a apresentação da proposta de tarifas, remetendo para o período regulatório em curso o desenvolvimento de um estudo dessa natureza. Assim, para superar esta situação, a ERSE interagiu com os diferentes *stakeholders,* tendo iniciado o processo antes da apresentação da proposta ao CT e continuado após a apresentação ao mesmo. Finalizado este processo, a ERSE incorpora na versão final do documento de tarifas e parâmetros para o próximo período regulatório as sugestões do CT, no sentido de diminuir o peso relativo do *driver* "energia" nas atividades do terminal e do transporte, incorporando outros *drivers* de custo, nomeadamente o *driver* "capacidade de emissão" no caso das atividades do terminal e os drivers "comprimentos de rede" e "número de GRMS" no caso da atividade de transporte de gás natural.

No que diz respeito à atividade de distribuição de gás natural, a definição de metas de eficiência a aplicar nessa atividade para o período regulatório 2010-2013 assenta num estudo que, tal como programado aquando da apresentação da proposta de revisão regulamentar, acompanhou a atual proposta de tarifas e parâmetros submetida ao CT. No seguimento das sugestões recebidas do CT após a apresentação do referido estudo, a ERSE concordou em alterar a base de custos da atividade de distribuição de gás natural de modo a incorporar alguns efeitos decorrentes das alterações legislativas nos custos líquidos de proveitos das empresas reguladas da atividade de distribuição de gás natural. Saliente-se que pelo seu carácter pioneiro, a aplicação das conclusões do estudo, pela ERSE, no decorrer do período regulatório beneficiará das sugestões e contributos de todos os *stakeholders* envolvidos.

No que diz respeito à atividade de comercialização de gás natural para os clientes com consumos inferiores a 10 000 m^3, a ERSE acolheu favoravelmente a sugestão de alteração do peso relativo do driver de custo "energia" devido à natureza desta atividade, tendo em consequência aumentado o peso relativo do driver "número de clientes", de 50% para 60%, e diminuído o peso relativo do *driver* de custo "energia", de 50% para 40%.

II/H – TAXAS DE SUBSOLO

A ERSE entende e solidariza-se com o CT na preocupação demonstrada pelo efeito que a soma das taxas de ocupação do subsolo terá no valor a pagar pelos consumidores de gás natural. Nesse sentido, foram transmitidas orientações às empresas para inclusão destas taxas na fatura, tendo sido dada especial ênfase à informação a prestar aos consumidores seja através da internet, seja na própria fatura, nomeadamente sobre quem tem o ónus de proceder ao pagamento, qual o montante e quem é o beneficiário direto destas taxas.

Regista-se a recomendação de que a ERSE desenvolva esforços junto da associação representativa dos municípios, no sentido de se conseguir moderação nos valores, convergência de critérios e isenção de pagamento nos casos que se justifiquem. A ERSE, sem deixar de reiterar que fará o que estiver ao seu alcance para obter resultados favoráveis, sublinha que esta matéria não é da sua competência.

II/I – MECANISMOS DE COMPENSAÇÃO PREVISTOS NOS CONTRATOS DE CONCESSÃO

A proposta de "Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2010-2011 e parâmetros para o período de regulação 2010-2013" incorpora, à semelhança de anos anteriores, os mecanismos de compensação previstos nos contratos de concessão da atividade de distribuição de gás natural, assegurando o equilíbrio económico-financeiro das concessionárias, nos termos previstos no artigo 3.º dos seus Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

No que respeita às reavaliações sucessivas, mencionadas no artigo 39.º dos referidos contratos de concessão, a ERSE não tem conhecimento de qualquer ato ou documento, emitido por entidades competentes para o efeito, no sentido de acionar as referidas reavaliações de forma a que possam produzir efeito nas tarifas a publicar para o ano gás 2010-2011, não sendo de sua competência o processo de reavaliação.

II/J – PREÇOS DOS OUTROS SERVIÇOS

II/J.1 – Preço da leitura extraordinária

O preço para a realização de leituras extraordinárias que constava da proposta submetida a parecer do Conselho Tarifário correspondia ao valor proposto à ERSE pelos operadores das redes de distribuição, nos termos estabelecidos no artigo 161.º do Regulamento de Relações Comerciais.

No seu parecer, o Conselho Tarifário refere as vantagens de proceder ao cálculo do preço do serviço de leitura extraordinária com base nos custos de cada empresa ponderados pelo número de vezes que este serviço foi prestado no ano gás 2008-2009.

A aplicação da metodologia sugerida pelo Conselho Tarifário revelou-se impossível de levar à prática devido à inexistência de informação fiável sobre o número de vezes que o serviço de leitura extraordinária foi prestado por cada uma das empresas.

Neste contexto, a ERSE decidiu manter a sua proposta, que coincide com o valor proposto pelos operadores das redes de distribuição.

II/J.2 – Preço dos serviços de interrupção e restabelecimento

Atendendo à disparidade de custos apresentados pelos operadores das redes de distribuição para a prestação dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural, a proposta de preços da ERSE foi elaborada tendo por base os custos mais eficientes apresentados e a adoção de critérios que visavam evitar variações anuais significativas nestes preços, em linha com as orientações seguidas no setor elétrico após recomendação do Conselho Tarifário expressa no parecer sobre "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2004".

Considerando o atual parecer unânime do Conselho Tarifário de que os preços devem refletir a totalidade dos custos, a ERSE tentou proceder ao cálculo dos valores dos preços dos serviços de interrupção e restabelecimento com base nos custos de cada empresa ponderados pelo número de vezes que este serviço foi prestado no ano gás 2008-2009. A aplicação desta metodologia conduziria a valores superiores aos propostos à ERSE pelos operadores das redes de distribuição. Acresce que a informação disponível sobre o número de vezes que cada serviço foi prestado não é completa, designadamente no que respeita ao número de serviços prestados no período noturno.

Tendo em conta estes factos, a ERSE decidiu, à semelhança do preço da leitura extraordinária, considerar que a proposta de preços apresentada pelos operadores das redes de distribuição reflete razoavelmente os custos médios de prestação destes serviços.

Tendo em conta o anteriormente exposto, os preços aprovados pela ERSE para os serviços de interrupção e restabelecimento correspondem aos preços propostos pelos operadores das redes de distribuição, o que representa aumentos entre os 2% e os 5% face aos valores que vigoraram no ano gás 2009-2010.

B - PROPOSTA DE REVISÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO

III– GENERALIDADE

A ERSE regista o parecer favorável do Conselho Tarifário (CT) à metodologia proposta de extinção gradual da atividade de comercialização de último recurso para clientes com consumos anuais acima de 10 000 m^3 e a concordância do CT relativamente às "alterações propostas ao articulado do RT, que incorporam adequadamente a criação do tarifário transitório no cálculo dos proveitos permitidos dos comercializadores de último recurso".

O "incentivo à escolha de um comercializador de mercado" de 1,5% a aplicar consecutivamente em dois trimestres do próximo ano gás teve por base o conhecimento do funcionamento do mercado. Com efeito, o diferencial de 3% é indicado pelos agentes de mercado como a referência a partir da qual os consumidores aceitam iniciar o processo de mudança de fornecedor, ganhos percentuais menores que este, podem não ser suficientes para quebrar a indiferença. Assim, gradualmente, em dois trimestres atingir-se-á o valor de 3%. Importa referir que este valor é utilizado para efeitos de determinação do "sobreproveito" mitigando os eventuais custos associados à extinção da atividade de comercialização e sendo de imediato revertido em benefício de todos os consumidores.

A ERSE terá em consideração a recomendação do CT de nas próximas propostas de tarifário identificar claramente os valores em recuperação nas parcelas I e II da Tarifa UGS derivados do processo de extinção das tarifas a clientes com consumos acima de 10 000 m^3.

IV- ESPECIALIDADE

A ERSE toma boa nota das sugestões do CT, referindo, no entanto, que as duas questões colocadas relativas à incorporação de uma alteração relacionada com a aplicação da taxa de remuneração dos ativos à remuneração do fundo de maneio dos CURr e a da fixação do *spread* para o período regulatório em substituição da definição anual, não constituíram matéria objeto da presente revisão do Regulamento Tarifário.

Por fim refira-se que a ERSE deu cumprimento às sugestões de correção referidas no n.º 3 deste ponto.

◆ Tarifas e preços para o ano gás 2009-2010 ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento Conselho Tarifário (CT) "(...) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços" [298].

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: "*(...)* emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre afixação de tarifas e preços", parecer este que é aprovado por maioria, não tem carácter vinculativo[299] e deve ser emitido no prazo máximo de 30 dias após a receção da proposta.

O Conselho de Administração da ERSE entregou ao Conselho Tarifário uma "Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás de 2009-2010", solicitando parecer sobre a mesma.

Posto o que, nos termos do n.º 7 do artigo 149.º do Regulamento Tarifário (RT), conjugado com o n.º 2 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, a Secção do Setor do Gás Natural do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I - GENERALIDADE

1. É importante sublinhar a transparência com a que ERSE, previamente à adoção de alterações regulamentares com implicações para as empresas reguladas e para os consumidores, desencadeia consultas públicas que permitem e incentivam a participação de todos os interesses e interessados, tenham assento, ou não, nos órgãos consultivos da ERSE (Conselhos Consultivo e Tarifário).
2. Contudo, quanto ao momento de realização de consultas públicas, o CT enfatiza o facto de estar a ser apresentada uma proposta de revisão do RT conjuntamente com a presente proposta de tarifas e preços, propostas estas que se encontram interligadas, sendo que a apreciação duma delas contende necessariamente com a outra.
3. Reiteradamente, o CT tem criticado este tipo de procedimento, em simultaneidade e interligação, agravado pelo facto de um dos documentos ser sujeito a consulta pública e o outro não, por entender que o mesmo aumenta a suscetibilidade da proposta sobre a qual o CT se debate ser muito distante da versão final a aprovar pela ERSE.
4. Recorda-se, aliás, que o CT tem defendido que no caso das propostas em que exista consulta pública, se deveria pronunciar após esta ter cessado e já sobre o documento previsivelmente mais próximo da versão final que incorporasse os contributos resultantes da audição.
5. O CT considera, ainda, ser fundamental sublinhar que no âmbito do processo da consulta restrita sobre a proposta de tarifas e preços que, nos termos da lei, a ERSE promove, a apresentação da proposta ao CT tem sido antecedida por um comunicado de imprensa que, pertinentemente, a ERSE emite.
6. Contudo, o CT tem constatado que o conteúdo e a extensão da informação transmitida por intermédio do comunicado são crescentemente mais detalhados e, atento o natural tratamento da informação da ERSE pela comunicação social, geram-se constrangimentos desnecessários à apreciação da proposta por parte do Conselho, em especial quanto a propostas na prática já divulgadas e sufragadas pela opinião pública.

[298] Conf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

[299] Conf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

7. Sem que se ponha em causa a transparência com que a ERSE, enquanto regulador, tem pautado a sua atuação, o Conselho considera útil recomendar à ERSE uma particular atenção na elaboração dos comunicados de imprensa para que a informação transmitida sobre a proposta de tarifas e preços bem como, sendo o caso, sobre parâmetros para um triénio regulatório, se circunscreva ao estritamente essencial e necessário.

8. Com vista a obviar este tipo de situações e sem prejuízo das demais recomendações constantes do parecer sobre a revisão do RT, o CT sugere que o procedimento a seguir seja o seguinte:

   i) As propostas de tarifas e preços de gás natural devem ser temporalmente espaçadas e subsequentes a eventuais revisões do Regulamento Tarifário;

   ii) A ERSE deveria, durante o processo de elaboração da sua proposta, ouvir o CT sobre opções estruturais e eventuais alertas que este Conselho considere pertinentes ter em consideração na proposta de revisão das tarifas;

   iii) Após esta audição, a ERSE concluirá a sua proposta de tarifas e preços de gás natural, solicitando então ao CT a emissão de parecer.

II - ESPECIALIDADE

A - UNIFORMIDADE TARIFÁRIA

A1. O CT defendeu já que a uniformidade tarifária em todo o espaço nacional, que elimina a descriminação negativa dos consumidores em situação igual em virtude da sua localização geográfica, deve acautelar os impactos negativos relevantes no tarifário[300].

A2. O CT concorda que, para limitar os impactes que individualmente alguns clientes poderiam observar, a aplicação plena deste princípio poderá ser gradual constatando que, embora a presente proposta tenda para a uniformidade tarifária e aproxime as tarifas de venda aos clientes domésticos entre os vários comercializadores de último recurso retalhistas, continuam a subsistir diferenças de preços nestas TVCF entre as diferentes regiões para o mesmo tipo de cliente.

A3. Considera, de novo, o CT que aproveitando o facto de existir urna redução média global das tarifas, existira espaço para uma uniformização mais acentuada eliminando, o quanto antes, a descriminação negativa dos consumidores em situação análoga apenas em virtude da sua localização geográfica.

A4. O CT considera que se encontram reunidas as condições para a uniformidade tarifária plena, em virtude da existência de uma redução média global das tarifas com alguma expressão, pelo que recomenda à ERSE a sua efetivação.

A5. Tendo a ERSE assumido como opção que não existiria qualquer subida de tarifas, acaba por induzir uma menor convergência do que seria desde já possível.

A6. Com efeito, o limiar de 0% de aumento assumido pela ERSE na sua proposta para todos os preços de tarifa, não resulta do RT, regulamento que prevê mecanismos de convergência para a uniformidade tarifária sem a imposição de limiares quantitativos, sendo aquela fixação dum limiar uma opção tomada pelo regulador.

A7. Finalmente, o CT sugere que sejam retirados os constrangimentos que impedem uma mais célere convergência para a tarifa uniforme, de modo a que se possa atingir mais rapidamente uma plena uniformidade.

[300] Cf. parecer do CT de 15 de maio de 2008.

B - PATAMARES DE CONSUMO

B1. O CT considera meritória a redução do limiar de opção de acesso à tarifa de média pressão por parte dos consumidores de 2.000.000 para 1.000.000 m^3/ano, pelo efeito gerador de aumento de competitividade na indústria, lamentando que a ERSE não o tenha feito de imediato, no seguimento do alerta deixado pelo Conselho no seu parecer de 15 de maio de 2008.

B2. Sendo que o estabelecimento deste novo patamar decorre de um ato meramente discricionário, e, portanto, discutível, o CT aceita-o como transitório, considerando que a ERSE deve manter a monitorização do mercado, com vista a eventual alargamento desta possibilidade a um maior número de consumidores, dado se considerar que o patamar entre os 10.000 e 1.000.000 de m^3/ano é ainda suficientemente amplo e abrangendo uma pluralidade de situações que poderá justificar alargamento dessa diferenciação.

B3. O CT constata que as opções da ERSE na construção desta tarifa, mantém as duas tarifas em questão (MP e BP>) muito próximas, quando poderia eventualmente ter sido mais ousada na diferenciação pretendida.

B4. Essa situação é ainda menos significativa quando se desce abaixo do limiar agora estabelecido (1.000.000 m^3), o que limita um eventual futuro alargamento dos limites de aplicação desta possibilidade, que não poderá ocorrer sem uma alteração mais profunda e significativa.

B5. O CT alerta, ainda, para a necessidade de evitar a criação de incongruências tarifárias, como acontece no caso em torno dos 2.000.000 m^3 (ano onde, dado o único elemento diferenciador ser uma marcada diferença no termo fixo aplicável, já que os termos de capacidade e de energia são iguais independentemente do abastecimento ser disponibilizado por CURg ou CURr, se tem como consequência que os consumidores abastecidos por CURg têm uma tarifa unitária final muito superior.

B6. Pelo exposto, o CT sugere que a ERSE pondere a criação de escalões tarifários adicionais.

C - MARGENS DE COMERCIALIZAÇÃO E FUNDO DE MANEIO

C1. O CT não pode deixar de considerar negativa a ausência de clareza do documento no que respeita à determinação da margem de comercialização, atentas, especialmente, as recomendações deste Conselho incluídas no parecer emitido sobre a proposta de tarifário no ano gás transato[301], reforçadas com as agora apresentadas no documento relativo à revisão do Regulamento Tarifário.

C2. O CT questiona, em particular, o facto de a ERSE não ter proposto para o setor do gás a mesma metodologia para remuneração do fundo de maneio introduzida recentemente para o setor elétrico, prevista aliás nos contratos de concessão das concessionárias do gás natural, limitando-se a manter a metodologia utilizada no ano gás transato o que, no atual contexto de dificuldade na obtenção de financiamentos e exponencial aumento dos *spreads* aplicados pelas instituições de crédito se revela desadequado, pelo que o CT recomenda a reavaliação deste ponto.

D - CUSTOS ACEITES (RÁCIO DE EFICIÊNCIA)

D1. A exemplo do realizado no ano gás transato, no que respeita à análise dos custos operacionais totais das empresas do setor da distribuição (ORD e CURR), a ERSE realizou uma análise por custos unitários por cliente.

[301] Cf. Pareceres do CT de 10/março/2008 e 15/maio/2008.

D2. O CT nota que não existe uma análise detalhada da natureza dos custos apresentados pelas empresas, parecendo que a ERSE os assume integralmente como "custos controláveis", classificação que em alguns casos (v.g. custos com pessoal) peca por excessivamente simplista.

D3. O CT tem dúvidas sobre a razoabilidade do pressuposto de manutenção do custo unitário de 2007 aplicado às quatro maiores empresas[302], critério este que não só obriga as empresas a manter os custos verificados num cenário de operação antes da separação jurídica (por si só já com custos naturalmente inferiores) e da entrada em vigor de toda a nova regulamentação, como representa uma situação em que por três anos consecutivos não será possível às empresas refletir, mesmo que parcialmente, o impacto da inflação verificada.

D4. O CT recomenda, assim, que a ERSE proceda a uma definição e classificação dos custos como controláveis e não controláveis, fixando, após discussão com as empresas, objetivos de melhoria da eficiência, o que da proposta não parece ter ocorrido, dado que se baseia apenas no congelamento de um rácio por decisão unilateral da ERSE.

E - INVESTIMENTOS E PROVEITOS

E1. Terminal

E1.1. O Conselho regista o aumento verificado no investimento associado ao TGNL face ao previsto em anos anteriores que se traduziu num aumento das tarifas por força do processo de alisamento em vigor.

E1.2. Foi esclarecido que o aumento do investimento decorre da necessidade de assegurar a segurança de abastecimento futura, com base na previsão de aumento da procura e a cada vez maior dependência da infraestrutura do TGNL para o abastecimento do país.

E1.3. O conceito do alisamento de proveitos visa que os consumidores do presente e do futuro paguem o mesmo pelo serviço prestado. O aumento da procura permitirá no futuro que o investimento agora necessário seja rapidamente diluído pela maior procura, com um impacte positivo no custo unitário da tarifa média.

E1.4. Verifica-se, contudo, um aumento no custo unitário médio na utilização do terminal, sugerindo o CT que a ERSE pondere, face aos mecanismos ao seu dispor, sobre a possibilidade de o limitar no âmbito do mecanismo de alisamento.

E1.5. O CT recomenda à ERSE que, para o próximo período regulatório e no âmbito da revisão do RT que o antecederá, seja estudada a possibilidade de eliminação do alisamento nos proveitos das infraestruturas da RNTIAT.

E2. Investimentos no setor da distribuição

E2.1. O CT anota a metodologia aplicada pela ERSE na análise dos investimentos propostos pelas empresas do setor da distribuição, mas da mesma resultam dúvidas que se considera deverem ser esclarecidas na proposta final.

E2.2. De acordo com as explicações incluídas no documento, a ERSE terá considerado as projeções de quantidades a longo prazo apresentadas pelas ORD (de uma maneira geral superiores às apresentadas no ano transato), mas terá ajustado os investimentos propostos por forma a manter os rácios de investimentos/quantidades apresentados anteriormente. Daqui resultou uma redução da parcela "custo de capital" a receber pelas ORD.

[302] Lisboagás, Lusitaniagás e Setgás.

E2.3. A ERSE considerou que o aumento de investimentos relativamente ao apresentado no ano gás anterior não é suportado por um aumento de volumes[303], expressando o CT reservas sobre as estimativas de quantidades utilizadas pelo regulador podendo, também aqui, haver um enviesamento da análise realizada, por comparação de valores de origem diversa e, assim, não coerentes.

E.2.4. Foi dado conhecimento ao CT da informação enviada pelas empresas reguladas relativo aos investimentos na renovação da rede de Lisboa, que não tinham sido incluídos nas projeções de investimento enviadas em 2008. Trata-se de um projeto em curso há cerca de 15 anos de renovação da rede de gás mais antiga do País, necessária em termos de segurança e que, por si, não trará volumes acrescidos, sugerindo o CT que tais investimentos sejam devidamente considerados.

E2.5. O CT recomenda, assim, a revisão da proposta de modo a responder mais adequadamente aos cenários propostos pelas empresas, dando os sinais adequados à prossecução da política de investimentos no setor da distribuição.

F - AJUSTAMENTOS DE PROVEITOS

F1.1 A proposta de tarifas e preços incorpora os ajustamentos referentes ao ano t-2, no caso o Ano gás 2007/2008, apurados sobre a informação auditada emitida pelas empresas.

F1.2. Na proposta de ajustamentos da REN-Gasodutos, REN-Armazenagem e REN-Atlântico, a ERSE refere custos de amortização que poderão não estar consistentes com as amortizações dos ativos fixos remunerados, pelo que se solicita a sua revisão.

G - ESTIMATIVAS DE MERCADO E RECUPERAÇÃO DE PROVEITOS PERMITIDOS MECANISMOS DE COMPENSAÇÃO

G1. Estimativas de Mercado

G1.1. O CT regista que no estabelecimento das quantidades previstas para o ano gás, a ERSE optou por um cenário que se aproxima da sua estimativa utilizada na fixação do tarifário para o ano gás 2008-2009[304], opção que, particularmente no que diz respeito às quantidades a veicular nas Redes de Distribuição, pode ter repercussões negativas, nomeadamente ao nível da recuperação dos proveitos permitidos e criação de desvios.

G1.2. Acresce que as estimativas das ORD para o AG2009-10 são coerentes com as do ano gás anterior AG2008-09 e confirmadas nas estimativas de fecho do AG2008-09 apresentadas pelas empresas.

G1.3. O CT nota que, à exceção da tarifa de energia, a proposta da ERSE omite qualquer referência às estimativas de fecho para o ano gás em curso apresentadas pelas empresas reguladas, informação de base real que considera valiosa e deve ser tomada em conta, de forma a minimizar erros de estimativas e a consequente criação de desvios.

G1.4. Ora, no atual enquadramento económico depressivo, a adoção para o AG 2009-2010 dos valores utilizados no ano gás transato que já configuravam uma sobrestimativa de aproximadamente 10-15% relativamente ao verificado parece pouco prudente.

G1.5. Pelo que, o CT recomenda que a ERSE reavalie as suas previsões com base em todas as fontes de informação disponíveis e projeções adotadas, com o consequente impacto ao nível das tarifas unitárias.

[303] Cf. *infra* "Estimativas de mercado".

[304] Cf. Documento "Caracterização da procura de GN".

G2. Recuperação de proveitos permitidos e mecanismo de compensação entre empresas

G2.1. O CT nota que, no ano transato, a ERSE corrigiu fortemente em alta as estimativas das ORDs, em termos do volume a veicular nas suas redes no ano gás em curso em cerca de 400 Mm^3/[305], correção esta que conduziu a tarifas unitárias baseadas num aumento de GN veiculado de perto de 20%, face às estimativas das ORDs.

G2.2. Sucede que os volumes realmente veiculados no ano gás em curso foram inferiores às previsões da ERSE, observando-se no conjunto das ORD e CURR um consequente significativo défice de recuperação de proveitos, em particular na Portgás-CURR, que será agravado pelas estimativas utilizadas para o AG2009-10.

G2.3. Se pelo RT este desvio poderia ser considerado como apenas temporário, dado o RT prever mecanismos de recuperação dos proveitos permitidos, na realidade, com o mecanismo de compensações por efeito da uniformidade tarifária nacional, as empresas que à partida eram já deficitárias em recuperação de proveitos ("recebedoras") ficaram numa situação de dupla fragilidade, pois as empresas superavitárias ("pagadoras"), não tiveram o nível de recuperação de proveitos que lhes permitisse a transferência de verbas.

G2.4. Face ao ano gás anterior a verba a transferir entre empresas é especialmente aumentada nas CURR bem como na Lusitaniagás ORD, pelo que o CT expressa a sua preocupação de que a fixação de tarifas artificialmente reduzidas por motivo de sobrestimativa de volumes apenas agrave a situação, potenciando a criação de défices tarifários adicionais, a recuperar mais tarde com encargos financeiros.

G2.5. Pelo exposto, o CT recomenda a revisão das estimativas de mercado com base nas previsões mais atualizadas possível, tendo em conta designadamente as estimativas de fecho do ano gás em curso apresentadas a 15 de dezembro de 2008, pelas empresas reguladas.

H - PREÇOS DOS SERVIÇOS

H1. Além da fixação de tarifas, compete à ERSE, nos termos regulamentares aplicáveis, fixar os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural; preço de leitura extraordinária e quantia mínima a pagar em caso de mora e encargos com a rede a construir; devendo esta fixação ter em conta as propostas apresentadas pelas empresas reguladas. O CT considera que, duma maneira geral, as propostas da ERSE se encontram suficientemente explicitadas.

H2. No entanto, não pode deixar de destacar o texto equívoco e a ausência de justificação clara que constitui a proposta de aumentos de 6,4 % (preço que vigora desde o ano gás 2007-2008 para a prestação do serviço em horário noturno) e de 17,5% (preço que vigora desde o ano gás 2007-2008 para a prestação do serviço ao sábado), considerando o CT que a ERSE deve clarificar e justificar a sua proposta, designadamente concretizando o contexto e destinatários destes dois serviços.

I. FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS

I1. Nos termos do Regulamento Tarifário os ajustamentos para perdas e autoconsumos também são aplicados aos valores dos preços das tarifas relativas a cada infraestrutura.

I2. Na resposta ao parecer do CT referente ao AG 2008-2009, a ERSE reforçou a recomendação aos ORD para desenvolverem estudos de determinação destes fatores que permitissem sustentar os valores propostos os quais, tendo sido realizados pelas empresas reguladas, não são mencionados

[305] Cf. Proposta de tarifas e preços para o AG2008-09.

ou avaliados, designadamente quanto à sua completude. O CT aguarda que a ERSE mantenha a monitorização das propostas apresentadas pelas operadoras, instando-as no sentido dum maior refinamento dos valores.

J - RELATÓRIO DA QUALIDADE DE SERVIÇO

J1. O CT salienta que a garantia da qualidade de serviço deve constituir elemento nuclear de uma justa e adequada regulação, sendo que o objetivo da melhoria da mesma será tido em conta no processo de fixação de tarifas e preços.

J2. Assim, é com preocupação que o CT constata a inexistência na proposta em análise do relatório da qualidade de serviço da ERSE, conforme estatuído no art.º 61.º do Regulamento da Qualidade de Serviço do gás natural em vigor, recomendando à ERSE a sua urgente publicação.

L - COOPERAÇÃO INTERNACIONAL DE TARIFAS E PREÇOS

L1. Na presente proposta não é incluída qualquer referência ou comparação internacional de tarifas e preços, sendo que o CT valoriza uma análise autónoma desde que baseada em valores que permitam a efetiva comparação de realidades.

L2. O CT entende que a ERSE deve acompanhar a problemática da comparação internacional de tarifas e preços, antecipando-se e facultando os mais credíveis dados e fonte de informação.

L3. O CT considera que, desta forma, será possível minimizar os impactos de algumas análises divulgadas pela comunicação social, em moldes dificilmente justificáveis quer pelos representantes dos consumidores, quer pelas entidades reguladas e mesmo pela própria entidade reguladora.

M - DESVIOS TARIFÁRIOS

M1. O CT manifesta a sua grande preocupação pela não aderência das tarifas aos custos e pela sobrestimação de consumos, fatores estes que são determinantes para a criação de desvios tarifários.

M2. Embora a juventude da regulação no setor do gás natural possa justificar previsões menos precisas, já o CT considera ser fundamental que o regulador proceda à sua correção assim que surjam os primeiros indícios de desvios a que acrescerão encargos financeiros.

M3. Assim, o CT alerta para a necessidade de serem ponderadas e revistas todas as opções potencialmente geradoras de desvios tarifários.

III - CONCLUSÃO

O Conselho Tarifário considera que as propostas que lhe foram apresentadas pela ERSE deverão ser reformuladas de acordo com as recomendações constantes do presente parecer.

Aprovado em 15 de maio de 2009.

[Parecer integral digitalizado]: ver pg. 113 e ss.

◆ Resposta da ERSE ◆

I – NA GENERALIDADE

A ERSE concorda na generalidade com o Conselho Tarifário sobre a metodologia a adotar no processo de alteração do Regulamento Tarifário.

Na presente situação, a opção tomada pela ERSE foi justificada pela pertinência da proposta de alteração ao Regulamento Tarifário do setor do gás natural, que ao proceder à aprovação de tarifas de Curtas Utilizações viabiliza a utilização do gás natural como combustível em determinados setores de atividade com os benefícios que tal acarreta para todo o sistema nacional de gás natural. É também de evidenciar o contributo desta proposta no sentido dum aumento da concorrência e do aprofundamento do mercado de gás natural na medida em que se facilita a entrada de novos comercializadores.

Considerando que no próximo ano gás inicia-se um novo período de regulação, será em breve colocada a consulta pública uma proposta de alteração dos regulamentos do setor do gás natural da responsabilidade da ERSE, que incluirá naturalmente uma proposta de alteração ao Regulamento Tarifário. Esta proposta de alteração ao Regulamento Tarifário precederá a proposta de tarifas e preços de gás natural conforme solicitado pelos vários intervenientes.

No que respeita à informação apresentada publicamente sobre a proposta submetida ao Conselho Tarifário, justificada por razões de transparência, considera-se que a mesma é equilibrada nos objetivos a que se propõe de esclarecimento dos consumidores, agentes de mercado e demais interessados, revestindo-se esta matéria da maior importância, nomeadamente, para os consumidores e agentes de mercado. A informação apresentada destaca o papel fundamental do Conselho Tarifário na análise da proposta da ERSE e a importância de que se reveste o seu parecer, o qual é tornado público, assim como a resposta da ERSE ao mesmo.

II – NA ESPECIALIDADE

A – UNIFORMIDADE TARIFÁRIA

O CT considera que se encontram reunidas as condições para a uniformidade tarifária plena, em virtude da redução média global das tarifas. A ERSE considera que a uniformidade tarifária deve ser conseguida acautelando eventuais impactos tarifários nos consumidores de gás natural, assumindo esta preocupação importância acrescida na atual conjuntura económica. Conforme se ilustra no quadro seguinte, apesar de existir uma redução média global das tarifas, a uniformidade tarifária plena implicaria acréscimos tarifários significativos em alguns escalões de consumo.

Quadro II - 1 - Variação tarifária média por escalão de consumo com uniformidade tarifária plena

	Escalão 1	Escalão 2	Escalão 3	Escalão 4	Global
	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
BEI	-7,0%	-9,1%	6,0%	8,1%	-2,9%
DIA	-5,5%	-6,6%	-3,3%	-0,2%	-3,8%
DOU	-5,1%	-8,8%	-3,6%	-2,4%	-5,1%
DUR	-5,1%	-6,3%	-1,9%	-0,7%	-3,9%
LIS	-4,5%	-7,5%	4,1%	4,9%	-4,2%
LUS	-2,1%	-7,4%	-0,6%	2,4%	-3,9%
MED	-4,1%	-6,8%	-	0,4%	-3,4%
PAX	-4,3%	-9,0%	-4,1%	-0,3%	-3,4%
POR	6,6%	-5,4%	-2,5%	6,2%	-2,6%
SET	-3,4%	-8,7%	3,3%	5,7%	-5,0%
TAG	-5,0%	-8,8%	4,7%	6,0%	-3,8%

Na proposta apresentada ao CT a ERSE impôs um limiar de 0% de aumento para todos os preços. Tendo em conta o parecer do CT, que solicita uma convergência mais célere para tarifas uniformes, flexibilizou-se este critério sendo nas tarifas ora aprovadas permitidos acréscimos de preços sempre que tal não implique subidas nas faturas dos consumidores. Esta alteração permite uma convergência mais célere para a uniformidade tarifária, conforme se ilustra nas duas figuras seguintes em que se apresentam, para o 2º escalão de consumo, os preços de energia e dos termos fixos da proposta apresentada ao CT, os preços ora aprovados e os preços aditivos, por comercializador de último recurso.

Figura II - 1 - Variação no preço de energia do 2.º escalão de consumo, por CUR

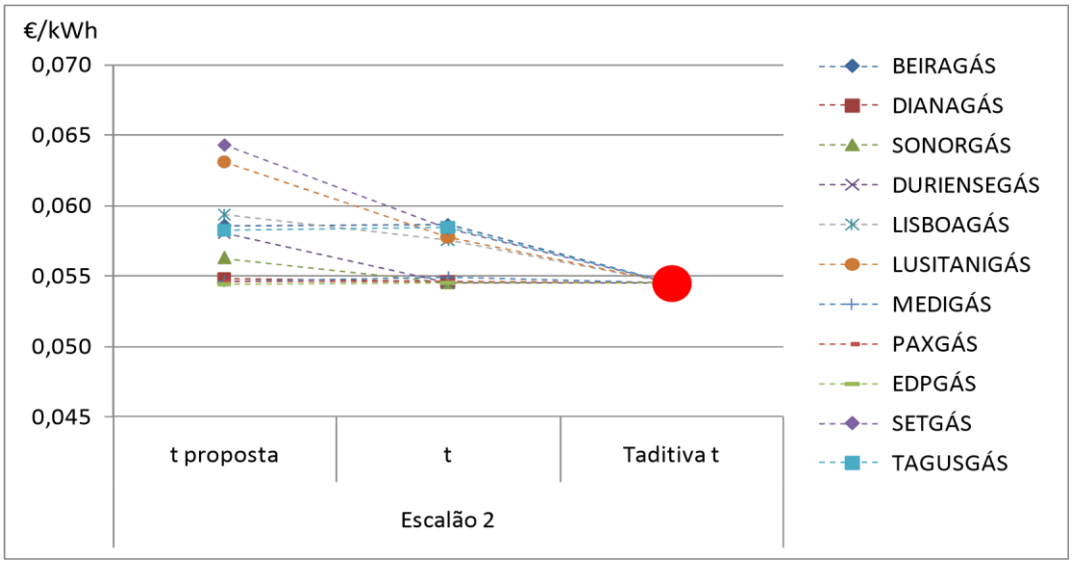
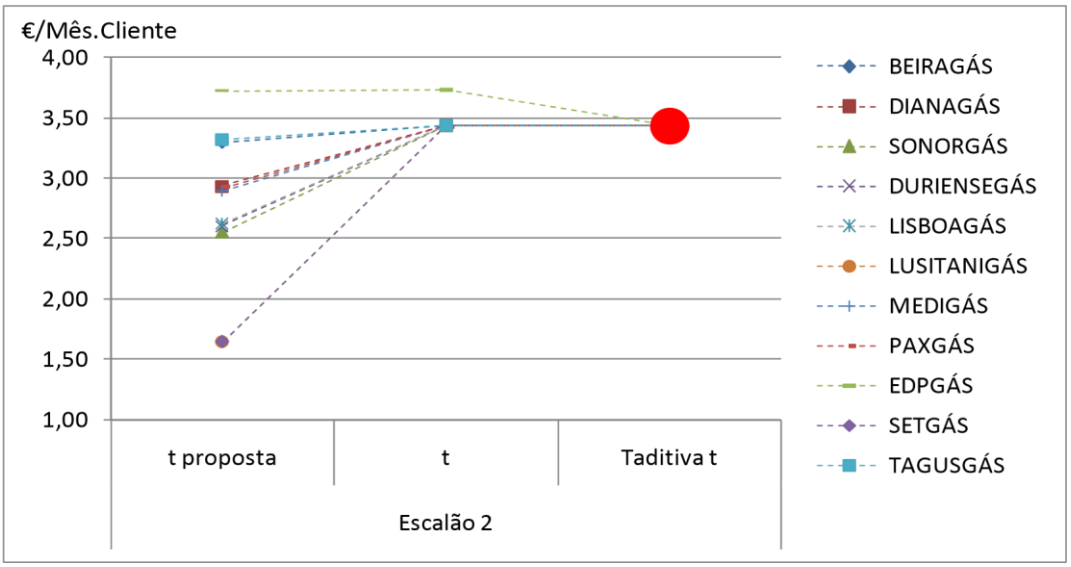


Figura II - 2 - Variação no preço do termo fixo do 2.º escalão de consumo, por CUR



No entanto, são acauteladas subidas tarifárias nas faturas de todos os consumidores, conforme se ilustra no quadro seguinte, em que são apresentadas as variações tarifárias no limite mínimo e no limite máximo dos escalões de consumo, assim como a variação tarifária média.

Quadro II - 2 - Variações tarifárias por escalão de consumo

(%)

	Escalão 1			Escalão 2			Escalão 3			Escalão 4		
	Limite mínimo	Limite máximo	Média	Limite mínimo	Limite máximo	Média	Limite mínimo	Limite máximo	Média	Limite mínimo	Limite máximo	Média
BEI	0,0%	-4,9%	-4,4%	-3,3%	-4,2%	-3,5%	-1,0%	-0,5%	-1,0%	-0,1%	0,0%	0,0%
DIA	-0,2%	-6,2%	-5,5%	-6,4%	-9,1%	-6,5%	-3,3%	-5,2%	-3,3%	-0,8%	-0,1%	-0,4%
DOU	-0,2%	-5,4%	-5,1%	-5,0%	-8,9%	-8,8%	-0,2%	-3,6%	-3,6%	-1,4%	-3,0%	-2,4%
DUR	-0,2%	-5,5%	-5,1%	-4,6%	-8,3%	-6,3%	-0,7%	-3,9%	-1,9%	0,0%	-1,2%	-0,7%
LIS	0,0%	-7,5%	-7,4%	-2,8%	-6,2%	-3,5%	-1,6%	-0,9%	-1,1%	-0,2%	0,0%	0,0%
LUS	0,0%	-8,3%	-7,9%	-2,0%	-8,7%	-3,1%	-2,6%	-1,4%	-1,9%	-1,2%	-0,1%	-0,3%
MED	-0,2%	-5,6%	-3,9%	-5,8%	-8,5%	-6,3%	-2,8%	-4,8%	-	-0,6%	-0,1%	-0,6%
PAX	-0,2%	-6,1%	-4,3%	-6,4%	-9,0%	-8,9%	-3,1%	-5,1%	-4,0%	-0,8%	-0,1%	-0,4%
POR	0,0%	-4,8%	-3,7%	-3,5%	-3,1%	-3,5%	-1,8%	-1,5%	-1,8%	-3,8%	-0,5%	-3,2%
SET	0,0%	-9,8%	-9,2%	-3,4%	-10,0%	-3,7%	-2,3%	-1,3%	-2,3%	-0,5%	-0,1%	-0,2%
TAG	0,0%	-4,7%	-4,3%	-3,7%	-4,6%	-3,7%	-1,1%	-0,6%	-0,9%	-0,1%	0,0%	0,0%

B – PATAMARES DE CONSUMO

O CT congratulou a ERSE pela redução do limiar de opção de acesso à tarifa de Média Pressão para 1 000 000 m^3/ano, mas considerou a escolha do novo patamar como discricionária. O desenvolvimento normal de uma rede de distribuição de gás conduz a que os clientes com consumos mais elevados sejam fornecidos em níveis de pressão superiores, dado que a sua localização é um fator determinante no desenvolvimento da rede principal (troços centrais, de maior capacidade).

Adicionalmente, as redes de gás caracterizam-se por uma grande flexibilidade no binómio pressão/caudal, permitindo em termos economicamente justificáveis a alimentação a grandes clientes em BP. Estes clientes

não são diferentes dos seus homólogos em MP, justificando-se por isso a flexibilização tarifária, no sentido de harmonizar o tratamento destes clientes.

Em junho de 2008, o despacho que publicou as tarifas para o ano gás 2008-2009, definiu que aos clientes em BP com consumos anuais superiores a 2 milhões de m^3 se aplicavam as tarifas de acesso às redes e de venda a clientes finais de MP. Verifica-se que existe um conjunto significativo de consumidores com consumos inferiores a 2 milhões de m^3 que ainda apresentam características semelhantes ao universo de consumidores em MP, nomeadamente no consumo anual, reduzindo-se assim o limiar para 1 milhão de m^3 em 2009-2010. Informação mais detalhada sobre os consumos de gás natural em BP e MP poderá no futuro condicionar a revisão deste valor.

Como é do conhecimento do CT, na opção tarifária mensal existem dois escalões de consumo, acima de 100 000 m^3 e entre 10 000 e 100 000 m^3. Efetivamente, nesta opção tarifária mensal, a ausência da variável de faturação capacidade utilizada poderia justificar a criação de escalões de consumo adicionais. Todavia, de acordo com informação disponibilizada pelos comercializadores de último recurso no final do ano gás 2009-2010 todos os consumidores acima de 100 000 m^3 terão telecontagem, passando então a integrar a opção tarifária diária. Esta opção tarifária dispõe de 4 variáveis de faturação, o que permite afetar corretamente os custos aos consumidores de acordo com as características de consumo, dispensando a introdução de escalões adicionais.

C – MARGENS DE COMERCIALIZAÇÃO E FUNDO DE MANEIO

A ERSE definiu os parâmetros de regulação no ano gás 2008-2009 para o primeiro período de regulação, o qual excecionalmente dura apenas dois anos. Entre os parâmetros definidos encontra-se a metodologia de cálculo das margens de comercialização da função de comercialização da atividade de distribuição de gás natural e da atividade de comercialização de último recurso de gás natural.

No próximo ano ao definir os parâmetros para o novo período de regulação (2010-2011 a 2012-2013), a ERSE propõe-se rever a metodologia de cálculo das referidas margens de comercialização de modo a contemplar a atual conjuntura económica, sem descurar os interesses dos consumidores.

D – CUSTOS ACEITES (RÁCIO DE EFICIÊNCIA)

Sublinha-se que o fator de eficiência aplicado aos custos operacionais no cálculo dos proveitos permitidos do ano gás 2009-2010 respeitou os parâmetros definidos para o período da regulação e foi implementado no ano gás 2008-2009 (primeiro ano de regulação). Como se compreende, dentro do mesmo período de regulação e sem contas reais, que pudessem eventualmente inverter significativamente os valores utilizados, não existiria justificação para alterar este fator de eficiência.

Deste modo, a análise só poderia recair sobre o cenário de operação antes da separação de atividades, e dada a falta de justificações dos acréscimos verificados nos custos operacionais, a ERSE num cenário de prudência, procurando defender os interesses envolvidos, manteve como base de referência 2007, por ser o único ano real conhecido,

No próximo ano gás (2010-2011), com o início de um novo período de regulação e já com dados reais, será revista a situação, após consulta das empresas, explicitada de forma mais completa a classificação dos custos operacionais em controláveis e não controláveis e adotado um rácio de eficiência, caso tal se afigure necessário.

E – INVESTIMENTOS E PROVEITOS

E.1 – Terminal

A aplicação do mecanismo de alisamento tarifário teve como principal objetivo evitar que o pagamento dos grandes investimentos de longa duração recaísse somente sobre os consumidores existentes à data da

realização dos mesmos. Vicissitudes várias têm demonstrado que a articulação das previsões de quantidades de gás natural e de investimentos a realizar no período das concessões/licenças enviadas pelas empresas podem distorcer os efeitos do alisamento, pelo que, na definição dos métodos de regulação do novo período regulatório, será revisto este conceito em conformidade.

E.2 – Investimentos no Setor da Distribuição

Neste primeiro período de regulação (2008-2009 a 2009-2010) foi adotado o alisamento tarifário para permitir distribuir de forma equilibrada o custo dos investimentos ao longo do período de concessão/licença. A previsão dos investimentos a efetuar num tão longo prazo configura a definição de uma estratégia, por parte das empresas reguladas, que se espera estável e coerente com os objetivos a atingir. As alterações que vierem a acontecer ou são materialmente relevantes e devem ser devidamente justificadas ou caso contrário são corrigidas pela fórmula do custo com capital.

Ora, para o ano gás 2009-2010 algumas das empresas desta atividade mudaram de critério na elaboração das previsões de investimentos e de quantidades, previstas até ao final do período regulatório, enviadas para o ano gás 2009-2010 face aos valores remetidos para o ano gás de 2008-2009, sem que esta mudança tenha sido sustentada com as devidas justificações. Neste sentido, a ERSE entendeu aplicar o rácio de investimentos/quantidades apresentado para o ano gás 2008-2009 durante 10 anos a partir do ano gás t+1 (2010-2011), por forma a mostrar alguma coerência de médio e longo prazo, face aos valores já considerados no ano anterior.

Como se deduz do Regulamento Tarifário, o equilíbrio económico-financeiro das empresas resultante de qualquer desfasamento que possa existir entre os investimentos ocorridos e os previstos está garantido, porque os ajustamentos do custo com o capital alisado corrigem anualmente os desvios das previsões, tanto dos investimentos, como das quantidades de gás natural.

No entanto, no caso concreto da Lisboagás, a ERSE reconhece que o investimento na renovação da rede de Lisboa se justifica, efetuando a correção solicitada. Registe-se, porém, o facto dum investimento em curso há cerca de 15 anos (tal como referido no parecer do CT) não ter sido incluído pela empresa nas previsões do ano gás 2008-2009.

F – AJUSTAMENTOS DE PROVEITOS

A ERSE calculou os ajustamentos referentes ao ano gás 2007-2008 com a informação fornecida pelas empresas. No entanto, as empresas do grupo REN disponibilizaram, à ERSE, nova informação após a apresentação da "Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás de 2009-2010" o que permitiu rever o valor das amortizações do imobilizado regulado e apresentar alterações aos valores da proposta de tarifas. Os novos valores disponibilizados pelo grupo REN deverão ser validados através de relatório elaborado por uma empresa de auditoria, que deverá ser enviado à ERSE, até ao limite de 15 de dezembro de 2009.

G – ESTIMATIVAS DE MERCADO E RECUPERAÇÃO DE PROVEITOS PERMITIDOS – MECANISMOS DE COMPENSAÇÃO

G.1 – Estimativas de mercado

G1.1 Estimativas de mercado

As previsões de quantidades implícitas na proposta de tarifas apresentada para o ano gás 2009-2010 foram efetuadas com base nos dados enviados pelas empresas.

Recorde-se que as previsões de quantidades do ORT para o gás natural distribuído no próximo ano gás são diferentes das previsões dos ORD.

Acresce ainda que tanto as previsões do ORT, como as previsões da maior parte dos ORD não foram justificadas com o rigor requerido, apesar dos pedidos da ERSE no sentido de obter informação mais detalhada.

A não apresentação de previsões harmonizadas e justificadas por parte dos agentes de mercado, o ORT e os ORD, criou de facto alguma incerteza na definição das quantidades para o cálculo das tarifas e dos proveitos permitidos para o próximo ano gás.

Neste contexto, a ERSE optou pelo cenário de quantidades mais próximo do cenário implícito nas tarifas atualmente em vigor, tendo de um modo genérico adotado as previsões do ORT para o ano gás 2009-2010.

Importa realçar a importância de, em futuros processo de cálculo de tarifas, os operadores de rede e das infraestruturas apresentarem uma justificação e descrição dos valores das quantidades previstas, incluindo os principais pressupostos utilizados, à semelhança do que a ERSE procura fazer na documentação publicada e enviada ao Conselho Tarifário.

G.2 – Recuperação de Proveitos Permitidos e Mecanismo de Compensação entre empresas

O Conselho Tarifário aconselha a ERSE a avançar para uma tarifa uniforme para todo o território nacional. No entanto, tal não é possível sem a manutenção do Mecanismo de Compensação Tarifária entre as empresas dos ORD e dos CURr

A aplicação do mecanismo não está imune a qualquer diferença que possa existir entre os valores previstos e os ocorridos. Porém, o equilíbrio económico-financeiro das empresas está garantido, devido à aplicação dos ajustamentos, através dos quais as diferenças entre os proveitos permitidos e os faturados são, posteriormente, incorporadas, com os devidos juros, nos proveitos permitidos das empresas.

H – PREÇOS DOS SERVIÇOS

O CT considera que, duma maneira geral as propostas da ERSE se encontram suficientemente explicitadas, todavia solicitou a clarificação de algumas questões. Assim, o Documento Justificativo foi alterado no sentido de o tornar mais claro quanto aos critérios adotados para aprovação dos preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural.

Tendo em consideração a diversidade de custos indicados pelas diferentes empresas para a prestação destes serviços, a aplicação dos critérios definidos pela ERSE[306] conduziu à aprovação de preços significativamente inferiores aos propostos pelas empresas, conforme indicado seguidamente:

- O preço da prestação do serviço nos dias úteis, entre as 9h e as 18h, que corresponde a 70% do número total de vezes em que o serviço é prestado manteve-se inalterado, em vez do aumento proposto pelas empresas de 9,7%.
- O preço da prestação do serviço no horário noturno (das 18h às 22h), correspondente a cerca de 17% das solicitações dos clientes, sofre um aumento de 6,4%, em vez do aumento de 24,7% propostos pelas empresas.
- O preço do serviço no Sábado, correspondente a cerca de 1% das solicitações dos clientes, sofre um aumento de 17,5%, em vez do aumento de 27,1% propostos pelas empresas.
- O adicional para restabelecimento urgente do fornecimento, correspondente a 12% das solicitações dos clientes, não sofre qualquer alteração no próximo ano gás.

[306] Ver capítulo 4 do documento "Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2009-2010".

Em conclusão, para a grande maioria das solicitações os preços não sofrem qualquer aumento. A prestação do serviço em horário noturno e ao sábado sofrem aumentos que refletem os custos incorridos pelas empresas mais eficientes na sua prestação.

I – FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS

Relativamente à recomendação do CT para que se mantenha a monitorização das propostas para os fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos, apresentados pelos operadores das infraestruturas, a ERSE manifesta a sua inteira concordância, sublinhando-se também a supervisão sistemática a que, presentemente, o funcionamento do SNGN é já submetido.

J – RELATÓRIO DA QUALIDADE DE SERVIÇO

A ERSE tomou em consideração a preocupação do CT para a publicação do Relatório da Qualidade de Serviço do gás natural, tendo, entretanto, o referido relatório sido publicado.

L – COMPARAÇÃO INTERNACIONAL DE TARIFAS E PREÇOS

O CT refere a ausência de qualquer comparação internacional de preços. Ciente da importância de comparar preços com outros países, nomeadamente com Espanha, a ERSE desde que fixa as tarifas de gás natural efetua uma comparação de preços das tarifas de uso das infraestruturas de AP com Espanha, sendo esta apresentada no documento "Determinação da estrutura tarifária no ano gás 2009-2010".

Nos próximos exercícios tarifários, a ERSE terá em consideração o comentário do CT, procurando-se alargar a comparação internacional de preços.

M – DESVIOS TARIFÁRIOS

A ERSE partilha da preocupação expressa pelo Conselho Tarifário de não criar desvios tarifários, pelo que continuará a ter o máximo cuidado na determinação das tarifas de modo a que estas permitam uma total cobertura dos custos das empresas e não se tornem geradoras de desvios tarifários.

◆ Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2008-2009 ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento Conselho Tarifário (CT) "(...) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços" [307].

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: "(...) emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre afixação de tarifas e preços".

O parecer do Conselho Tarifário deve ser emitido no prazo máximo de 30 dias após a receção da proposta, é aprovado por maioria simples e não tem carácter vinculativo[308].

O Conselho de Administração da ERSE entregou ao Conselho Tarifário a sua proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2008-2009 solicitando parecer sobre o mesmo.

Apreciada a proposta apresentada, o Conselho Tarifário, através da sua Secção Especializada para o Gás Natural, emite o seguinte parecer:

I - NA GENERALIDADE

1. A proposta apresentada pela ERSE ao CT apresenta-se bem estruturada, completa e dotada dum sumário executivo adequado.
2. Sem prejuízo dos comentários que tece na especialidade, o CT regista o facto da ERSE ter ainda tentado acompanhar com a sua proposta as medidas exógenas à regulação, mas que têm efeitos diretos ao nível das tarifas e custos a pagar pelos consumidores de gás natural, como seja a Lei n.º 12/2008, de 26 de fevereiro, ou os novos contratos de concessão da distribuição assinados em 11 de abril.
3. Nota também que, durante o período legal e regulamentar de emissão do parecer pelo CT, às vezes por razões externas ao processo de regulação que o regulador não tem hipótese de antecipar, decorrem trocas de informação e esclarecimentos entre o regulador e as empresas reguladas relativamente a aspetos em aberto que conduzem a alterações nas tarifas e preços a fixar a final.
4. O CT está ciente que, a menos que se tratem de questões que produzam alterações significativas aos valores ou pressupostos da proposta apresentada, este dinamismo no processo de fixação de tarifas não justifica um permanente reenvio de alterações ao Conselho.
5. Ainda assim, por tal ser importante para a estabilidade regulatória e também para a discussão entre os vários interesses representados, é expectativa do CT que, como regra, os pressupostos e montantes da proposta apresentada pela ERSE, não difiram substancialmente aquando da fixação final de tarifas e preços, sem prejuízo das alterações determinadas pelo decurso normal do processo de regulação incluindo, naturalmente, a incorporação de eventuais sugestões e recomendações do Conselho.
6. Como último ponto da generalidade o CT pretende destacar a questão do preço dos combustíveis. Com efeito, o cenário internacional de variação de preço de combustíveis apresenta-se com tendências de subida históricas e excecionalmente imprevisíveis, o que no caso do setor do gás natural, cuja tarifa de energia está estruturalmente associada ao preço dos combustíveis, é particularmente sensível.

[307] Conf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

[308] Conf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

7. Embora o RT preveja um mecanismo de recuperação de desvios tarifários, o CT receia que este se revele desadequado às excecionais situações de subida de preço que, a manterem-se, poderão gerar elevados desvios tarifários cuja recuperação, com juros, nos termos do RT (os desvios tarifários referentes ao ano t, são recuperados no ano t+2), se podem revelar socialmente incomportáveis.

8. Assim, o CT recomenda à ERSE o acompanhamento particularmente próximo desta realidade admitindo mesmo que, a manter-se a tendência em alta a que se tem assistido, se justificará uma revisão extraordinária das tarifas e preços de energia.

II- NA ESPECIALIDADE

A — NOVOS CONTRATOS DE CONCESSÃO E LICENÇAS DE DISTRIBUIÇÃO LOCAL

Sem prejuízo das reservas de retificação expressas na própria proposta, duma maneira geral, a ERSE na sua proposta de 15 de abril, já considerou os mecanismos de equilíbrio contratual das empresas concessionadas previstos nos contratos de concessão assinados em 11 de abril.

Contudo, no tocante às licenciadas cujos títulos de licenças ainda não foram renegociados, a ERSE notou não ter podido contemplar qualquer compensação, admitindo que a mesma poderia ainda ser refletida nas tarifas para 2008-2009.

Em defesa do princípio da adesão dos custos às tarifas, o Conselho Tarifário concorda com incorporação de eventuais proveitos adicionais decorrentes da renegociação dos títulos de licença nas Tarifas a aplicar no ano gás 2008-09 se tal vier a ocorrer em tempo útil.

B - UNIFORMIDADE TARIFÁRIA

O CT defende a harmonização dos princípios tarifários, nomeadamente, a igualdade de tratamento e de oportunidades decorrente da aplicação da uniformidade tarifária imprescindível, num serviço público essencial, acautelando assim, impactos negativos relevantes no tarifário a aplicar no espaço nacional e evitando a descriminação negativa dos consumidores em situação igual em virtude da sua localização geográfica.

Compreende-se que, designadamente por razões históricas, a aplicação plena deste princípio poderá ser gradual para limitar os impactes que individualmente alguns clientes poderiam observar.

O CT constata que a presente proposta tende para a uniformidade tarifária e aproxima significativamente os preços entre os vários comercializadores de último recurso retalhistas, mas mantém ainda diferenças de preços nas TVCF entre as diferentes regiões para o mesmo tipo de clientes.

Aproveitando-se o facto de existir uma redução média global das tarifas, o Conselho considera existir espaço para uma uniformização mais acentuada ou quase total, tomando como referência a tarifa da Setgás, como parece indiciar a proposta e malgrado esta empresa regulada utilizar apenas dois escalões.

C — PROMOÇÃO E CONCORRÊNCIA ENTRE FONTES ENERGÉTICAS

O Conselho Tarifário regista que a ERSE propõe a existência de um único escalão tarifário para clientes com consumo entre 10.000 e 2 Mm^3/ano, clientes estes cujas características são totalmente diferentes e para quem o custo de energia tem igualmente diferente importância. Daqui resulta uma enorme redução ao nível das tarifas reguladas para este intervalo de consumos.

Acresce que estas novas tarifas dificultam a competitividade com outras formas de energia, podendo até prejudicar a adoção de energias renováveis alternativas adequadas a estes setores.

Neste sentido, o CT sugere que a ERSE adote 2 escalões de consumo para este tipo de clientes (por exemplo entre 10 e 100 mil e entre 100 mil e 2 Mm^3/ano, permitindo uma melhor distribuição da redução de preços no conjunto do mercado industrial.

D — MARGEM DE COMERCIALIZAÇÃO - FUNDO DE MANEIO

Aquando do parecer que emitiu em 10 de março de 2008, o CT recomendou à ERSE que a fixação do valor, dos critérios para a sua determinação e dos princípios que estão subjacentes à margem de comercialização fossem particularmente bem clarificados na proposta de fixação de tarifas, o que não foi conseguido.

Encontrando-se definidas à partida as condições de remuneração do comercializador, a existência de uma margem de comercialização visa, entre outros, proteger o comercializador de eventuais riscos do negócio, nomeadamente riscos financeiros resultantes do diferencial existente entre prazos médios de recebimento e prazos médios de pagamento, como decorre do Regulamento Tarifário do setor do gás natural.

A remuneração adotada pela ERSE na sua proposta resulta da soma de duas variáveis, a saber: Euribor a 3M e um *spread* de 1.5%, sem, no entanto, resultar evidente ao Conselho se tais valores serão os mais adequados face ao RT, aos contratos de concessão entretanto assinados, ao efetivo diferencial de timings entre pagamentos e recebimentos expectável para o normal funcionamento da atividade ou ao nível da solvabilidade/exposição ao risco, entre outros fatores.

Face ao que, o CT sugere que a ERSE promova a realização dum estudo que responda às seguintes questões:

- Atendendo a que o fundo de maneio apresenta um carácter de muito curto prazo, seria útil analisar a adequação da Euribor a 3M ou de indicador mais diretamente ligado ao diferencial de timings entre pagamentos e recebimentos aferindo qual o diferencial expectável para o normal funcionamento da atividade.
- Pertinência do *spread* de 1.5% para o que sugere a realização de um estudo de *benchmark* sobre empresas similares ao comercializador (ao nível da solvabilidade/ geração estável de fluxos de caixa/exposição ao risco, entre outros fatores) e o *spread* que se encontra atualmente a ser aplicado a essas empresas.

Ainda, considerando que os contratos de concessão da distribuição assinados após a apresentação da proposta terão abordado a questão da remuneração do fundo de maneio da atividade de comercialização, o CT recomenda que a ERSE mencione expressamente esta situação, custos e eventuais repercussões nas tarifas em discussão, no seu documento de fixação final das tarifas.

O CT recomenda igualmente à ERSE que a versão final dos artigos do Regulamento Tarifário recentemente alterados e que deram origem à fixação desta margem de comercialização, sejam disponibilizados prévia ou conjuntamente com a proposta final.

E — EFEITOS NAS TARIFAS DA APLICAÇÃO DA LEI N.º 12/2008, DE 26 DE FEVEREIRO

E.1. Contadores

O Conselho Tarifário anota que a ERSE retirou do ativo regulatório remunerado o imobilizado associado aos contadores.

Sendo os contadores um elemento fundamental para a operação da rede e à disponibilização do serviço, com segurança, qualidade e transparência, aos clientes finais, os respetivos custos associados são inequivocamente necessários à prossecução dessas funções por parte das empresas reguladas.

Não resultando claro da proposta quem finalmente deverá suportar tais custos o CT recomenda que a ERSE, no documento final das tarifas, explicite detalhadamente esta situação.

E.2 Periodicidade da faturação

O CT nota não se encontrarem previstos na proposta de tarifário os elevados custos adicionais resultantes duma substituição massiva da faturação bimestral pela mensal.

O Conselho sublinha o facto do aumento de custos derivados duma adoção generalizada de faturação mensal poder reduzir ou mesmo eliminar a baixa anunciada pela ERSE de 2.9% para o setor doméstico, pelo que apoia a ERSE na obtenção de soluções que, salvaguardando os direitos conferidos aos consumidores, atendam a critérios de racionalidade económica e operacional e não se traduzam em custos para o sistema que são suportados, precisamente, por todos os consumidores.

O CT recomenda que a ERSE no documento final evidencie e quantifique os custos e efeitos da aplicação desta medida da lei nas tarifas de venda aos clientes finais.

F — CUSTOS E TARIFAS

F1 - Fixação da Tarifa de Energia

O CT atenta a manifesta volatilidade recente dos indexantes energéticos nos mercados, nota e valoriza as dificuldades práticas sentidas na fixação da tarifa de energia que resulta também dos calendários dilatados de preparação e prestação de informação pelas empresas, bem como da elaboração da proposta de tarifário pela ERSE.

Com efeito, verificando-se que a referida preparação da informação para submissão à ERSE se realiza no 2.º semestre do ano anterior, para aplicação 6 meses após, constata-se que a variação dos preços dos indexantes pode tornar obsoleta a qualidade da informação, face à décalage temporal.

De forma a evitar instabilidade na evolução das tarifas e o surgimento de significativos deficits/superavits tarifários, o CT sugere à ERSE que os calendários para prestação de informação e fixação das Tarifas de Energia sejam revistos ou permitida uma atualização que possibilite a aproximação dos valores fixados aos efetivamente verificados.

F2 — Efeito de escala no mercado industrial

O CT alerta para o facto de que a ligação consumidor/contador irá provocar a perda da possibilidade de utilização do efeito de escala que a existência de vários pontos de abastecimento proporcionava a muitos consumidores, levando à sua integração obrigatória no escalão de consumo abaixo dos 2 Mm^3.

Tal situação não só lhes retirará os benefícios de que usufruíam no escalão superior, como também, pelo facto de não terem nem hipótese de escolha do tipo de abastecimento que lhe é proporcionado, nem a possibilidade de opção por tarifário diverso, lhes acarretará um agravamento adicional quando abastecidos em BP.

G - FATOR PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

O CT recomenda a revisão da proposta do fator para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição.

Embora reconhecendo que a proposta apresentada não se baseia em valores suportados por algum historial de operação, também reconhece a dificuldade das empresas, até pela sua juventude relativa e pelo início da operação separada "rede & comercialização", em apresentar uma proposta única.

Dado que a proposta apresentada pelas empresas tem, pelo menos, o mérito de utilizar uma referência independente para a fixação do fator para perdas e autoconsumos, poderia ser considerada como uma primeira aproximação aceitável, sem prejuízo de dever ser implementado um procedimento de reporte e auditoria dos valores verificados na operação das Distribuidoras, para correção nos anos gás subsequentes.

H - VARIÁVEIS DE FATURAÇÃO

Na regulação das empresas operadoras das infraestruturas da RNTIAT, os proveitos permitidos são recuperados através da aplicação dos preços das tarifas sobre as variáveis de faturação.

Por isso a incerteza da sua estimativa para cada ano gás está na origem dos desvios de receita que, qualquer que seja o seu sinal, são naturalmente distorsores das tarifas nos anos subsequentes, facto que decorre da contabilização desses desvios tarifários referentes ao ano t, a recuperar no ano t+2. No cumprimento do RT, ao adicionar estes desvios aos proveitos permitidos do ano t+2 a flutuação dos preços pode ser significativa.

Solicita-se, por isso, a atenção da ERSE no sentido de avaliar o uso de procedimentos que permitam ainda no quadro do regulamento tarifário, minimizar esses impactes antecipando correções caso os desvios sejam importantes e definindo eventualmente o nível a partir do qual a correção possa ocorrer.

I — ENQUADRAMENTO IBÉRICO DO TARIFÁRIO

Numa ótica de MIBGÁS, o CT sugere que a ERSE acompanhe e enquadre o tarifário e as opções tarifárias de modo a garantir a competitividade, assegurar a reciprocidade e proporcionalidade no uso da plataforma ibérica de gás natural.

Igualmente, uma vez que as variáveis de faturação são muito diferentes, o CT sugere que ao nível das comparações das tarifas com Espanha a ERSE tenha especial cautela com os termos de comparação de forma a evitar eventuais análises distorcidas.

J - PROVEITOS PERMITIDOS

O CT encontrou dificuldade na identificação dos valores produzidos em alguns proveitos permitidos, em particular na REN Gasodutos, Beiragás, Portgás e Tagusgás, pelo que sugere a sua melhor clarificação.

K - PORMENORES DE REDAÇÃO (DOCUMENTO "PROPOSTA")

Na página 14, 2.º parágrafo do ponto "Compensações", quem tem direito ao proveito adicional são as empresas titulares de "Licença de comercialização de ultimo recurso retalhista" não as "Concessionárias".

Na página 128, o título do ponto 3.6.3.3 refere a "Tarifa de uso da rede de distribuição" quando, de acordo com o texto deste ponto e com o Art.º 68.º do Regulamento Tarifário, deveria ser "Rede de transporte".

III - CONCLUSÃO

O Conselho Tarifário considera que as propostas que lhe foram apresentadas pela ERSE deverão ser reformuladas de acordo com as recomendações constantes do presente parecer.

Aprovado em 15 de maio de 2008.

[Parecer integral digitalizado]: ver pg. 459 e ss.

◆ Resposta da ERSE ◆

I – NA GENERALIDADE

Agradece-se o parecer do Conselho Tarifário e em particular a apreciação favorável na generalidade da proposta da ERSE.

A ERSE toma boa nota da recomendação do Conselho Tarifário constante do ponto 4 do parecer e da necessidade de promover a estabilidade dos pressupostos e montantes constantes da proposta face ao documento final de tarifas.

Ainda de acordo com a recomendação do Conselho Tarifário constante do ponto 8, a ERSE continuará a acompanhar atentamente a evolução dos preços dos combustíveis.

II – NA ESPECIALIDADE

A – NOVOS CONTRATOS DE CONCESSÃO E LICENÇAS DE DISTRIBUIÇÃO LOCAL

Relativamente à atividade de distribuição, a ERSE procedeu à incorporação nos proveitos permitidos do ano gás de 2008-2009 dos mecanismos de reequilíbrio económico-financeiro, estabelecidos nos contratos de concessão das empresas distribuidoras, assinados em 11 de abril do corrente ano, de acordo com a informação previsional enviada pelas empresas.

Não tendo sido enviada a informação relativa as empresas distribuidoras que possuem licenças de distribuição local o mesmo procedimento não pôde ser adotado no ano gás 2008-2009.

O reconhecimento de eventuais ajustamentos decorrentes quer de valores finais relativos as concessionárias quer de valores a definir relativos as licenciadas, será efetuado, apos a sua aceitação pelo Estado concedente, nas tarifas de anos futuros.

B – UNIFORMIDADE TARIFARIA

Conforme sugerido pelo Conselho Tarifário, as tarifas agora aprovadas asseguram, para os fornecimentos abaixo dos 10 000 m^3, o reforço da convergência em relação à proposta inicial da ERSE permitindo acelerar o processo de uniformidade tarifaria. As tarifas agora aprovadas asseguram uma uniformidade tarifaria total por região, em termos médios, avançando-se assim para a harmonização de preços por escalão de consumo em todo o território nacional.

Com os preços em vigor até à presente data registavam-se diferenças significativas por região, resultantes das diferentes condições estabelecidas em cada um dos contratos de concessão celebrados com empresas distintas e em horizontes temporais também distintos. A aplicação de variações tarifarias diferenciadas por região permite assegurar a convergência tarifaria em termos médios por região.

C - PROMOÇÃO E CONCORRÊNCIA ENTRE FONTES ENERGÉTICAS

Foi seguida a recomendação do Conselho Tarifário de considerar na tarifa mensal 2 escalões, entre 10 000 m^3 e 100 000 m^3 e entre 100 000 m^3 e 2 000 000 m^3. A introdução do escalão adicional contribuiu para reforçar a uniformidade tarifaria tratada no ponto anterior.

D – MARGEM DE COMERCIALIZAÇÃO – FUNDO DE MANEIO

Em fevereiro do corrente ano a ERSE procedeu a alterações na forma de regulação dos comercializadores de ultimo recurso, tendo adotado um método de regulação que garante a sustentabilidade económico-

financeira dos operadores envolvidos. Estas alterações foram objeto de parecer do Conselho Tarifário em 10 de março de 2008.

A ERSE, no documento designado por "Alteração da fórmula de regulação dos comercializadores de ultimo recurso", justifica a necessidade de modificar a fórmula de regulação, define os parâmetros utilizados e explica cada uma das parcelas que compõem a fórmula dos proveitos permitidos deste operador.

A ERSE, na proposta de alteração da fórmula de regulação, fundamentou o seu trabalho com a informação disponibilizada pelas empresas. Reconhecendo que aquela informação poderá a vir a sofrer alterações, a ERSE considera aceitável a proposta do Conselho Tarifário de realização de um estudo que analise com maior profundidade os seguintes temas:

1. Adequação da Euribor a 3 meses como taxa utilizada na formula de regulação dos comercializadores de ultimo recurso;
2. Pertinência do *spread* de 1,5%.

E – EFEITOS NAS TARIFAS DA APLICAÇÃO DA LEI N.º 12/2008, DE 26 DE FEVEREIRO

E.1 Contadores

Com a publicação da Lei n.º 12/2008, de 26 de fevereiro, com produção de efeitos a partir de 26 de maio de 2008, ou seja, antes do inicio do ano gás 2008-2009, a ERSE não pode deixar de dar cumprimento ao que nela foi estabelecido (artigo 8.º) relativamente aos contadores ou outros instrumentos de medição dos serviços de fornecimento de gás natural.

A referida Lei não permite a cobrança aos utentes de qualquer importância a título de preço, aluguer, amortização ou inspeção periódica de contadores ou outros instrumentos de medição dos serviços de fornecimento de gás natural e ainda "Qualquer outra taxa...independentemente da designação utilizada".

Neste sentido, a ERSE não pode considerar para efeitos de regulação o valor dos ativos associados a contadores independentemente dos mesmos continuarem a integrar os ativos considerados nos contratos de concessão, assinados com as empresas. Assim, a ERSE procedeu de acordo com o estabelecido na legislação.

A ERSE, na proposta de tarifas, apresentou toda a informação disponibilizada pelas empresas. Não tendo havido posterior atualização desta informação por parte das empresas, não se procedeu a qualquer alteração, continuando a aguardar-se as conclusões das auditorias de avaliação dos ativos em causa, nos termos estabelecidos pela ERSE.

E.2 Periodicidade da faturação

De acordo com a Lei n.º 12/2008, de 26 de fevereiro, a faturação do serviço de fornecimento de gás natural deve ter uma periodicidade mensal. A ERSE em comunicado emitido sobre este tema menciona que "o direito à faturação mensal poderá ser exercido a todo o tempo pelos consumidores, de acordo com os princípios da gratuitidade, acessibilidade, celeridade e facilidade".

Desta forma, as empresas terão de disponibilizar e comunicar a todos os consumidores as informações sobre o direito à faturação mensal para que os interessados possam, se assim entenderem, exercer este direito.

Face ao exposto, e uma vez que ainda não existem dados sobre o número de consumidores interessados na faturação mensal, os custos da eventual aplicação da faturação mensal não foram considerados pela ERSE na determinação das tarifas e preços de gás natural para o ano gás de 2008-2009.

F – CUSTOS E TARIFAS

F.1 Fixação da tarifa de energia

De acordo com o cenário atual de instabilidade no preço das matérias-primas a nível mundial, os valores previstos do custo do gás natural enviados pelas empresas para efeito de cálculo das tarifas poderão ficar rapidamente desatualizados, situação que resulta da diferença temporal que existe entre o envio da informação à ERSE e a aplicação daqueles valores (seis meses).

Concorda-se que dada esta volatilidade dos preços da energia primária importa definir a tarifa de Energia com previsões baseadas em informação mais recente.

As empresas, de acordo com o n.º 3 do artigo 133.º do Regulamento Tarifário, estão obrigadas a enviar até 15 de dezembro do ano anterior ao do início de cada ano gás as estimativas para o ano em curso (t-1) e as previsões para o ano seguinte (t). Esta preocupação do Conselho Tarifário vem ao encontro de uma prática que a ERSE já adotou neste processo de fixação das tarifas, que consiste na consideração de informação previsional o mais atualizada possível.

F.2 Efeito de escala no mercado industrial

Os ganhos de escala, referidos pelo Conselho Tarifário, derivados da integração de vários pontos de abastecimento traduz-se numa subsidiação cruzada, que não é aceitável nem constitui uma boa prática regulatória. Trata-se de uma falha que importa corrigir assegurando-se que estes descontos por efeito de agregação, aos quais não estão associadas reduções de custos, não sejam pagos pelos restantes consumidores.

G – FATOR DE PERDAS E AUTOCONSUMOS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Relativamente ao fator de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição, a proposta apresentada à ERSE pelas empresas não cumpre com o disposto no RARII, já que não apresenta valores diferenciados para as redes de distribuição em media e baixa.

Apesar do parecer do Conselho Tarifário recomendar que se considere a proposta apresentada pelas empresas, a ERSE optou por manter a sua posição inicial relativa aos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição em media pressão e em baixa pressão.

Esta posição da ERSE reforça a recomendação aos operadores das redes de distribuição para desenvolverem estudos de determinação dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos das suas redes, que permitam esclarecer as duvidas que persistem sobre a diferenciação dos valores a apresentar para as redes em media pressão e em baixa pressão e sustentar os valores que apresentem.

Importa referir que esta solução é neutra em termos económicos para as empresas já que, do ponto de vista do balanco de energia e em função dos dados concretos que irão ser recolhidos ao longo do ano gás, os custos de aprovisionamento de energia serão ajustados.

H – Variáveis de faturação

A ERSE concorda com as preocupações do Conselho Tarifário. A ERSE está a analisar metodologias possíveis no sentido de melhorar o tratamento a dar aos desvios tarifários reduzindo distorções do sinal preço a transmitir aos consumidores por forma a fomentar uma adequada afetação de recursos.

I – ENQUADRAMENTO IBÉRICO DO TARIFÁRIO

Esta situação mereceu a melhor atenção da ERSE e continuará a merecê-la no âmbito da criação do MIBGAS. Na documentação que suporta a aprovação das tarifas de gás natural, a ERSE aperfeiçoou a metodologia de comparação da tarifa de Uso do terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL e da tarifa de armazenamento subterrâneo.

J – PROVEITOS PERMITIDOS

A ERSE teve em atenção os comentários que as empresas enviaram, tendo procurado ir ao encontro das solicitações do Conselho Tarifário.

K – PORMENORES DE REDAÇÃO (DOCUMENTO "PROPOSTA")

As alterações sugeridas foram incorporadas no documento final das tarifas.

◆ Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2007-2008 e parâmetros para o período de regulação 2007-2008 a 2009-2010 ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento Conselho Tarifário (CT) "(...) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços"[309].

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: "(...) emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre afixação de tarifas e preços", parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo[310] e deve ser emitido no prazo máximo de 30 dias após a receção da proposta.

Em 16 de abril de 2007, o Presidente do Conselho de Administração da ERSE entregou ao Presidente do Conselho Tarifário a sua "Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2007- 2008 e parâmetros para o período de Regulação 2007-2008 a 2009-2010" a fim que sobre a mesma, e nos termos do n.º 7 do artigo 149.º do Regulamento Tarifário (RT), conjugado com o n.º 2 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, fosse emitido parecer.

Posto o que, a Secção do Setor do Gás Natural do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer sobre:

I - NA GENERALIDADE

1. O documento proposto pela ERSE afigura-se complexo e extenso reiterando o CT a sua recomendação no sentido de, nesta fase inicial da regulação e regulamentação, se envidarem esforços de clareza e simplificação que permitam uma mais fácil compreensão, transição e adaptação, quer para as empresas reguladas, quer para os representantes dos clientes.
2. O CT nota particularmente a necessidade de incluir no documento um sumário executivo sintético, mas mais desenvolvido, do qual resultem claras as principais opções tomadas pelo regulador na proposta e que possa funcionar como guia da vasta documentação apresentada como base para a elaboração do parecer por parte CT.

II - NA ESPECIALIDADE

A- ALISAMENTO DOS PROVEITOS

1. O RT introduziu um processo de alisamento que estabelece uma tarifa tendencialmente constante para todo o período de vida dos investimentos entendido como o período de concessão, pelo que só deverá haver alisamento enquanto houver proveitos, o que numa regulação por remuneração do ativo, implica considerar a sua vida útil igual ao período de amortização, dado que esses ativos não gerarão proveitos nos períodos subsequentes terminando a sua vida económica.
2. A fórmula do alisamento deverá assegurar, em cada ano, a projeção dos proveitos do passado ainda não recuperados no tempo remanescente, devidamente atualizados à data do ano da tarifa e permitir a atualização das previsões futuras.
3. O CT manifesta a sua preocupação com a suscetibilidade de existirem dificuldades na implementação da fórmula relativa ao alisamento tarifário, pelo que sugere a sua reanálise.

[309] Conf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

[310] Conf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

B- PREVISIBILIDADE REGULATÓRIA

1. O CT considera que o alisamento tarifário, princípio com o qual concordou no seu parecer de julho de 2006, ao ser projetado pela ERSE a 40 anos, vem introduzir complexidade e incerteza quanto a custos e proveitos para os operadores e comercializadores.

2. Na presente proposta, ao abrigo das disposições transitórias previstas no RT, a ERSE altera os perfis de recuperação dos custos com capital para estas atividades estabelecendo, para o primeiro ano gás — julho de 2007 a junho de 2008 — taxas de atualização das quantidades de gás natural movimentadas naquelas infraestruturas diferentes das taxas de atualização dos custos com capital previstos para cada ano do período da concessão, o que justifica com a necessidade de garantir a manutenção do equilíbrio económico e financeiro destas atividades e na incerteza subjacente às previsões das quantidades de gás natural a movimentar nestas infraestruturas até ao final do período das respetivas concessões.

3. Para além de alterar as taxas de atualização das quantidades, a ERSE estabelece valores diferentes para as atividades de receção, armazenamento e regaseificação de GNL por um lado, e transporte de gás natural por outro, fixando-as em 15% e 11%, respetivamente.

4. Acresce que a proposta é omissa quanto aos valores que serão fixados para os restantes dois anos gás deste primeiro período regulatório, 2008-2009 e 2009-2010, deixando em aberto a possibilidade de estes serem idênticos aos do primeiro ano gás, à taxa de atualização dos custos com capital ou ainda de poderem vir a ser fixados valores alternativos a estes.

5. O CT salienta a contradição entre metodologia proposta pela ERSE e a necessidade de estabilidade e de previsibilidade da regulação, quer no médio-longo prazo, quer especialmente, durante um mesmo período de regulação.

6. A metodologia proposta de alterar a taxa de desconto das quantidades para 15% no caso do terminal e 11% no caso do transporte, para além de se desviar o princípio do alisamento tarifário ao deixar de haver um custo unitário constante para os utilizadores atuais e futuros, é complexa em termos de acertos a realizar nos próximos ano e deixa todos os agentes do sistema com uma elevada incerteza sobre o futuro — quer do lado dos operadores em termos de receitas, quer do lado dos comercializadores (e seus clientes) em termos dos seus custos.

7. O CT considera que, a ERSE deve privilegiar uma metodologia que não provoque incerteza e deixe claro de que forma se farão os acertos futuros, podendo passar por encurtar de modo substancial os atuais 40 anos de alisamento tarifário, de uma forma diferenciada para cada uma das infraestruturas, permitindo a todos os agentes de mercado conhecer a evolução dos proveitos, tarifas e custos no curto e médio prazo e antecipando a regulação das atividades com base nos dados do próprio ano.

C - CUSTO DE CAPITAL

1. A regulação das atividades associadas ao setor do gás natural é efetuada por custos aceites em base anual .com ajustamentos) que resultam da soma dos custos de exploração que lhes são afetos, com os custos de capital previstos para cada ano gás.

2. Os proveitos de capital resultam do produto de um custo de capital unitário — quociente entre os valores atualizados da soma dos valores anuais da remuneração da base de ativos regulados para o período da concessão mais as respetivas amortizações pela soma das quantidades previstas para o mesmo período — pelas quantidades do ano gás.

3. O estudo da ERSE para suporte da fixação das taxas de remuneração dos ativos —"Custo de capital das atividades reguladas do setor do gás" — recomenda o intervalo [7.8-8.2%] para o custo do capital, tendo a ERSE fixado em 8% a remuneração dos ativos de transporte; armazenamento; e receção, armazenamento e regaseificação de GNL. Ainda, o *benchmarking* considerado no estudo foi realizado apenas com base na comparação com empresas que, para além de desenvolverem fundamentalmente as atividades de transporte e distribuição de gás natural (cf. quadro 2-1, pág. 7), o fazem em mercados já consolidados. 4- Considerando o carácter ainda emergente do mercado do gás natural em Portugal e as necessidades de ajuste para a realidade portuguesa dos parâmetros financeiros estabelecidos, o CT aconselha prudência na transposição dos valores analisados no *benchmarking* e recomenda à ERSE uma atualização do estudo, de setembro de 2006, relativo ao custo do capital.

D - TAXAS DE REMUNERAÇÃO PARA AS VÁRIAS ATIVIDADES

1. O CT também salienta o facto de a ERSE aplicar uma mesma taxa de remuneração – 8% - às diversas atividades não considerando especificidades associadas a cada uma delas que poderiam justificar uma avaliação diferenciada do respetivo custo de capital, mesmo reconhecendo (cf. estudo realizado pela ERSE) o reduzido historial de valores associados a algumas dessas atividades (v.g. terminal de GNL de Sines, empresas concessionárias de armazenamento subterrâneo que iniciaram a atividade operacional em 2007).

2. O CT considera, assim, que na recomendada atualização do estudo sobre custo de capital seja incorporado um capítulo referente às diversas atividades do setor do gás natural e justificação dum tratamento diferenciado, ou não, quanto a este parâmetro.

E - DISTRIBUIÇÃO E PERDAS DO SISTEMA

1. A proposta apresentada pela ERSE não contempla ainda valores para os ajustamentos relativos a perdas do sistema nas redes de distribuição.

2. O CT considera conveniente que esta variável seja determinada quanto antes, incentivando a que todos os agentes do sistema se preparem e tenham em consideração o respetivo valor e, por outro, os operadores das redes de distribuição ganhem a experiência e criem as rotinas necessárias para o apuramento futuro.

3. O CT recomenda que a ERSE, após desencadear uma consulta aos operadores de redes de distribuição, proponha valores para os "Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição", atendendo às especificidades de operação das redes de distribuição e, em particular, das abastecidas por unidades autónomas de gaseificação.

F - INVESTIMENTOS EM CURSO

1. No estabelecimento da base de ativos remunerados das várias atividades associadas ao setor do gás natural, o CT considera que se deverá atender às especificidades relacionadas com os investimentos, e respetiva remuneração, necessários para o desenvolvimento de algumas dessas atividades.

2. Em particular o tratamento a dar aos investimentos que se desenvolvem ao longo de vários anos deverá ser objeto de alguma reflexão; de facto, a proposta da ERSE passa por capitalizar, ao custo do capital alheio, o investimento em curso, o que na prática significa que as empresas não veem o seu capital remunerado ao custo de capital proposto pela própria ERSE.

3. Este facto pode ter efeitos perversos sobre a qualidade dos investimentos a realizar: as empresas têm o incentivo a realizar, não os melhores investimentos, mas aqueles que mais rapidamente iniciem a sua exploração[311].

4. Face ao que, o CT entende que, para certos investimentos, devem ser criadas condições que incentivem os operadores a realizar as melhores opções para o sistema.

5. O CT considera as soluções poderiam passar por, nestes casos, remunerar o investimento em curso ao custo de capital proposto, reconhecendo-o na base de ativos a remunerar ou através da capitalização do investimento em curso ao custo de capital proposto.

6. Em qualquer caso, deve ser implementado pela ERSE um mecanismo que assegure que os operadores recebem o incentivo adequado à concretização atempada dos investimentos necessários.

G - ARMAZENAMENTO E SUSCEPTIBILIDADE DE GERAR DESVIOS TARIFÁRIOS

1. O CT chama a atenção para a previsível volatilidade das tarifas aplicáveis à função de armazenamento subterrâneo derivada essencialmente do facto de nesta infraestrutura se ter aplicado o mesmo princípio seguido para o transporte e o terminal de GNL de ausência de reserva firme (paga) de capacidade.

2. Contrariamente ao que sucede no transporte e no terminal de GNL, não é possível antecipar o perfil de utilização do armazenamento subterrâneo, sendo normal que ocorram períodos prolongados de ausência de movimentação e/ou permanência de gás natural naquela infraestrutura. Neste último caso, a estrutura tarifária proposta levará na prática à redução ou inexistência de proveitos no ano gás em causa, com criação de um défice tarifário a recuperar nos anos gás seguintes nos quais, em rigor, não existe, pelas mesmas razões, qualquer garantia de recuperação tempestiva dos proveitos permitidos desse(s) ano(s).

3. O CT recomenda que a ERSE reavalie a aplicação do RT ao armazenamento subterrâneo, considerando o estabelecimento de mecanismos que assegurem menores défices tarifários.

H - TARIFA DE ARMAZENAMENTO DA TRANSGÁS ARMAZENAGEM

1. O CT nota que no cálculo da base de ativos remunerados do operador Transgás Armazenagem foi considerado o total de subsídios recebidos por esta empresa, no montante de 4,429 milhões de euros, subdivididos em duas parcelas, uma de 3,722 milhões de euros, correspondente ao subsídio atribuído às cavidades TGCIS (imobilizado definitivo) e outra de 707 mil euros, correspondente ao subsídio atribuído à cavidade TGC-2 (imobilizado em curso).

2. O CT entende que, não tendo a ERSE considerado o valor do imobilizado em curso na base de ativos remunerados, não deveria descontar o valor dos subsídios atribuídos à cavidade TGC-2, devendo em consequência rever o valor da remuneração dos ativos afetos a este operador (de 1,327 milhões de

[311] A titulo de exemplo, referem-se 2 casos na armazenagem subterrânea:

1. A mobilização de uma "grua" para a realização de furos a partir dos quais se desenvolverão as próximas cavernas é muito onerosa e, em condições ótimas, dever-se-iam realizar por ex. 6 furos, por forma a minimizar o custo especifico de cada. No entanto, dado que cada caverna demorará cerca de 3 anos a lixiviar, os últimos furos só começarão a ser desenvolvidos a partir de 2015 (aprox.). Perante a atual proposta da ERSE os operadores são incentivados a apenas realizar 2 furos na próxima campanha, mobilizando de novo uma grua dentro de 3 anos.

2. No programa de lixiviação (ex: 2.ª caverna da Transgás Armazenagem), podem ser equacionadas 2 alternativas de lixiviação: a primeira conduz a uma cavidade maior, mas demora mais cerca de 12 meses a desenvolver, e a segunda será mais rápida conduzindo naturalmente a uma caverna cerca de 30% mais pequena. Perante a atual proposta da FRSE o operador é incentivado a escolher a segunda, embora esta conduza no futuro a maiores custos para o utilizador.

euros para 1,384 milhões de euros) bem como o valor dos proveitos permitidos para o primeiro ano gás (de 1,906 milhões de euros para 1,963 milhões de euros).

Aprovado em 09 de maio de 2007.

[Parecer integral digitalizado]: ver pg. 193 e ss.

◆ Resposta da ERSE ◆

I – NA GENERALIDADE

A ERSE aceita a recomendação do Conselho Tarifário em tornar o documento de justificação das tarifas e preços de gás natural de mais fácil compreensão por parte dos consumidores e das empresas, incluindo o desenvolvimento do sumário executivo, pelo que, em futuros documentos, não deixará de envidar todos os esforços nesse sentido.

II – NA ESPECIALIDADE

A – ALISAMENTO DOS PROVEITOS

A ERSE mantém que o alisamento dos custos com capital ao longo do período de concessão é a metodologia que melhor se enquadra no atual estádio de desenvolvimento do setor do gás natural em Portugal para repercutir os custos deste tipo de investimentos entre clientes atuais e clientes futuros.

Não obstante, a ERSE aceitou a recomendação do Conselho Tarifário de reanalisar as fórmulas de cálculo do custo com capital, tendo introduzido alterações que permitem a sua exequibilidade futura, assegurando a recuperação dos ajustamentos dos custos com capital passados, ainda não recuperados, ao longo do período remanescente até ao final da concessão, capitalizados à data do ano da tarifa.

Nesse sentido, a fórmula genérica a considerar no cálculo do custo com capital das atividades de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, de transporte de gás natural e de distribuição de gás natural será a seguinte:

$$\widetilde{CC}_t = \frac{\sum_{n=1}^{t-1}\left(\left(Am_n + Act_n \times \frac{RA_n}{100} - \widetilde{CC}_n\right)\times\prod_{j=n+1}^{t-1}\left(1+\frac{RA_j}{100}\times\left(1-\frac{t_j}{100}\right)\right)\right) + \sum_{n=t}^{N}\frac{\tilde{A}m_n + \tilde{A}ct_n \times \frac{RA_t}{100}}{\left(1+\frac{RA_t}{100}\right)^{(n-t+1)}}}{\sum_{n=t}^{N}\frac{\widetilde{Q}_n}{\left(1+\frac{RQA_t}{100}\right)^{(n-t+1)}}}\times\widetilde{Q}_t$$

em que:

N	Número de anos desde o primeiro ano de regulação até final da concessão
Am_n	Amortização do ativo fixo, deduzida da amortização do ativo comparticipado, ocorrida no ano gás n
Act_n	Valor médio do ativo fixo, líquido de amortizações e comparticipações, ocorrido no ano gás n, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano gás
RA_n	Taxa de remuneração do ativo fixo da atividade A, em vigor no ano n, em percentagem
$\widetilde{CC}_n$	Custo com capital, considerado para cálculo dos proveitos permitidos no ano gás n
RA_j	Taxa de remuneração do ativo fixo da atividade A, em vigor no ano j, em percentagem
t_j	Taxa de imposto sobre o rendimento, em vigor no ano j, em percentagem
$\tilde{A}m_n$	Amortização do ativo fixo, deduzida da amortização do ativo comparticipado, previsto para o ano gás n do período de previsão N

$\widetilde{Act}_n$	Valor médio do ativo fixo, líquido de amortizações e comparticipações, previsto para o ano gás *n* do período de previsão *N*, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano gás
$\widetilde{Q}_n$	Quantidade de gás natural prevista associada à atividade A, para o ano gás *n* do período de previsão *N*, em m^3
RQA_t	Taxa de atualização das quantidades de gás associada à atividade A, em vigor no ano *t*, até final do período *N*
$\widetilde{Q}_t$	Quantidade de gás natural prevista associada à atividade A, para o ano gás *t*, em m^3

A aplicação desta fórmula conduzirá a que no final do período de concessão as concessionárias das infraestruturas recuperem os custos com capital devidos.

O Regulamento Tarifário será objeto de uma atualização em conformidade com esta alteração, pelo que oportunamente serão desencadeados os procedimentos previstos para a sua efetivação.

B – PREVISIBILIDADE REGULATÓRIA

A ERSE desenvolve a sua atuação, como intencionalmente sempre o fez, pelo cumprimento dos princípios que a orientam enquanto regulador do setor, de onde emergem os princípios da transparência, da estabilidade e da previsibilidade.

Acresce ainda referir que o exercício da regulação requer igualmente, por parte do regulador, a aquisição de um vasto conjunto de informação sobre as empresas reguladas o qual, no momento presente, face ao estádio emergente que caracteriza o setor do gás natural e tendo sido este o primeiro ano de regulação do setor por parte da ERSE, carece de ter sido atingido pelo que quanto melhor for a informação disponibilizada mais fácil e adequada será a intervenção do regulador.

Face ao conhecimento atual da evolução futura do mercado de gás natural em Portugal, a adoção neste primeiro ano gás de taxas diferentes para atualização das quantidades de gás natural e para atualização dos custos relativos à base de ativos regulada teve por objetivo conjugar os diferentes riscos inerentes às previsões da procura, associados ao terminal de GNL e à infraestrutura de transporte de gás natural para um horizonte de 40 anos, com o equilíbrio económico e financeiro das respetivas concessões.

O Conselho Tarifário, no seu parecer, alega que o sistema proposto introduz incerteza sobre o futuro por não terem sido apresentados os valores dos parâmetros para o período de regulação.

Nesse sentido a ERSE clarifica que os valores dos parâmetros utilizados no cálculo das tarifas para o ano gás 2007-2008 se mantêm inalterados durante este primeiro período de regulação de 2007-2008 a 2009-2010, como a seguir se indica:

	Ano gás 2008-2009	Ano gás 2009-2010
Atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL		
• Taxa de remuneração do ativo fixo, em vigor no ano *n*, em percentagem • Taxa de atualização das quantidades de gás natural, em vigor no ano *t*, até final do período *N*	8% 15%	8% 15%
Atividade de Transporte de gás natural		

• Taxa de remuneração do ativo fixo, em vigor no ano *n*, em percentagem	8%	8%
• Taxa de atualização das quantidades de gás natural, em vigor no ano *t*, até final do período *N*	11%	11%

Conforme previsto no Regulamento Tarifário, após o primeiro período de regulação e tendo sempre presente o princípio da estabilidade, a progressiva melhoria da informação prestada ao regulador pode conduzir a alterações nestes parâmetros de regulação.

O advento do Mercado Ibérico de Gás Natural (MIBGÁS), conjugado com a abertura dos mercados, o inerente aumento da competitividade, bem como a harmonização dos sistemas de regulação dos dois países, pode vir a constituir um fator indutor da introdução de fatores de eficiência na regulação.

C e D – CUSTO COM CAPITAL E TAXAS DE REMUNERAÇÃO PARA AS VÁRIAS ATIVIDADES

O Conselho Tarifário recomenda a atualização do estudo, de setembro de 2006, relativo ao custo com capital.

No estudo desenvolvido a ERSE teve presente que o mercado de gás natural em Portugal não se encontra totalmente consolidado, pelo que considerou como intervalo para o beta das atividades reguladas de gás natural em Portugal, não só o resultante de um *benchmark* com empresas espanholas do mesmo setor, como também um beta médio do conjunto das empresas cotadas em bolsa, para reduzir o efeito da menor maturidade das empresas portuguesas.

Face aos poucos dados disponíveis, não foi possível definir em separado o custo de capital para cada uma das atividades reguladas, facto que se espera venha a ser ultrapassado na definição do custo de capital para o próximo período regulatório.

E – DISTRIBUIÇÃO E PERDAS DO SISTEMA

A ERSE considerou a recomendação do CT tendo enviado, no passado dia 14 de maio, uma carta aos operadores das redes de distribuição de gás natural solicitando-lhes uma proposta fundamentada para os fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos. Sendo de prever que o processo de definição desses valores não seja compatível com os prazos apertados exigidos pelo processo de fixação de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2007-2008, optou-se por fazer publicar os fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição de gás natural em separado.

F – INVESTIMENTO EM CURSO

Toda a atividade empresarial deve ser realizada num quadro de uma gestão eficiente, a qual se reflete nas decisões de investimento que melhor se adequem aos objetivos estratégicos de cada empresa., pelo que no seu planeamento devem prevalecer critérios de eficiência e não somente financeiros.

A ERSE não entende a posição do Conselho Tarifário ao defender que o critério chave de decisão dos projetos de investimento a efetuar pelas empresas reguladas, detentoras de uma concessão para exploração de infraestruturas de gás natural, em regime de serviço público, atribuídas pelo Estado Português, se paute por razões de menor tempo de construção (maior rapidez de entrada em exploração) e não por razões técnicas e económicas que conduzem à seleção dos melhores investimentos. Obviamente, para a ERSE, serão estes últimos os critérios que nortearão a sua apreciação dos investimentos submetidos pelas empresas para constarem da base de ativos aceite para regulação.

A ERSE considera que os investimentos só são passíveis de remuneração à taxa do custo do capital a partir do momento em que entram em exploração, ou seja, quando esses investimentos passam a poder ser

utilizados na prestação de serviços a clientes gerando, assim, proveitos para as empresas; até essa altura, a ERSE aceita que a empresa imobilize unicamente os custos em que incorre quer sejam operacionais, quer sejam financeiros.

Assim, o facto da remuneração do capital apenas contemplar o imobilizado fixo deve ser visto, por um lado, como um incentivo à empresa para concluir os seus projetos dentro de prazos adequados, de modo a poder ser ressarcida do investimento que efetuou, e, por outro lado, deve servir também como fator de racionalidade para a decisão de investimento, desencorajando a realização de projetos sem o devido amadurecimento e integração nos objetivos traçados no âmbito do desenvolvimento económico da atividade.

G – ARMAZENAMENTO E SUSCETIBILIDADE DE GERAR DESVIOS TARIFÁRIOS

A ERSE concorda com o comentário do Conselho Tarifário quando afirma ser difícil de antecipar o perfil de utilização do armazenamento subterrâneo ao longo do ano. Com efeito, uma boa parte da capacidade das instalações só muito recentemente começou a estar operacional o que torna difícil obter um registo histórico da utilização desta infraestrutura. Aliás, esta foi a justificação da ERSE no documento de proposta de tarifas para o ano gás 2007/2008 para a não determinação dos períodos tarifários previstos no Regulamento Tarifário para esta infraestrutura.

Convém, no entanto, referir que a propósito da determinação da estrutura desta tarifa as empresas reguladas, nomeadamente no que diz respeito aos termos tarifários de energia injetada e extraída, fizeram notar que muito provavelmente a capacidade de armazenamento subterrâneo disponível seria, quase na totalidade, utilizada para armazenamento estratégico.

O armazenamento estratégico, que está previsto na legislação do setor, dada a sua natureza, conduz a perfis de utilização estáveis numa lógica de segurança de abastecimento de médio prazo. Assim, os perfis de utilização desta infraestrutura deverão ser tão ou mais previsíveis que os dos restantes elementos da RNTIAT.

No entanto, caso se justifique, a ERSE está sempre disponível para adaptar a estrutura das tarifas com vista a refletir os custos associados às diferentes atividades procurando sempre transmitir os sinais preço mais eficientes para os utilizadores. Importa, contudo, referir, que alterações à estrutura das tarifas devem estar assentes em estudos que as suportem, nomeadamente, através da consideração de perfis de utilização.

H – TARIFA DE ARMAZENAMENTO DA TRANSGÁS ARMAZENAGEM

A ERSE concorda com o comentário do Conselho Tarifário, sendo os proveitos permitidos da Transgás Armazenagem alterados em consonância, passando de 1,906 milhões de euros para 1,963 milhões de euros.

2 REGULAMENTAÇÃO E OUTROS

◆ Alteração do Regulamento Tarifário do setor do gás natural ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento Conselho Tarifário (CT) "*(...) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*"[312].

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: "*(...)* emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre afixação de tarifas e preços", parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo[313] e deve ser emitido no prazo máximo de 30 dias após a receção da proposta

O Conselho de Administração da ERSE entregou ao Conselho Tarifário uma "Proposta de revisão do Regulamento Tarifário do gás natural", solicitando parecer sobre a mesma.

Posto o que, nos termos do n.º 7 do artigo 149.º do Regulamento Tarifário (RT), conjugado com o n.º 2 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, a Secção do Setor do Gás Natural do Conselho Tarifário emite, sobre a proposta de alteração do Regulamento Tarifário do setor do gás natural, o seguinte parecer:

I - GENERALIDADE

1. O CT aguardava pela presente proposta de revisão preparatória do próximo período regulatório 2010-2013 para a qual, no seu parecer de 15.05.2009, tinha adiantado, na generalidade, algumas sugestões, como sendo a simplificação de procedimentos ou a revisão do processo de consulta ao CT.
2. A presente proposta de revisão vem estabelecer novas regras e procedimentos a seguir pelas empresas reguladas que, parcialmente, interferem já com a informação prestada/a prestar para efeitos de fixação de parâmetros tarifas e preços para o triénio regulatório 2010-2011. Não tendo a proposta sido apresentada em momento anterior, será conveniente o estabelecimento dum diálogo entre regulador e regulados de forma a promover a produção de informação útil sem duplicação de trabalho e custos.
3. O CT regista a inserção de novas formulações e conceitos (ex. critério de separação em três funções dos proveitos do terminal; parâmetros para definição e evolução do *benchmarking* na distribuição; fixação do *spread* em caso de ajustamentos) e expressa preocupação pelo facto destes não estarem acompanhados por uma definição de limites ou de critérios para a sua concretização, o que os torna não determináveis.
4. O CT considera que o exercício da regulação deve sempre privilegiar a estabilidade e previsibilidade dos proveitos e tarifas regulados, pelo que um aumento da opacidade da redação dos regulamentos deve ser evitado. Assim, o CT sugere a reavaliação dos pontos de incerteza e imprevisibilidade regulatória, mediante a concretização da respetiva metodologia de aplicação e determinação dos novos parâmetros quantitativos agora propostos.
5. O CT nota que existem discrepâncias entre o discutido no Documento Justificativo (DJ) e o apresentado na Proposta de Articulado (PA) que, além de dificultarem a análise, suscitam, pelo conteúdo aparentemente contraditório, algumas reservas (a título de exemplo refira-se o *price cap* e melhoria de eficiência ou a margem da comercialização de último recurso infra desenvolvidos).

[312] Conf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

[313] Conf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

6. O CT acolhe com agrado o princípio transversal, subjacente à proposta de alteração dos regulamentos, de simplificação de processos, considerando que a mesma permitirá aliviar carga burocrática sem prejuízo do rigor e precisão necessários em qualquer processo de fixação e acompanhamento da aplicação do tarifário por parte do regulador.

7. Merece, aliás, especial aplauso a simplificação de processos no que diz respeito ao reporte financeiro passar a ser realizado em ano civil, no lugar do ano gás, pondo termo às elevadas dificuldades e custos, a ser suportados pelas tarifas, que o reporte em ano gás criou.

8. Dado este passo, considera o CT que a proposta poderia, mantendo o calendário de fixação de tarifas do gás natural no 1.º semestre de cada ano, eliminar o conceito de "*ano gás tarifário*" com tarifas estabelecidas pela utilização da média dos valores contabilísticos dos dois anos civis que enquadram aquele "*ano gás tarifário*". Com efeito, considerando a natureza do próprio SNGN:

   a) As tarifas de acesso às infraestruturas (transporte, terminal, armazenagem subterrânea e distribuição), podem ser calculadas com antecipação de 6 meses, sem incorreção significativa, pois as bases do respetivo cálculo (i.e., investimentos e custos operacionais) são estáveis e previsíveis no horizonte do período regulatório. Aliás, para as próprias empresas reguladas este conhecimento antecipado dos respetivos proveitos permitidos teria um valor acrescentado na elaboração dos respetivos orçamentos anuais;

   b) No que respeita à tarifa de energia, é de salientar que cerca de 90% do mercado potencialmente sujeito a regulação, está já sujeito a uma variação trimestral da tarifa de energia, pelo que não seria afetado por esta mudança. No caso particular do mercado doméstico, cuja tarifa de energia é revista anualmente, a fixação da mesma com antecipação de 6 meses, em caso de variações significativas, poderia ser atenuada com um processo de revisão semestral extraordinário da tarifa de energia, permitido aliás pela própria redação atual do RT[314].

9. O CT recomenda, assim, que a ERSE considere a extinção do conceito do "ano gás", passando também o reporte operacional e de qualidade de serviço a ser realizado com base no ano civil, sendo as tarifas igualmente estabelecidas para o ano civil, ainda que se mantendo o atual período ordinário de fixação das mesmas.

10. A presente proposta de revisão, embora atenuada, mantém ainda aspetos de proximidade com o setor elétrico que, entende o CT, poderiam ser suprimidos como sendo a existência de períodos tarifários diferenciados na distribuição, que a prática demonstra injustificados.

11. Atenta a duração do período de regulação em Portugal, as economias de custo obtidas, com base em objetivos pré-estabelecidos, no final do período e a sua aplicação durante um período fixo (ou seja, o período de regulação), pode vir a revelar-se um incentivo menos adequado, distorcendo decisões, uma vez que fornece incentivos para adotar iniciativas de redução de custos apenas nos primeiros anos e não possibilitando tempo de maturação suficiente para que as medidas resultem em economias visíveis.

12. O CT sugere que, futuramente, a ERSE pondere a introdução e definição dum "*rolling incentive*" que permita a fixação de metas de eficiências para períodos de duração variável, desde que a partilha de eficiência possa ser regular e equilibrada.

[314] Cf. Secção XI.

II - ESPECIALIDADE

A. MODELO REGULATÓRIO "*PRICE CAP*", METAS DE EFICIÊNCIA E PARTILHA DOS GANHOS

1. Introdução de mecanismos de eficiência

1.1. O CT congratula-se com a introdução de mecanismos de eficiência como incentivo às empresas na redução dos seus custos em beneficio dos consumidores.

1.2. A adoção de uma regulação por incentivos implica que certos elementos dos proveitos permitidos sejam definidos para um determinado período de tempo, independentemente dos custos efetivamente incorridos, e em que é autorizado à empresa regulada reter uma parte da diferença entre esses proveitos permitidos e os custos efetivamente incorridos a título de incentivo.

1.3. O CT, embora concordando com a proposta de manutenção da regulação por '*cost of service*' nas infraestruturas de alta pressão, entende que durante o período regulatório de 2010-2012 sejam estudadas e avaliadas medidas de eficiência a implementar podendo algumas delas ser introduzidas já no presente período relativamente aos custos operacionais considerados controláveis pelas empresas.

2. Regulação dos setores da distribuição e CURR por *price cap*

2.1. O Conselho Tarifário reconhece méritos na proposta agora apresentada de modificação da metodologia de regulação dos custos no setor da distribuição (ORD e CURR) para um modelo de *price cap*.

2.2. Até ao momento a ERSE tem optado por impor um corte global nos custos operacionais apresentados (a ERSE tem imposto nas propostas de tarifário anual a manutenção dos custos verificados nas empresas em 2007 num cenário antes da separação das atividades), sem discriminação pelas funções de distribuição e comercialização de último recurso retalhista, antecipando o CT que a alteração agora proposta permita uma melhor fundamentação dos critérios de classificação dos custos controláveis e objetivos de eficiência.

2.3. Constatando o anúncio de realização de estudo de "*benchmark*", o CT aguarda que lhe seja prestada informação sobre a metodologia, empresas e mercados que serão considerados comparáveis para efeitos de cálculo de custos operacionais (tendo em consideração as especificidades do setor do GN em Portugal, em particular os comparativamente muito baixos consumos específicos), atendendo a que os resultados deste estudo em curso poderão ser tomados em consideração para efeitos de definição de metas de eficiência,

2.4. O CT não pode deixar de recomendar que ERSE explicite dum modo mais detalhado os princípios que se propõe seguir na aplicação deste modelo regulatório, o envolvimento das empresas objeto do *price cap*, bem como de outros interessados nos objetivos de eficiência a estabelecer para os períodos regulatórios.

2.5. O CT nota uma aparente incoerência entre o anunciado objetivo de "*premiar as empresas que ultrapassem as metas de eficiência*"[315] e o texto do articulado. Com efeito, da análise da metodologia de cálculo dos ajustamentos aos proveitos permitidos [cf. equação (35) da proposta do RTI, este parece ser feito com base na diferença entre os proveitos faturados e os proveitos a que a empresa tem direito no ano em análise (calculado com os valores realmente verificados, leia-se custos verificados).

[315] Cf. Documento Justificativo, pág. 31.

2.6. Considera o CT que:

a) Deve-se evitar fixar objetivos de eficiência numa lógica casuística anual e privilegiar a fixação de objetivos exequíveis, após negociação, tendo por referência no mínimo um período regulatório, desde que acauteladas não apenas uma célere partilha dos benefícios com os consumidores como a monitorização da qualidade do serviço;

b) Para incentivar a eficiência, no cálculo do ajustamento anual devem ser considerados os custos eficientes aprovados pela ERSE para esse ano;

B. HARMONIZAÇÃO TARIFÁRIA - CONVERGÊNCIA PARA A TARIFA ADITIVA

1. O CT constata que a ERSE propõe alterações no mecanismo de convergência das tarifas de venda aos consumidores finais com consumos iguais ou inferiores a 10.000m^3. O objetivo das alterações é acelerar a convergência para as tarifas aditivas, de forma a ser alcançada a uniformidade tarifária nas diversas regiões do país.

2. O CT tem reiterado e defendido a harmonização dos princípios tarifários, nomeadamente, a igualdade de tratamento e de oportunidades decorrente da aplicação da uniformidade tarifária imprescindível, num serviço público essencial, acautelando assim impactos negativos relevantes no tarifário a aplicar no espaço nacional e evitando a descriminação negativa dos consumidores em situação igual em virtude da sua localização geográfica.

3. No entanto, o CT questiona se o mecanismo de convergência proposto não dificultará a uniformidade tarifária desejável, uma vez que é assimétrico e opera de forma diferenciada nos casos em que as tarifas dos CUR sejam inferiores ou superiores à tarifa aditiva.

4. Dependendo da definição dos parâmetros (referidos no art.º 120.º do Regulamento Tarifário), o CT considera que a convergência das tarifas para a tarifa aditiva poderá ser imediata.

5. Recordando que tem defendido, junto da ERSE, a aceleração do processo de convergência[316], o CT constata que, novamente, parece não ser considerada a possibilidade de algum dos preços de tarifa poderem aumentar (apenas a possibilidade de "preços próximos serem igualizados").

6. Sem a possibilidade de alguns dos preços de tarifa aumentarem, não se vê como o termo fixo das Lisboagás, Lusitaniagás e Setgás no escalão I (1.65€/mês) ou Portgás (1.77€/mês), alguma vez chegará ao termo fixo nacional (2.54€/mês)[317].

7. O CT considera que a impossibilidade de igualização do termo fixo - implicando a correção em alta de alguns dos preços das tarifas aplicadas pode acabar por se tornar lesiva dos interesses dos consumidores no curto prazo.

8. Naturalmente que o CT entende que, relativamente a estes clientes que sofrem aumentos no termo fixo, deve ser devidamente corrigido o preço no termo variável (nota-se que estes clientes têm uma tarifa de energia superior à média nacional) pelo que não se verificaria o aumento do custo anual.

9. A consideração de um mecanismo global em alternativa à consideração individual de cada CUR acentua a dificuldade de obtenção de aditividade tarifária, pelo que o CT recomenda a eliminação das restrições à aplicação integral da uniformidade tarifária.

[316] Cf. Pareceres de 15 de maio de 2009 e de 15 de maio de 2008.

[317] Quadro 2-3 na pág. 7 do Documento Justificativo.

C - ESTRUTURA TARIFÁRIA E TARIFAS

1. Estrutura tarifária

1.1. Contrariamente ao que sucede noutros países europeus, designadamente Espanha, nas infraestruturas em Portugal inexiste contratação de capacidade ex-ante: paga-se apenas o que se usa, solução que é mantida na atual proposta de revisão regulamentar.

1.2. O CT reconhece os benefícios da introdução de tarifas de entrada e saída na RNTGN implementando as regras de boa prática e a regulamentação europeia. Considera, contudo, ser igualmente importante a alteração da prática atual de não exigir pagamento pela reserva que, em caso de não utilização, não apenas penaliza terceiros, como contribui para um custo suportado pelos consumidores.

1.3. O CT entende que a ERSE poderia já neste processo de revisão debruçar-se sobre os processos de contratação e correspondentes tarifas de acesso às infraestruturas para que, senão na totalidade pelo menos parcialmente, se possam realizar reservas firmes com a antecipação necessária ao seu uso, de forma a incentivar a sua utilização racional e fornecer sinais das tendências de saturação e reduzir o risco de congestionamento.

1.4. Desta forma o congestionamento será identificado com a antecedência suficiente que permita estudar soluções compatíveis com as necessidades dos diversos utilizadores e o custo induzido pela não utilização da capacidade reservada pode ser atribuído diretamente a quem lhe deu origem.

1.5. Pelas mesmas razões, o CT considera que também a tarifa de armazenamento deve ter um termo de capacidade contratável *ex-ante*.

1.6. Quanto ao terminal de GNL, o CT regista a proposta da ERSE de alteração do processo de cálculo da contribuição na tarifa de cada secção do processo do terminal.

1.7. Contudo, considera o CT que o objetivo de assegurar um preço eficiente para o seu uso conjugado não deve ser abandonado.

1.8. Tal como apresentada, a proposta não contribui para a transparência do processo de fixação das tarifas, pelo que se sugere a sua revisão de forma a tomá-la mais clara.

2. Tarifa de comercialização de último recurso — monómia *versus* binómia

2.1. A ERSE propõe a alteração da estrutura tarifária dos Comercializadores de Último Recurso (CUR) de uma tarifa monómia para uma tarifa binómia, com um termo fixo e um termo variável dependente da quantidade.

2.2. O CT considera esta alteração positiva na medida em que possibilite a redução da tarifa de venda aos consumidores finais aplicada aos consumidores mais pequenos de cada grupo de tarifário e sinalize uma maior eficiência energética por parte dos consumidores, desde que não configure uma subsidiação cruzada.

2.3. Com efeito, o CT considera que, em qualquer caso, a alteração da estrutura tarifária não poderá conduzir a uma distorção da correta alocação dos custos gerados, nomeadamente se ocorrer um aumento excessivo da fração da tarifa recuperada no segmento dos grandes clientes, que ao manter artificialmente baixa a tarifa do doméstico dificultará a entrada de outros comercializadores neste mercado.

2.4. Sendo certo que a tarifa de comercialização CUR serve fundamentalmente para recuperar os custos de exploração destas empresas, estes deverão ser recuperados por segmento de mercado de acordo com a respetiva geração, de acordo com o princípio de aderência das tarifas aos custos.

2.5. Assim, o CT salienta que na avaliação dos efeitos desta medida é crucial conhecer a definição das variáveis de faturação, bem como a definição do termo fixo para cada grupo tarifário, o que não resulta do texto da proposta.

D - ALISAMENTOS

1. Generalidades

1.1. O mecanismo de alisamento difere temporalmente os custos com capital, no pressuposto que as taxas de utilização futuras das infraestruturas serão superiores às atuais. Este mecanismo faz uso eficiente das informações disponíveis em cada período, combinando os valores efetivamente realizados com os valores esperados, garantindo que os desvios *'ex-post'* são considerados na procura planeada.

1.2. No entanto, o alisamento encerra riscos futuros para os consumidores, entre outros:

(i) caso exista quebra dos consumos previstos para o futuro, o aumento real das tarifas pode ser demasiado elevado para os consumidores dependentes do gás nas suas atividades económicas;

(ii) as tarifas com proveitos alisados podem, num quadro ibérico, distorcer a procura relativamente a infraestruturas similares sem alisamento e gerar encargos futuros de recuperação difícil num ambiente de concorrência;

(iii) as tarifas alisadas, traduzem a prazo sinais inadequados para o uso eficiente do sistema.

1.3. Existe assim, um racional para a eliminação do alisamento embora, entende-se, existem princípios a ter em conta, nomeadamente a estabilidade tarifária e a necessidade de correção célere dos desvios acumulados em períodos anteriores.

1.4. Do ponto de vista dos consumidores, os desvios de proveitos, qualquer que seja a sua natureza, estimativa de procura ou alisamento, acima ou abaixo dos proveitos permitidos não alisados, são sempre inconvenientes, pelo efeito que induzem nos consequentes períodos de recuperação, provocando indesejáveis oscilações tarifárias que, no caso das infraestruturas gasistas, podem ser substanciais.

1.5. Sendo reconhecido pela própria ERSE que o mecanismo de alisamento obriga à apresentação de estimativas de longo prazo (para a duração das concessões) a 40 anos, quer para os investimentos a realizar, quer para os volumes veiculados que, na prática, se reduzem a exercícios teóricos e por vezes menos transparentes, de extrapolação, com margem de erro muito elevada.

1.6. Face ao exposto, o CT considera positiva a iniciativa da ERSE de propor a eliminação do mecanismo de alisamento de proveitos permitidos para o cálculo das tarifas de acesso do transporte e distribuição, sugestão aliás avançada pelo próprio CT no seu parecer à proposta de tarifário para o ano gás 2009-2010[318].

1.7. Sem prejuízo do apoio ao princípio de eliminação do alisamento, o CT considera, como proposto pela ERSE, adequada a continuação da utilização desse mecanismo para o terminal de GNL, processo de transição a extinguir no fim do período determinado.

1.8. Ainda, os valores apresentados pela ERSE no Documento Justificativo obrigam, no caso das infraestruturas de transporte e distribuição, a uma ponderação cuidada dos impactos potenciais nas tarifas de acesso que a eliminação do alisamento poderá implicar (designadamente pela recuperação do desvio acumulado no período regulatório anterior ou pelo efeito direto da alteração da fórmula de cálculo dos proveitos permitidos para os próximos anos).

[318] Cf. ponto E. 1.5 do parecer de 15 de maio de 2009.

1.9. Finalmente, o CT recomenda que a ERSE, de forma a garantir a neutralidade financeira, adapte o mecanismo de capitalização dos desvios acumulados tendo em consideração a filosofia subjacente ao alisamento e tendo em conta a taxa de remuneração dos ativos.

2. Distribuição

2.1 No caso do setor da distribuição os efeitos acima referidos traduzir-se-iam num aumento significativo dos proveitos permitidos das ORD no próximo ano gás:

(i) O desvio de recuperação de proveitos, face aos que seriam obtidos pela aplicação do mecanismo clássico, foi estimado pela ERSE em 38% do montante dos proveitos permitidos no ano gás 2009-2010 (221.4 M€), ou seja, cerca de 84.1 M€. Para este desvio, a ERSE propõe uma recuperação em 9 anos, capitalizada;

(ii) A aplicação da fórmula sem alisamento no próximo ano gás conduziria a um aumento dos proveitos permitidos que foi estimado pela ERSE em 14% do montante dos proveitos permitidos no ano gás 2009-2010 (221.4 ME), ou seja, cerca de 31 M€. Para esta alteração, não são explicitadas medidas mitigadoras do aumento, pressupondo-se que seria aplicada a partir de 1 de julho de 2010.

2.2 Ainda que o CT concorde que da eliminação do mecanismo de alisamento, uma simplificação e clareza no cálculo dos proveitos permitidos que nomeadamente, a previsibilidade e estabilidade regulatória no setor da distribuição, não pode deixar de expressar preocupações quanto ao impacto que a mesma eliminação provocaria nas tarifas URD nos próximos anos, caso não sejam implementadas medidas de limitação de variações tarifárias.

2.3 A proposta apenas avança com a recuperação, num período de 9 anos, do desvio resultante do alisamento no primeiro período regulatório. No entanto, a obtenção da neutralidade financeira[319] sugere uma recuperação do desvio acumulado proporcionalmente superior nos primeiros anos o que, da análise anterior, parece ser de evitar não sendo, em contrapartida, evidenciadas quaisquer medidas de atenuação da passagem do cálculo dos proveitos permitidos para a fórmula sem alisamento.

2.4 O CT recomenda assim, que a ERSE explicite de um modo mais detalhado e quantitativo o impacto previsto nas tarifas de URD buscando, além da obtenção da "neutralidade financeira", a possível "neutralidade tarifária", considerando nomeadamente o aumento previsível de consumos no período de 9 anos, a dilação do ritmo de recuperação da neutralidade financeira, na qual se poderia incorporar parte dos aumentos dos proveitos resultantes da alteração de cálculo.

F - REMUNERAÇÃO DO FUNDO DE MANEIO DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

1. O CT entende que a ERSE, ao considerar explicitamente o diferencial entre prazo médio de recebimentos e prazo médio de pagamentos, simplifica o método de apuramento da margem de comercialização considerada como razoável para esta atividade, o que se nos afigura positivo.

2. A ERSE propõe o cálculo a partir de uma taxa de remuneração do ativo circulante, sem expressar como é definida tal taxa, o que surge apenas clarificado no Documento Justificativo (taxa de remuneração dos ativos), pelo que o CT sugere a retificação da proposta em conformidade.

3.

[319] Sugerida na Fig. 3-4 do Documento Justificativo.

G - SUSTENTABILIDADE DO MERCADO LIVRE E DO MERCADO REGULADO

1. O CT considera positivamente as preocupações quanto à sustentabilidade dos mercados livre e regulado levantadas pela ERSE, bem como à necessária implementação de medidas conducentes à garantia dessa sustentabilidade.
2. O CT concorda com a proposta de transferência dos desvios extraordinários de custos de aquisição de energia da atividade de compra e venda de gás natural da comercialização de último recurso, para os proveitos a recuperar para a proposta nova tarifa de Uso Global do Sistema (UGS II), em alternativa a fazê-lo exclusivamente através dos proveitos a recuperar pela tarifa de energia.
3. Tendo em vista obviar à criação ou agravamento de potenciais desvios, o CT entende que o valor a transferir mensalmente pela ORT deve corresponder ao valor efetivamente faturado na tarifa UGS II.
4. O CT alerta, ainda, para o facto de no caso do mercado livre, sendo expectável que a adaptação das tarifas de energia às respetivas condições de compra por parte do comercializador ocorra de forma quase imediata, quando o desvio é no sentido da alta de preços, a que acresce o aumento da tarifa de uso global, pode tal adaptação, inversamente, ser menos célere quando o desvio ocorra em sentido contrário o que poderá mostrar-se penalizador para os clientes em mercado livre.
5. O CT considera que seria útil acompanhar de perto este mecanismo de acerto das tarifas face aos desvios extraordinários, de forma a aferir da necessidade de introdução de algum controlo na transferência desses efeitos para os consumidores, minimizando os seus efeitos penalizadores.
6. Atento a que é necessário manter o equilíbrio entre o mercado regulado e o liberalizado, não interferindo no mercado designadamente pela criação de tarifas de energia artificialmente baixas, o Conselho recomenda à ERSE uma particular ponderação no recurso a este mecanismo.
7. Finalmente, o CT sugere que a ERSE explicite o regime de isenções à tarifa UGS II.

H - PROMOÇÃO DA EFICIÊNCIA AMBIENTAL

1. A ERSE propõe, na Secção X, nova metodologia no que concerne ao incentivo à promoção do desempenho ambiental, mantendo a inclusão nos proveitos permitidos da cadeia de valor do Sistema Nacional de Gás Natural (atividades principais), dos custos relacionados com a melhoria do desempenho ambiental.
2. O CT reconhece a mais-valia para o sistema dum bom desempenho ambiental, lembrando, contudo, que existem custos associados a este desempenho ambiental que são repercutidos nas tarifas, pelo que recomenda que a ERSE monitorize estes custos bem como a eficácia das medidas aprovadas.

I - TAXA DE OCUPAÇÃO DO SUBSOLO

1. O CT considera que as taxas de ocupação do subsolo, cobradas pelos municípios ao operador da rede de distribuição em conformidade com a legislação, vão ter um impacto negativo sobre o bem-estar dos consumidores: (i) seja porque aumentam a tarifa de venda a clientes finais cobrada pelos CUR retalhistas (tarifa aditiva), (ii) seja porque aumentam os custos de eventuais comercializadores privados, que poderão ou não refletir o aumento de custo no preço praticado junto dos seus clientes finais.
2. Ainda que, no que diz respeito à sua apresentação ao consumidor final, estas taxas de ocupação do subsolo fiquem claramente segregadas, na fatura, dos preços e tarifas de gás natural - assim se identificando claramente o destino das verbas a título de taxa municipal -, o CT expressa a sua concordância quanto à necessidade de dilatar no tempo a recuperação dos valores pagos pelas distribuidoras, anteriormente à revisão dos contratos de concessão, de forma a limitar o impacto na

fatura dos clientes finais (parecendo adequado o prazo de 5 anos proposto, sem prejuízo de dever ser validado, após a verificação dos montantes em causa em cada distribuidora e concelho).

3. No entanto, o CT tem reservas quanto ao mecanismo de repartição, pelos diferentes segmentos do mercado, dos valores das taxas de subsolo:

   a) Desde logo, nota-se que o próprio texto do Documento Justificativo não é completamente claro quando na sua pág. 54 refere que: "*Propõe-se que a estrutura de preços, a aplicar aos clientes do município pelos operadores das redes de distribuição, seja proporcional à estrutura de preços das tarifas de uso da rede de distribuição dos operadores da rede de distribuição*", parecendo da análise ao novo Art.º 162.º-C que a proporcionalidade aqui referida se aplicará antes aos montantes faturados em cada nível de preços da distribuição, nomeadamente MP, BP> e BP<.

   b) Ao confirmar-se a divisão dos montantes a repercutir por esta metodologia, o CT nota que, na prática, os clientes não domésticos serão especialmente afetados, dado que sendo este mercado o responsável pela grande maioria dos volumes veiculados, os respetivos montantes recuperados na tarifa de uso de distribuição serão muito significativos;

   c) Em especial, chama-se a atenção para os clientes do segmento entre 10.0001.000.000 m^3/a, que não tendo acesso à tarifa MP, poderão sofrer uma dupla penalização, quer em quantidades veiculadas, quer ao nível da faturação da URL);

   d) Finalmente é de salientar que o mecanismo de determinação dos fatores propostos para ponderar os valores por mercado e concelho [cf. F_t^p na equação (131)], e que poderiam ter um efeito corretor nos valores a alocar por cada segmento, não é de todo explicitada, o que confere ainda maior opacidade à proposta.

4. Ora, o CT não pode deixar de reconhecer que o principal indutor da quilometragem da rede é o mercado doméstico e a necessária capilaridade da rede correspondente, pelo que recomenda uma proposta equilibrada de repercussão das taxas de subsolo que reflita esta relevância do mercado doméstico na extensão de rede.

5. Ainda, dado que o cálculo das taxas de ocupação do subsolo é feito município a município, o CT considera necessário averiguar a existência de assimetrias no que respeita às taxas aplicadas em cada município, analisando em que medida esta diferenciação coloca em causa a equidade entre consumidores de um ponto de vista regional.

6. Finalmente, o CT sugere um especial cuidado na forma de repercutir o custo com as taxas de ocupação do subsolo nos consumidores, atuais e futuros, salientando a necessidade de explicitação e reavaliação:

   a) do critério adotado para a determinação do valor das taxas de ocupação liquidadas pelos municípios, referentes aos anos 2006, 2007 e 2008 considerado no ano s. já que uma alocação enviesada dos custos passados ao ano s poderá gerar problemas de equidade inter-geracional entre os consumidores de gás natural;

   b) do método de atribuição e repercussão destas taxas de ocupação do subsolo a aplicar aos utilizadores finais[320].

[320] O método proposto pela ERSE na aplicação de um fator escala aos preços da tarifa de uso de rede de referente ao primeiro ano do período de regulação. Esta metodologia acaba por funcionar como um "*mark up*" sobre a tarifa de distribuição, de modo a as taxas de ocupação do subsolo. Em consequência, agentes que pelo seu perfil de utilização da rede de distribuição tenham uma maior tarifa (por exemplo, porque têm um maior consumo energia) suportam uma maior proporção da taxa de ocupação do subsolo, o que em nosso entender é benéfico para os utilizadores mais pequenos, refletindo a sua menor utilização do sistema.

J - AJUSTAMENTOS

1. O CT regista e dá o seu acordo à correção da metodologia de cálculo dos ajustamentos, no que respeita à determinação da taxa de juro aplicável, que passa a ser calculada pela média do período em que ocorreu o desvio nos proveitos recuperados face aos permitidos.
2. Em contrapartida, face ao articulado em vigor, observa-se que a ERSE optou por não fixar o *spread* aplicável (era de 0.5%), além de que o mesmo passa a ser determinado anualmente, no lugar de ser válido para o período regulatório.
3. O CT recomenda que a ERSE explicite quais serão as bases de determinação do referido *spread*, sendo que a Proposta de Articulado retira previsibilidade e estabilidade ao RT, o que não se considera desejável. Pelo mesmo motivo, o CT considera que o *spread* não deverá ser fixado anualmente, mas antes ser estabelecido para o período regulatório, apenas devendo ser alterado em revisão excecional, nos termos da Secção XI do RT.

L - AUDITORIA ÀS EMPRESAS REGULADAS

1. A ERSE propõe a realização frequente de auditorias independentes, possibilitando a sua intervenção nesses processos.
2. Salvaguardas que sejam as regras deontológicas que devem ser acauteladas nesta matéria, o CT considera que esta medida é positiva, uma vez que a garantia da transparência e da qualidade da informação disponibilizada ao regulador constitui um fator crítico para o sucesso da regulação.

III - CONCLUSÃO

O Conselho Tarifário considera que as propostas que lhe foram apresentadas pela ERSE deverão ser reformuladas de acordo com as recomendações constantes do presente parecer.

Aprovado em 3 de dezembro de 2009.

◆ Regulamento Tarifário do setor do gás natural – Maior flexibilidade tarifária ◆ [Consulta Pública n.º 28]

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento Conselho Tarifário (CT) "*(...) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*"[321].

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: "*(...)* emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre afixação de tarifas e preços", parecer este que é aprovado por maioria, não tem carácter vinculativo[322] e deve ser emitido no prazo máximo de 30 dias após a receção da proposta.

O Conselho de Administração da ERSE entregou ao Conselho Tarifário uma "Proposta de revisão do Regulamento Tarifário do gás natural", solicitando parecer sobre a mesma.

Posto o que, nos termos do n.º 7 do artigo 149.º do Regulamento Tarifário (RT), conjugado com o n.º 2 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, a Secção do Setor do Gás Natural do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I - GENERALIDADE

1. O CT entende ser importante sublinhar a transparência com a que ERSE, enquanto regulador de dois serviços públicos essenciais - e, note-se, contrariamente ao que sucede noutros setores de serviços também públicos e também essenciais desencadeia consultas públicas prévias à adoção de alterações regulamentares que têm implicações não apenas nas empresas reguladas como também nos consumidores.

2. Este tipo de procedimento de consulta pública, que se elogia e apoia, permite e incentiva a participação de todos os interesses, tenham ou não nos órgãos consultivos da ERSE (Conselhos Consultivo e Tarifário) e de todos os interessados, garantido que a sua opinião é considerada pelo regulador antes de ser adotada qualquer solução.

3. É ainda de referir que, no final da consulta, através do sítio da ERSE na internet, todos os interessados poderão aceder às contribuições apresentadas, aos comentários da ERSE sobre os mesmos e, finalmente, à decisão final que venha a ser tomada na sequência da consulta, o que, sublinha-se, é revelador dum nível de abertura e de transparência que o Conselho Tarifário entende dever ser mantido.

4. No entanto o CT não pode deixar de enfatizar que o facto de se pronunciar em simultâneo com a consulta pública — na qual também têm intervenção autónoma, querendo, as entidades representadas no Conselho — é menos positivo do que a sua consulta após aquela ter cessado, deixando ao Conselho a oportunidade de se pronunciar sobre um documento previsivelmente mais próximo da versão final, que já incorpore os contributos parcelares.

5. O CT regista o escasso período de tempo disponível para analisar a matéria constante da proposta, atento ao facto de a mesma ser apresentada em simultâneo com a análise da "Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás de 2009-2010".

6. Acresce que, estando as duas propostas interligadas, a apreciação duma delas contende necessariamente com a outra, razão porque o CT critica o procedimento adotado.

[321] Conf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

[322] Conf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

7. O CT entende a proposta revisão do regulamento tarifário como intercalar, para vigorar durante o próximo ano gás, o que não substitui nem prejudica uma revisão mais profunda, que é necessária, para o próximo período regulatório.

8. Pelo que, o CT aguarda a elaboração e envio de tal proposta de revisão do RT, a apresentar atempadamente a discussão pública, para a qual adianta, desde já algumas sugestões:

   a) Simplificação de procedimentos — a informação obrigatória a prestar pelas empresas — o CT recomenda que, sem prejuízo da necessária prestação de informação pelas empresas, a ERSE reavalie e ajuste o detalhe e a extensão temporal da mesma, bem como o período de reporte sugerindo-se a adoção do ano civil no qual todas as empresas reguladas baseiam a sua operação.

   b) Procedimentos de consulta ao CT — considera o CT que o procedimento que tem vindo a ser seguido deve ser alterado sugerindo-se assim que a ERSE no desenho de um outro tenha em consideração o seguinte.

      i) As revisões do RT devem ser temporalmente espaçadas e anteceder a proposta de tarifas;

      ii) Durante o período de consulta pública o CT elaborará e apresentará as suas propostas de alteração;

      iii) Terminada a consulta pública a ERSE elaborará a proposta final do RT e só então deve solicitar ao CT o seu parecer.

II - ESPECIALIDADE

1. MAIOR FLEXIBILIDADE TARIFÁRIA

1.1. A ERSE propõe a introdução de novas tarifas para curtas utilizações, cuja análise mais detalhada é apresentada no ponto 2 seguinte.

1.2. Para utilizadores permanentes do terminal, mas com poucos navios por ano a proposta aponta para um mecanismo de trocas reguladas que tem fragilidades, que se detalham no ponto 3 deste parecer.

1.3. O CT entende que o conceito de curtas utilizações não é sinónimo de utilização reduzida, sendo diferentes na natureza e nas medidas objetivas de viabilização de que necessitam, já que o racional de redução de custos para as curtas utilizações, por oposição às longas de pequena dimensão, exige opções tarifárias diferenciadas.

1.4. Dado que a previsão do perfil de utilização das tarifas de curta duração é sempre um exercício difícil o CT recomenda prudência na avaliação da sua contribuição na recuperação de proveitos atento o risco de induzir desvios.

1.5. O CT regista positivamente a referência à intenção de reduzir o valor das penalidades, já que a mesma será potenciadora de acesso a novos entrantes.

2. TARIFAS DE CURTA UTILIZAÇÃO

2.1. Terminal de GNL

2.1.1. O CT considera a proposta de criação de tarifas de curta duração na utilização do TGNL adequada, no que ela pode representar de facilitação de entrada no mercado nacional de outros comercializadores, sem prejuízo de a mesma dever ser adequadamente integrada, onde necessário, com o mecanismo de troca de GNL, discutido no ponto 3 deste parecer.

2.1.2. As curtas utilizações afetam apenas o termo de capacidade da regaseificação, já que todos os outros aplicáveis no terminal de GNL, não possuindo termo fixo na sua formulação, são pagos em função direta da utilização. A contratação nestes casos é mensal permitindo que os agentes que pretendam

aumentar a sua emissão de forma pontual num determinado mês, não fiquem obrigados como no contrato anual, ao pagamento do termo de capacidade durante os 12 meses seguintes como estipulado na tarifa base.

2.1.3. O CT sublinha que a ERSE tem à sua disposição vários meios e que teria sido interessante estudar outros possíveis mecanismos (v.g. a eliminação do termo de capacidade para as curtas utilizações, sendo substituído por um termo proporcional apenas às quantidades processadas mas com um preço unitário elevado, até que esta curva cruzasse a linha correspondente dos contratos anuais sendo esse o ponto de indiferença entre os utilizadores) estudos esses que, sugere, seja realizado para a futura revisão do RT.

2.1.4. O CT recorda que as medidas apresentadas devem ser refletidas nos restantes regulamentos da ERSE (RARII e RRC), nomeadamente por exigirem contratos mensais.

2.1.5. Quanto às tarifas propostas, o CT recomenda a cautela exigida em medidas desta natureza, em particular na avaliação do seu efeito na procura, entendendo que a nova tarifa seja aplicável apenas ao GNL referente a navios fora da programação anual.

2.1.6. Considera finalmente o CT que este mecanismo, aberto a qualquer comercializador independentemente de ser utilizador do terminal no âmbito de contratos de maior duração, evita situações de discriminação. Em qualquer caso, o CT recomenda que deve manter-se uma monitorização da utilização deste tarifário a fim de prevenir utilizações abusivas do mesmo.

2.2. Redes de transporte e distribuição

2.2.1. O CT expressa a sua concordância à proposta apresentada no que diz respeito às entregas a clientes, considerando-se adequada na sua estrutura e valores apresentados.

2.2.2. À luz do atual regulamento tarifário onde só se pagam as saídas da rede, um cliente sazonal fica assim possibilitado de fazer uso da rede de transporte ou de distribuição, através da variabilização do custo da capacidade, pela redução do termo de capacidade e incremento do termo associado aos consumos em período de ponta. Sublinha-se o reconhecimento da especificidade de algumas situações de consumo de cariz marcadamente sazonal que, especialmente se ocorrerem fora de ciclo, são até vantajosas para o SNGN.

2.2.3. Nota-se, contudo, que não há qualquer exceção à aplicabilidade destas tarifas de curta utilização. Recomenda-se que, com o progressivo desenvolvimento do mercado, se mantenha a monitorização da sua aplicação, para prevenir situações de aproveitamento excessivo em caso de clientes que operem em pontas do sistema.

2.2.4. Note-se que importa introduzir as necessárias adaptações ao RRC e RARII, em particular o tipo de contrato a realizar neste ponto de saída.

2.3 Entregas Internacionais

2.3.1. No caso das entregas internacionais, os utilizadores também podem optar por tarifas de curta utilização em que o termo de capacidade é aplicável apenas a um mês. Tal como referido para o terminal, entende-se por um lado que a estrutura deva ser semelhante, embora se considere que idealmente a opção deveria ser no sentido de reduzir o termo fixo e aumentar o termo variável da tarifa de modo a permitir que no ponto desejado as curvas de progressão de custos se intersectassem no ponto de indiferença para os utilizadores.

2.3.2. O CT considera igualmente que a estrutura de tarifas e preços a propor, deve ser compatível com o desenvolvimento do mercado ibérico.

3. MECANISMO DE INCENTIVO À EXISTÊNCIA DE TROCAS DE REGULADAS DE GNL

3.1. A ERSE refere como sendo indispensável para concretização da abertura de mercado a implementação dum mecanismo regulado de incentivo à realização de *swaps* com o agente de mercado incumbente.

3.2. O CT realça a existência de capacidade disponível (e livre) de acesso ao sistema nacional nas suas diversas entradas que possibilita a entrada de forma contínua aos pequenos agentes do mercado e questiona a opção da ERSE no sentido de regular as trocas.

3.3. A realização de trocas entre agentes do mercado típicas de todos os mercados abertos, designadamente em Espanha, é um assunto marcadamente operacional, tratado caso a caso, em função de programas específicos de entregas e levantamentos dos diversos agentes sendo que, até à data, nenhum agente solicitou a realização ao incumbente de qualquer troca do tipo previsto, se bem que já tenham sido realizadas algumas trocas entre o incumbente e os novos agentes, sem qualquer tipo de dificuldade.

3.4. O CT entende que a questão das trocas e a sua regulação exige maior debate e certamente maior explicitação por parte da ERSE que, na presente proposta, se limita a poucos parágrafos já que remete para norma complementar que não é apresentada.

3.5. Não tendo a ERSE apontado razões justificativas para regulação das referidas trocas, nem explicitado a forma concreta como o pretende fazer, o CT entende que, no imediato, esse mecanismo a propor deveria apenas ser incentivador do ponto de vista económico à concretização das mesmas.

4. RECONHECIMENTOS DOS DESVIOS DA TARIFA DE ENERGIA NO AG SEGUINTE

4.1. O CT defende o princípio da máxima aderência em cada momento, entre custos e tarifas e, consequentemente, pela adoção das melhores previsões possíveis. Assim, uma maior coincidência temporal dos ajustamentos permite sinalizar a evolução efetiva dos custos e beneficiar o sistema por efeitos da redução de encargos financeiros que um menor período de recuperação de desvios permite.

4.2 O CT considera adequada a alteração proposta. Tendo o RT, na sua versão inicial aprovada em 2006, estabelecido o princípio de recuperação dos desvios tarifários aos proveitos permitidos no "ano gás t+2", a prática tem demonstrado que no caso particular da tarifa de energia, oscilações severas do preço do GN nas fontes de aprovisionamento que não sejam repercutidos tempestivamente nos ajustamentos trimestrais conduzem facilmente a desvios relevantes na recuperação. Assim, a introdução de um ajustamento, mesmo que estimado, no AG imediatamente subsequente, permite mitigar as diferenças induzidas entre os custos e as tarifas, de acordo com os princípios do RT.

4.3. Sem prejuízo do referido, aliás em linha com o parecer do CT relativamente à proposta de tarifário para o AG2008-2009, recomenda-se uma reapreciação do mecanismo de fixação da taxa de capitalização, quer ao nível da utilização de uma data fixa para o estabelecimento do indexante (31 de dezembro) que pode não ser representativa do período em que o desvio foi gerado, quer do *spread* aplicável que, particularmente no enquadramento económico atual, não tem significado face às condições do mercado de capitais.

4.4. Finalmente, o CT recomenda que a ERSE avalie na próxima revisão do RT o alargamento deste procedimento aos desvios tarifários observados nas tarifas de acesso, que poderiam igualmente ser objeto de recuperação no ano gás imediato, com base nas estimativas de fecho apresentadas pelas empresas, com o que se promoveria uma superior aderência dos custos às tarifas.

5. EXTINÇÃO DA TARIFAS TRANSITÓRIAS

5.1. O CT concorda com a proposta de extinção destas tarifas, no que ela representa e contribui para a aderência dos custos às tarifas, bem como à transparência da sua fixação.

5.2. O CT considera de relevar que, atendendo à evolução verificada durante o AG 2008-2009, em que nas sucessivas revisões trimestrais da tarifa de energia a ERSE, corretamente, optou pela aproximação do nível das tarifas aditivas e transitórias, não subsistem diferenças relevantes que recomendem a manutenção dos procedimentos transitórios de convergência previstos no RT, sendo assim adequada a proposta apresentada.

5.3. O CT recomenda, contudo, que seja verificado o texto constante da pág. 70 do documento "Proposta de tarifas e […] gás 2009-2010" que, no último parágrafo, indica que os consumidores são reposicionados na "tarifa diária do nível de pressão a que se encontram ligados". Esta redação não tem equivalente no texto da proposta de alteração ao RT, em que nomeadamente as comparações apresentadas dizem respeito às tarifas mensais para consumos inferiores a 1 Mm^3/ano (cf. págs. 39 e 40), o que parece mais adequado até porque um número significativo de clientes deste segmento não terá instalada a teleleitura.

6. ALTERAÇÃO AO LIMIAR DE ACESSO À TARIFA DE MÉDIA PRESSÃO

6.1. O CT considera que a proposta apresentada tem méritos no que ela representa de aumento de competitividade para a indústria, setor que é determinante para o crescimento sustentado do mercado de gás natural em Portugal, e regista o facto de, embora com um ano de atraso, a ERSE tenha decidido introduzir a alteração sugerida pelo Conselho no seu parecer de 15 de Maio de 2008[323].

6.2. Entende também o CT que a definição de um novo patamar de elegibilidade para a tarifa de média pressão será sempre suscetível de discussão, considerando, no entanto, correta a sua adoção, sem prejuízo de a ERSE dever manter uma monitorização do mercado nacional para eventuais futuras correções ao limiar agora alterado.

6.3. Sem prejuízo do anteriormente exposto, o CT alerta para a incongruência verificada nas Tarifas Reguladas em torno do anterior limiar de 2 Mm^3/a. Sendo os consumidores acima deste limiar fornecidos peio CUR grossista, terão um termo fixo de 2566,76 €/mês, enquanto que os abaixo desse limiar serão fornecidos pelo CUR retalhista respetivo, sendo-lhes aplicado um termo fixo de 223,00 €/mês. Sendo os restantes termos variáveis idênticos (termos de capacidade e de energia), verifica-se que a tarifa unitária será inferior para os clientes CURR, o que deverá ser corrigido numa lógica de refletividade dos custos induzidos ao sistema.

7. INSUFICIÊNCIAS

7.1 Tarifário para UAGs propriedades dos clientes

7.1.1. Ainda que esta questão não tenha sido abordada na proposta de revisão do Regulamento Tarifário agora em discussão, o CT considera que se deve pronunciar sobre o documento "UAG Consulta Agentes_050509", disponibilizado pela ERSE aos intervenientes no mercado para comentários, com o qual a entidade reguladora procurará colmatar o vazio regulamentar existente.

[323] ''F2 — Efeito de escala no mercado industrial - O CT alerta para o facto de que a ligação consumidor/contador irá provocar a perda da possibilidade de utilização do efeito de escala que a existência de vários pontos de abastecimento proporcionava a muitos consumidores, levando à sua integração obrigatória no escalão de consumo abaixo dos 2 Mm^3. Tal situação não só lhes retirará os benefícios de que usufruíam no escalão superior, como também, pelo facto de não terem nem hipótese de escolha do tipo de abastecimento que lhe é proporcionado, nem a possibilidade de opção por tarifário diverso, lhes acarretará um agravamento adicional quando abastecidos em BP.''

7.1.2. O CT nota que, ainda que este documento incida mais especificamente sobre o clausulado do RRC, não deixa de ter impacto em termos de tarifário, pelo que lamenta que a ERSE não lhe tenha solicitado comentários sobre o mesmo.

7.1.3. Sendo certo que os custos de investimento destes equipamentos não foram suportados pelas empresas de distribuição, não se compreende que se considere defensável que o tarifário a praticar a estes clientes inclua tarifas de uso da rede de distribuição, o qual nos casos em que a UAG estivesse fora de zonas concessionadas/licenciadas, nem existiria ORD para a recuperar.

7.1.4. Compreendendo as reservas indicadas relativas à opção de construção de UAG própria em contrapartida à ligação à rede de distribuição, o CT nota, contudo, que sendo as concessões exercidas em regime de exclusividade, qualquer pedido de licenciamento carecerá sempre de parecer prévio da Concessionária, pelo que o desenvolvimento de infraestruturas redundantes será evitado.

7.1.5. Neste sentido, o CT recomenda que se apliquem exclusivamente as tarifas de Uso da RNTGN (URT e UGS) para as entregas a estas infraestruturas privadas, de modo a refletir os custos efetivos para o SNGN e a evitar a penalização do efetivo investidor — cf. "Modelo T" descrito no referido documento.

7.1.6. Mais considera o CT que a ERSE deveria conceder a estes clientes o direito de opção à adesão ao preço regulado de transporte rodoviário obtido pela perequação nacional.

7.2 Margem de Comercialização e Remuneração do Fundo de Maneio

7.2.1. O CT regista em particular, do ponto de vista negativo, que a ERSE não aproveitou esta revisão intercalar para implementar um mecanismo de remuneração do fundo de maneio em condições idênticas às recentemente aprovadas para o setor elétrico[324], em que a ERSE reconheceu a necessidade de ligar a remuneração destas necessidades de fundo de maneio da comercializadora de último recurso, não a uma taxa fixada casuisticamente num dia do ano, mas ao custo de capital da empresa, o que, por maioria de razão, parece ser aplicável *mutatis mutandis* às empresas similares no setor do gás natural.

7.2.2. Acresce que o CT, no parecer sobre a proposta de tarifário para o ano gás 2008-2009 havia recomendado que a ERSE realizasse estudo que aquilatasse da adequação, quer do indexante adotado (Euribor a 3 meses); quer da sua fixação numa data precisa sem atender ao período de criação do fundo de maneio; quer do *spread* aplicado (1.5%).

7.2.3. Tendo a ERSE reconhecido nos comentários ao referido parecer[325] o interesse na realização deste estudo, estranha-se que ainda o não tenha desenvolvido, ou a ausência de citação do mesmo, não propondo qualquer correção à forma de remuneração dos CURs.

7.2.4. Nestas condições, face às insuficiências registadas, o CT recomenda uma revisão detalhada da proposta de revisão do Regulamento Tarifário neste ponto, com explicitação dos princípios de cálculo e dos parâmetros utilizados, bem como a aproximação da metodologia à aplicada no setor elétrico, sob pena de criação de tratamento discriminatório que seria incompatível com os princípios regulatórios.

[324] Cf. Documento "Regulamento Tarifário do setor elétrico", agosto 2008.

[325] Cf. Documento "Tarifas e preços de gás natural para o ano gás de 2008-2009".

III - CONCLUSÃO

O Conselho Tarifário considera que as propostas que lhe foram apresentadas pela ERSE deverão ser reformuladas de acordo com as recomendações constantes do presente parecer.

Aprovado em 15 de maio de 2009.

[Parecer integral digitalizado]

◆ Revisão do Regulamento Tarifário do gás natural e subregulamentação das ligações às redes de transporte e distribuição de gás natural ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento Conselho Tarifário (CT) "(...) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços"[326].

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: "(...) emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre afixação de tarifas e preços", parecer este que é aprovado por maioria, não tem carácter vinculativo[327] e deve ser emitido no prazo máximo de 30 dias após a receção da proposta.

Em 27 de fevereiro de 2008, o Conselho de Administração da ERSE entregou ao Conselho Tarifário uma "Proposta de revisão do Regulamento Tarifário do gás natural (artigos 73.º, 74.º, 75.º, 77.º, 78.º, 79.º, 142.º e 147.º do RT), solicitando parecer urgente sobre a mesma. Dias depois foi também apresentado, para o mesmo fim de emissão de parecer pelo CT, uma proposta de "Subregulamentação das ligações às redes de transporte e distribuição de gás natural (artigos 89.º, 92.º, 95.º, 115.º e 118.º do RCC)".

Apreciados os documentos apresentados, o Conselho Tarifário optou por emitir um único parecer relativamente aos dois documentos.

Posto o que, nos termos do n.º 7 do artigo 149.º do Regulamento Tarifário (RT), conjugado com o n.º 2 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, a Secção do Setor do Gás Natural do Conselho Tarifário emite, sobre a proposta de alteração do Regulamento Tarifário do setor do gás natural, o seguinte parecer único:

I – PROPOSTA DE REVISÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO DO GÁS NATURAL (ARTIGOS 73.º, 74.º, 75.º, 77.º, 78.º, 79.º, 142.º E 147.º DO RT)

1. A proposta da ERSE de alteração da fórmula de regulação dos comercializadores de último recurso previamente à fixação de tarifas de gás natura] para o ano gás 2008-2009 (proposta a enviar pela ERSE ao CT a 15 de abril), é um sinal de ajustamento da regulação que se afigura positivo.

2. Como nota prévia e atendendo à proximidade da apresentação de proposta de fixação de tarifas, o CT regista o que parece ser um diálogo menos fácil entre regulador e regulados ao nível da informação prestada e a prestar, esperando que tal troca de informações, úteis e necessárias, possa ser agilizada e regularizada rapidamente.

3. O CT concorda, de uma maneira geral, com as alterações propostas pela ERSE no seu documento e antecipa desde já algumas preocupações que, aquando da fixação de tarifas e consequente fixação de valores concretos para as fórmulas, serão por certo objeto de discussão no Conselho:

   (i) A taxa de remuneração aplicada à margem de comercialização da função de comercialização de gás natural é a Euribor a três meses acrescida de um *spread* fixo. O CT recomenda que a fixação deste valor, dos critérios para a sua determinação e dos princípios que lhe estão subjacentes sejam particularmente bem clarificados na proposta de fixação de tarifas.

   (ii) Igualmente, a aplicação dum fator de eficiência, princípio com o qual se concorda, não está ainda concretizado. Atendendo à falta de histórico desta atividade, o CT aguardará conhecer qual o seu valor e os critérios para a sua determinação.

[326] Conf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

[327] Conf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

4. Finalmente, o CT nota a existência dum aparente lapso no tocante à remuneração dos ativos líquidos (fórmulas 46 e 56 agora propostas) que deixou de ser prevista, mas mantendo a possibilidade de amortização. O CT entende que, passando embora a regulação a ser feita com base no custo do capital alheio, se deve manter a remuneração do ativo líquido em coerência com o reconhecimento das amortizações.

II – "SUBREGULAMENTAÇÃO DAS LIGAÇÕES ÀS REDES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL (ARTIGOS 89.º, 92.º, 95.º, 115.º E 118.º DO RCC)".

1. O CT tendo analisado a proposta da ERSE constatou que, face aos elementos disponíveis e ao estado de desenvolvimento da regulação do setor, a mesma não lhe suscita dúvidas ou discordâncias.

2. No entanto, o CT questiona a pertinência em manter como patamar acima do qual os clientes podem beneficiar de regimes mais favoráveis nas ligações às redes, um consumo superior a 2M de metros cúbicos. O CT sugere, assim, que a ERSE reavalie a equidade na manutenção deste valor.

CONCLUSÃO

O Conselho Tarifário considera que as propostas que lhe foram apresentadas pela ERSE deverão ser reformuladas de acordo com as recomendações constantes do presente parecer.

Aprovado em 10 de março de 2008.

◆ Regulamento Tarifário do setor do gás natural ◆ [Consulta Pública n.º 11]

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento Conselho Tarifário (CT) "(...) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços"[328].

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: "*(...)* emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre afixação de tarifas e preços", parecer que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo[329].

Nos termos do n.º 2 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, o Presidente do Conselho de Administração enviou à Presidente do Conselho Tarifário os documentos contendo uma "Proposta de Regulamento Tarifário do setor do gás natural"[330].

Assim, a Secção do Setor Gás Natural do Conselho Tarifário, tendo apreciado a proposta de Regulamento Tarifário do setor do gás natural apresentada, emite o seguinte parecer:

I
APRECIAÇÃO NA GENERALIDADE

1. O CT sublinha a pertinência do início da efetiva regulação pela ERSE do setor do gás natural que, de acordo com o Decreto Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, ficaria dependente do término do estatuto do mercado emergente previsto na Diretiva 2003/55/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 26 de junho de 2003, para o ano 2008, mas entretanto antecipado de acordo com a Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de outubro e o Decreto Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro.
2. O CT reconhece que a antecipação da abertura do mercado do setor do gás natural tem vantagens, mas está ciente das dificuldades que comporta relacionadas especialmente com o contexto de alterações que sofre o setor.
3. O CT sublinha que a regulação deve ser previsível e como tal cumprir os prazos, a que em cada momento, se encontra vinculada não condicionando o seu percurso regulatório aos eventos externos que não controla e que dependem de critérios de oportunidade e opção política. Contudo, na medida do possível, deve poder incorporar as medidas já aprovadas e que tenham reflexos nas regras a introduzir no tarifário.
4. O CT nota que o setor do gás natural tem em curso enormes mutações ao nível da reestruturação e separação das atividades reguladas .com previsão de cotação em bolsa de duas das empresas estruturantes do setor no segundo semestre de 2006) as quais podem ter efeitos concretos na forma de regulação das empresas (v.g. o caso concreto da atividade de comercialização de último recurso de gás natural cujo cálculo de proveitos permitidos se prevê ser efetuado com base na remuneração de ativos, sendo certo que esta atividade tal como está a ser desenhada não terá ativos de montante significativo, pelo que deverá ser regulada de outra forma), importando acautelar um quadro que permita assegurar o equilíbrio económico-financeiro das atuais e futuras concessionárias e licenciadas do setor, com níveis de maturidade diferentes.

[328] Conf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

[329] Conf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

[330] Que pode, doravante, ser abreviadamente designado apenas por "documento" ou "proposta".

5. O CT sublinha que o setor do gás natural, fruto do processo específico de atribuição e desenvolvimento das atuais concessões não garante, contrariamente ao que sucedia com o setor elétrico aquando do início da regulação pela ERSE, uma desejável uniformidade tarifária no território nacional.

6. O CT alerta que a existência de tarifas regionais de acesso às redes induz assimetrias nas tarifas a praticar por parte dos comercializadores de último recurso retalhistas, o que acabará com a uniformidade tarifária atualmente existente descriminando os consumidores com base na sua distribuição geográfica.

7. Denota o CT que a proposta apresentada se encontra influenciada pela estrutura e conceitos subjacentes à construção das tarifas elétricas. Sendo positivo o aproveitamento da experiência colhida no setor elétrico, o CT sublinha que tal influência nem sempre é positiva existindo soluções se revelam pouco aderentes ao setor do gás natural, setor ainda novo e como tal pouco estabilizado, mas com enorme potencial de crescimento.

8. No que respeita à expansão do setor do gás natural (construção de rede e captação de clientes) a metodologia proposta pela ERSE sendo semelhante à adotada para o setor elétrico, não leva em conta nem a concorrência com outras formas de energia alternativas (gasóleo e propano), nem a fase de expansão em que o setor se encontra. O CT está ciente de que o beneficio para os consumidores da abertura dos mercados à concorrência só será plenamente alcançado se existir uma rede de gás natural suficientemente expandida, que possibilite a opção entre vários comercializadores, para o que sugere, no caso particular da distribuição, que sejam previstos incentivos a uma expansão eficiente do sistema.

9. O documento proposto pela ERSE afigura-se complexo e extenso sendo importante que, nesta fase inicial da regulação e regulamentação se efetuasse um esforço de simplificação das regras (por exemplo, a supressão da tarifa de acesso às redes, resultante da mera adição de tarifas definidas de forma independente e que, aparentemente, não comporta qualquer valor adicional), o que permitiria uma mais fácil compreensão, transição e adaptação, quer para as empresas reguladas, quer para os clientes.

10. O CT sugere a introdução no RT dos princípios da prestação de serviços de apoio à gestão do sistema pelos clientes e da sua remuneração.

11. Como nota de generalidade, cabe ainda ao CT sublinhar a aparente inexistência de preocupação expressa na proposta de alguma aproximação ao sistema existente em Espanha de forma a permitir a progressão no sentido da criação de um mercado ibérico de gás natural, em conformidade com as prioridades aprovadas para a política energética nacional no âmbito do mercado europeu de energia.

II
APRECIAÇÃO NA ESPECIALIDADE

A - PERÍODO REGULATÓRIO E ANO GÁS

1. O CT concorda com a fixação do período regulatório por três anos, notando que a ERSE propõe uma definição de *ano gás* para o período entre julho e junho com fundamento no regime internacional de contratação de gás, ponto este que suscita algumas cautelas.

2. O CT nota que o calendário regulatório proposto aparenta algumas dificuldades de ajustamento ao calendário de abertura de mercado previsto. Com efeito, serão elegíveis para comprar gás natural a terceiros:

   a) clientes electroprodutores (AP), a partir de janeiro de 2007;

   b) clientes com consumos acima de um milhão de m^3, a partir de janeiro de 2008;

c) clientes com consumos superiores a 10.000 m^3, a partir de janeiro de 2009;

d) restantes clientes, a partir de janeiro de 2010.

3. Assim, se se mantiver o *ano gás* e triénios regulatórios nos termos propostos (julho a junho) terão de ser antecipados regimes transitórios, pois não poderá verificar-se a abertura de mercado sem que exista regulação.

4. O CT sublinha que este período (ano gás de julho a junho), não tem paralelo nos mercados de gás natural europeus (e sobretudo, a nível ibérico), pode colocar algumas dificuldades, quer para as empresas reguladas, quer para os clientes de gás natural, quer ainda na definição dos preços dos produtos produzidos a jusante pelos consumidores de gás. Considera ainda o CT que o planeamento dos contratos de importação de gás natural vigora de outubro a outubro (gás da Nigéria, que representa cerca de 50%) e de janeiro a dezembro (gás da Argélia, que representa cerca de 50%) sendo, igualmente, o ano civil que serve de referência aos contratos e balanços com os clientes e operadores das infraestruturas vizinhas.

5. Pelo que, o CT entende que existem vantagens na sincronização do período regulatório anual com o praticado na generalidade dos mercados europeus e sobretudo, no mercado espanhol (ano civil), bem como com o ciclo orçamental das empresas e clientes.

B - PREÇOS ANUAIS

1. O CT concorda com a proposta de preços anuais em relação aos pequenos clientes (consumos inferiores a 10.000m^3), embora aceite que a medida possa ser complementada com a possibilidade de uma revisão adicional extraordinária, caso a evolução do preço de aquisição de gás natural no mercado internacional seja tal que provoque uma alteração do preço de venda final superior a determinada percentagem de variação, positiva ou negativa.

2. Em relação aos restantes clientes - com consumos superiores a 10.000 m^3 - o CT considera que a adoção da regra de preços anuais comporta riscos uma vez que:

a) Não passa para o mercado os sinais económicos certos, o que num contexto de forte instabilidade nos mercados internacionais com oscilações anuais a atingirem níveis elevadíssimos e totalmente imprevisíveis, pode ser grave;

b) As energias alternativas ao gás natural têm preço livre e oscilam de acordo com o mercado internacional pelo que, ao introduzir um preço anual, cria-se uma distorção que hoje não existe no mercado;

c) Em Espanha as tarifas publicadas para o mercado regulado que constituem também a referência para o mercado livre, são trimestrais, pelo que uma periodicidade equivalente evitaria distorções que se podem gerar na indústria nacional face à concorrência espanhola; .

d) Ao passar acertos para anos seguintes, transferem-se as dívidas ou excessos de proveitos acumulados de alguns clientes para outros, podendo os mais atentos e elegíveis optar por ir para o mercado livre em situações de redução de preços e regressar em situações de aumentos de preços deixando os clientes que se mantiveram no mercado regulado prejudicados, em ambos os casos.

3. Assim, considerando que para o mercado de clientes com consumos superiores a 10.000 m^3 são atualmente praticados preços com revisão trimestral, o CT sugere que estes clientes mantenham essa periodicidade, em função do preço de aquisição do gás natural.

C - ALISAMENTO TARIFÁRIO

1. O CT considera interessante a metodologia de alisamento tarifário proposta que tende a introduzir justiça entre os custos suportados pelos clientes atuais e futuros. Alerta, contudo, para o impacto que as projeções de longo prazo têm sobre os proveitos e preços e para a necessidade de acautelar mecanismos de reajuste que assegurem uma correta incorporação das diferenças entre os valores previstos e os reais no sentido da manutenção do valor.
2. Acresce, que a manutenção de um custo unitário constante em termos nominais para o futuro e não de um custo unitário constante em termos reais, não corrige totalmente a assimetria na repartição dos pagamentos entre os atuais e futuros clientes.
3. Pelo que, o CT propõe que o efeito da inflação seja incorporado na fórmula de atualização dos proveitos.

D - TARIFAÇÃO POR NÍVEIS DE PRESSÃO

1. O CT manifesta dúvidas quanto à utilidade no estabelecimento de uma divisão entre Média Pressão e Baixa Pressão (MP e BP), distinção que tem fonte no Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, com inspiração no setor elétrico.
2. E que, contrariamente ao que sucede no setor que serviu de modelo, no caso do gás natural o transporte e distribuição do gás em média ou baixa pressão constitui uma opção exclusiva do operador, insuscetível de ser transferida para o cliente final, pelo que esta distinção é geradora de desequilíbrios e torna mais complexa a fixação das tarifas.
3. A diferenciação de tarifas por nível de pressão não permitirá refletir nos clientes a verdadeira estrutura de custos associada à distribuição em MP e em BP, dado que os custos associados à implementação de rede de baixa pressão são substancialmente inferiores aos associados à implementação de rede de média pressão (nos casos em que, devido às características do cliente, seja necessário o abastecimento num nível de pressão superior isso gera custos adicionais para o sistema).
4. De facto, embora exista tendência para os clientes ligados à rede de média pressão corresponderem aos de maior consumo anual, sempre que tecnicamente possível, o abastecimento a grandes clientes em baixa pressão gera ao sistema custos inferiores ao seu abastecimento em média ou alta pressão (cf. exemplo da Marinha Grande, onde grande parte das vidreiras se encontra ligada à rede de baixa pressão).
5. O CT admite que uma solução para evitar descontinuidades acentuadas face à situação atual, passe pela diferenciação de tarifas por escalões de consumo. Com efeito, um cliente doméstico tem um consumo anual médio de 50 horas equivalentes em caudal de ponta, enquanto que um grande cliente tem um consumo anual entre 2 e 6 mil horas em caudal de ponta pelo que, uma tarifação por escalões permitiria, não só garantir continuidade relativamente à atual estrutura tarifária, como também refletir nos clientes um grande driver de custos nas redes de distribuição de gás natural: o número de horas equivalentes de utilização.
6. O CT entende que a adoção de tarifas baseadas apenas no volume anual de consumo promoveria a equidade de condições entre clientes - que nalguns casos competirão uns com os outros na sua atividade - e simplifica a formulação e fixação de tarifas.

E - ESTRUTURA TARIFÁRIA DAS ATIVIDADES DE TRANSPORTE, RECEPÇÃO ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL, DISTRIBUIÇÃO E ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO;

1. A contratação prévia de capacidade nas infraestruturas, imprescindível no quadro da gestão eficiente dos recursos e do planeamento de movimentação de gás, está definida nas variáveis de faturação

propostas no RT como indexada a consumos históricos e médios, não refletindo no transporte de AP os custos induzidos pelos utilizadores.

2. O CT constata que a aditividade tarifária aplicável à rede AP é suportada na proposta de RT com recurso apenas aos consumos de saída, processo que elimina a oportunidade dos clientes, por contratação prévia de outros recursos associados à rede de AP, otimizarem os seus custos de acesso.

3. O CT sugere que na estrutura da tarifa de transporte sejam substituídos os conceitos de *capacidade em período de ponta e de capacidade contratada tal como aí definidos, por capacidade reservada previamente* por cada operador, quer para a entrada quer para a saída, o que constituiria incentivo aos utilizadores para planearem bem e ajustarem as suas necessidades à modulação dos seus clientes e reservas na saída.

4. O CT sublinha o facto de existirem dois concessionários com diversas cavernas salinas que partilham as instalações de superfície de um deles. Assim, estes devem operar de forma transparente assegurando a continuidade de serviço. Tal situação não parece devidamente considerada no RT, pelo que o CT recomenda a adaptação do regulamento a esta situação.

5. A estrutura tarifária preconizada na proposta de RT poderia ser ajustada por forma a incluir mais sinais que promovessem uma eficiente utilização do terminal de receção armazenamento e regaseificação e otimizassem o seu contributo para uma eficiente prestação do SNGN, contribuindo para que o terminal de GNL seja um instrumento de garantia de abastecimento, bem como uma oportunidade para fomentar o acesso ao SNGN.

6. Pelo que, o CT considera que a tarifa de uso do terminal deve refletir o equilíbrio do uso da armazenagem operacional, do tempo de permanência do gás e do uso da capacidade de regaseificação, incentivando a sua otimização face às necessidades do mercado, podendo ser desenvolvidos preços para os diversos serviços específicos a pedido dos utilizadores no âmbito da utilização do terminal.

7. O CT alerta e sugere que, também no caso da distribuição, o uso dos conceitos de capacidade em período de ponta e de capacidade contratada tal como definidos no RT são pouco ajustados, pelo que se sugere que sejam substituídos por um novo conceito de capacidade reservada previamente por cada operador.

F - CUSTOS DE SISTEMA E INTERRUPTIBILIDADE

1. O CT considera que a proposta de RT devia clarificar como se considera a contribuição da utilização das infraestruturas associadas ao transporte em AP para gestão do sistema.

2. Igualmente considera que poderia ser consagrado, desde já, a possibilidade de introdução do princípio da interruptibilidade e de modulação da procura.

Aprovado em 24 de julho de 2006.

[Parecer integral digitalizado]

3 PLANOS DE PROMOÇÃO DO DESENVOLVIMENTO AMBIENTAL

◆ Novas regras dos Planos de Promoção do Desenvolvimento Ambiental (PPDA) do setor do gás natural ◆ [Consulta Pública n.º 32]

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento Conselho Tarifário (CT) "(...) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços"[331].

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: "(...) emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre afixação de tarifas e preços", parecer este que é aprovado por maioria, não tem carácter vinculativo[332] e deve ser emitido no prazo máximo de 30 dias após a receção da proposta.

O Conselho de Administração da ERSE entregou ao Conselho Tarifário uma "Proposta de novas regras para os PPDA do setor do gás natural", solicitando parecer sobre a mesma.

Posto o que, nos termos do n.º 7 do artigo 149.º do Regulamento Tarifário (RT), conjugado com o n.º 2 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, a Secção do Setor do Gás Natural do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

1. OBSERVAÇÕES GERAIS

1.1. Os Planos de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA) devem ser entendidos como instrumentos que obviam a que as metas impostas pela regulação económica tenham efeitos perversos sobre o desempenho ambiental das empresas.

1.2. Como a ERSE bem regista, a execução de obrigações legais ou regulamentares não constitui uma medida elegível em sede de PPDA. Mas, adianta este CT que, tampouco deve ser aceite o financiamento de medidas de parca utilidade ambiental e cuja execução não se afigura interessante ou importante fora do contexto do PPDA, medidas de mera responsabilidade ambiental ou cujo financiamento deva ser procurado em diferente contexto.

1.3. Embora o CT reconheça a dificuldade em aferir o exato ponto de equilíbrio entre os projetos suscetíveis de ser aceites no âmbito dos PPDA e aqueles cujos custos devem ser exclusivamente financiados pelos acionistas das empresas ou pelo Estado num contexto geral de política de ambiente, a circunstância dos custos dos PPDA se traduzir num custo diretamente imputado aos consumidores dum serviço público, já que se tratam de montantes a passar para as tarifas, exige redobradas cautelas.

1.4. A preocupação de contenção de custos a ser pagos por todos os consumidores através da tarifa UGS é uma permanente preocupação do CT, mas assume contornos particularmente intensos quando, como é o caso, é sentido um clima geral de contração económica. É com este enquadramento de fundo que o CT emite o seu parecer.

1.5. A ERSE ponderou o facto de existirem diferenças entre os setores do gás natural e da eletricidade, ao nível da experiência passada, universo de clientes e suscetibilidade de afetação do ambiente, tendo concluído pela necessidade de moderação na definição das regras aplicáveis aos PPDA no setor do gás natural.

1.6. Tendo em conta o atrás exposto, reforçado pela reduzida adesão de algumas empresas do setor do gás natural nas candidaturas aos PPDA, o CT entende ser aconselhável e possível não apenas uma

[331] Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

[332] Cf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

maior simplificação de procedimentos, como introduzir maior moderação na ponderação de custos e benefícios dos PPDA do setor do gás natural.

1.7. No atual contexto de condicionamento económico global, o CT sugere que a ERSE adie o novo PPDA no setor do gás natural um ano.

2. PROCEDIMENTO DE ANÁLISE E APROVAÇÃO DAS CANDIDATURAS

2.1. Processo ordinário e processo extraordinário AR

2.1.1. O CT considera que a criação dum processo extraordinário de candidatura tende a gerar ineficiência não se acolhendo as razões que o justificariam, ainda que a título opcional.

2.1.2. Com efeito, um processo de candidatura extraordinário é um processo que, em termos de custos e recursos envolvidos, será da mesma ordem de grandeza do processo de candidatura ordinário, tanto para as empresas como a ERSE. Sendo o universo das empresas-concorrentes o mesmo, afigura-se extremamente improvável que num processo extraordinário possam ser apresentadas medidas melhores do que as anteriormente recusadas, em sede do processo ordinário, ou significativamente mais inovadoras.

2.1.3. Receia o CT que a existência dum processo extraordinário dê origem a uma lógica acriteriosa de apresentação de projetos que, não fora a existência de verba não alocada, seriam objetivamente entendidos pelos concorrentes como desnecessários e não seriam sequer ponderados ou apresentados.

2.1.4. Assim, o CT expressa grandes reservas quanto ao beneficio dum processo extraordinário duvidando não apenas da sua utilidade como, ainda, que o mesmo responda positivamente a uma avaliação custo-benefício, pelo que considera que a proposta de um processo extraordinário de candidatura não deve ser possibilitada.

2.1.5. A existência dum único concurso, processo ordinário, dará um correto sinal quanto à necessidade de eficiência na apresentação de candidaturas ao PPDA, uma vez apenas em cada triénio. Consequentemente, o CT entende que as verbas não atribuídas no processo ordinário não devem ser consideradas para efeito de cálculo das tarifas.

2.2. Critérios de valorização

2.2.1. Na fase atual de maturidade da aplicação do mecanismo voluntário (PPDA), propõe-se que o critério com maior ponderação não seja o critério *a) Ultrapassagem de barreiras, benefícios ambientais no longo prazo e recuperação de passivos ambientais*, considerando-se desejável que o critério com maior peso seja o *b) Justificação da medida candidata*.

2.2.2. No regulamento do PPDA do setor elétrico o critério a) não foi o mais valorizado e uma parte das empresas já tinha experiência anterior na execução de mais que um PPDA. De igual modo, a utilização do critério a) em medidas propostas pelas empresas, que possam ser de continuidade às propostas no PPDA 2008-2010 pode resultar numa penalização que se considera desadequada. Estas medidas serão assim menos valorizadas por já terem sido realizadas anteriormente que a 'ultrapassagem de barreiras' dado que o incentivo da ERSE já terá ocorrido em período anterior cabendo às empresas reguladas dar continuidade à medida sem qualquer financiamento pelo PPDA. Este critério poderá assim prejudicar as empresas e os objetivos ambientais quando recorram a medidas que apresentaram e m PPDA anteriores o que se considera desadequado pelo que, também com este argumento, se considera de reduzir o peso associado ao critério a).

2.2.3. O CT considera, ainda, que os PPDA beneficiam a imagem das empresas reguladas pela sua melhor performance ambiental junto dos consumidores. Assim, entende o CT que o critério "comparticipação da empresa" no peso da avaliação das medidas candidatas aos PPDA deverá ser mais expressivo.

2.3. Atribuição de verbas do PPDA - Distribuição de verbas por atividade e empresa

2.3.1. O Conselho Tarifário concorda com o princípio de que os montantes aprovados para fins de execução em PPDA sejam estabelecidos por empresa, devendo naturalmente atender-se à sua dimensão relativa.

2.3.2. Considera-se também de interesse a possibilidade de apresentação de candidaturas conjuntas, no que pode significar de otimização de utilização dos recursos financeiros colocados à disposição dos operadores.

2.3.3. No entanto, recomenda-se que a aplicação do anterior seja adequadamente verificada no momento da análise das candidaturas, de modo a evitar que sejam desvirtuados os princípios estabelecidos para a sua repartição.

3. MECANISMOS DE FISCALIZAÇÃO E CUSTOS

3.1. Mecanismos de Fiscalização

3.1.1. De acordo com o regime proposto, a ERSE centralizará a aprovação de candidaturas, acompanhamento da execução e a fiscalização do cumprimento das medidas aprovadas no âmbito dos PPDA, ainda que com a possibilidade de recorrer a auxílio externo.

3.1.2. Considerando as implicações que os PPDA possuem nas tarifas e preços pagos pelos consumidores através da UGS, o CT considera que o Relatório de Execução Anual do PPDA lhe deverá ser remetido para efeitos de emissão de parecer.

3.1.3. Sugere, assim, que o art.º 23.º passe a dispor um número adicional, a saber:

"*(...) 5 — Tendo por base os relatórios de execução anual enviados pelas empresas, a ERSE efetuará a sua análise enviando-a para parecer do Conselho Tarifário até ao dia 15 de março*".

3.1.4. Desta forma será possível ao CT apreciar e emitir parecer sobre o Relatório Anual de Execução do PPDA entre 15 de março e 15 de abril, de forma a não coincidir com o período de discussão e emissão de parecer sobre tarifas e preços em cada ano, o CT considera que seria desejável antecipar as datas de entrega.

3.1.5. No ano que precede o início de cada triénio de execução do PPDA, os montantes máximos disponíveis para os PPDA serão objeto de proposta a enviar ao Conselho Tarifário para parecer até ao dia 31 de janeiro.

3.1.6. Em consonância com as observações acima e sem prejuízo da melhor compatibilização de datas tendo em conta a restante regulamentação e as atividades relacionadas, o CT sugere, que sejam introduzidas no articulado as alterações necessárias a acomodar as consultas ao CT, designadamente nos art.º 7.º e 17.º.

3.2. Custos de acompanhamento e gestão

3.2.1. As ações de monitorização ambiental, assim como eventuais estudos técnicos ou científicos que se revelem necessários durante as fases de avaliação e monitorização das medidas são considerados custos de gestão dos PPDA.

3.2.2. Tais ações podem ser realizadas pela ERSE que recorrerá, se necessário, à contratação de entidades terceiras. Deverá ser tido em conta que estas contratações constituem, custos acrescidos na fatura dos consumidores pelo que devem ser reduzidas ao estritamente necessário.

3.2.3. O CT entende que deve ficar expresso na subregulamentação que o recurso externo terá um carácter de excecionalidade (recurso a peritos ou Universidades em casos de grande complexidade técnica) não devendo constituir uma regra geral.

3.2.4. Entende o CT que existem custos com ações de monitorização ambiental e estudos técnicos e científicos realizados pela própria ERSE que não devem ser considerados como custos de gestão dos PPDA O CT entende que, sendo os PPDA um instrumento regulatório, por razões de transparência, os custos incorridos pela ERSE relacionados com os PPDA devem ser considerados custos de regulação, e como tal, incorporados no seu próprio orçamento (já incluído na UGS), sem prejuízo da identificação dos mesmos como custos de PPDA em rubrica orçamental própria.

3.2.5. Assim, o CT sugere a alteração do art. 30.º da proposta nos termos seguintes:

Artigo 30.º

"*(...) n.º 3 - Os custos de gestão do PPDÁ são incluídos nos custos da ERSE, estando o seu valor limitado a 2,5% do total dos montantes máximos referidos no artigo 7.º.*

n.º 4 - Eliminado".

III - CONCLUSÃO

O Conselho Tarifário considera que as propostas que lhe foram apresentadas pela ERSE deverão ser reformuladas de acordo com as recomendações constantes do presente parecer.

Aprovado em 26 de abril de 2010.

[Parecer integral digitalizado]

ÍNDICE POR MATÉRIAS

COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO GROSSISTA EM MERCADO

◆ Incentivo para a aquisição de gás natural pelo Comercializador de Último Recurso grossista em mercado [Consulta Pública n.º 89]

ESTRUTURAS TARIFÁRIAS

◆ Implementação do código de rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás natural ◆ [Consulta Pública n.º 66]

FLEXIBILIDADE TARIFÁRIA

◆ Regulamento Tarifário do setor do gás natural – Maior flexibilidade tarifária ◆ [Consulta Pública n.º 28]

GESTÃO DE RISCOS E GARANTIAS

◆ Alteração da gestão de riscos e garantias no SEN e no SNG ◆ [Consulta Pública n.º 95]

GUIA DE MEDIÇÃO, LEITURA E DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS

◆ Alteração do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor do gás natural

LIGAÇÕES ÀS REDES

◆ Revisão do Regulamento Tarifário do gás natural e subregulamentação das ligações às redes de transporte e distribuição de gás natural

MANUAIS

◆ Proposta de Revisão do Manual de Procedimentos do EEGO ◆ [Consulta Pública n.º 112]

◆ Alteração do Regulamento da Qualidade de Serviço do setor do gás natural e Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço do SGN ◆ [Consulta Pública n.º 61]

◆ Alteração do Manual de Procedimentos do Acesso às Infraestruturas do SNGN ◆ [Consulta Pública n.º 58]

◆ Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNGN ◆ [Consulta Pública n.º 55]

MEDIDAS EXTRAORDINÁRIAS NO ÂMBITO DO SNG

◆ Medidas Extraordinárias no Âmbito do Sistema Nacional de Gás ◆ [Consulta Pública n.º 107]

PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO

◆ Tarifas e preços de gás para o ano gás 2023-2024 e parâmetros para o período de regulação 2024-2027

◆ Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2019-2020 e parâmetros para o período de regulação 2020-2023

◆ Tarifas e preços para o ano gás 2016-2017 e parâmetros para o período de regulação 2016-2019

◆ Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2013-2014 e parâmetros para o período de regulação 2013-2016

◆ Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2010-2011 e parâmetros para o período de regulação 2010-2013 e revisão do Regulamento Tarifário

◆ Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2007-2008 e parâmetros para o período de regulação 2007-2008 a 2009-2010

PLANOS DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO

◆ Plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT) para o período 2024-2033 (PDIRG-2023 ◆ [Consulta Pública n.º 115]

◆ Planos quinquenais de desenvolvimento e investimento nas redes de distribuição de gás para o período de 2023 a 2027 — PDIR-G 2022 ◆ [Consulta Pública n.º 109]

◆ Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT para o período 2022-2031 — PDIRG 2021 ◆ [Consulta Pública n.º 99]

◆ Planos de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição de Gás Natural para o período de 2021 a 2025 — PDIRD-GN 2020 ◆ [Consulta Pública n.º 98]

◆ Plano de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição de Gás Natural para o período 2019-2023 — PDIRD-GN 2018 ◆ [Consulta Pública n.º 69]

◆ Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimentos e Investimento na RNTIAT para o período 2018-2027 — PDIRGN 2017 ◆ [Consulta Pública n.º 62]

◆ Plano de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição para o período 2017-2021 — PDIRD-GN 2016 ◆ [Consulta Pública n.º 60]

◆ Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimentos e Investimento na RNTIAT para o período 2016-2025 — PDIRGN 2015 ◆ [Consulta Pública n.º 52]

◆ Plano de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição para o período 2015-2019 — PDIRD GN 2015-2019 ◆ [Consulta Pública n.º 50]

PLANO DE PROMOÇÃO DA EFICIÊNCIA NO CONSUMO DE ENERGIA (PPEC)

◆ Regulamento do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia ◆ [Consulta Pública n.º 86]

◆ Regras do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia ◆ [Consulta Pública n.º 77]

PLANOS DE PROMOÇÃO DO DESENVOLVIMENTO AMBIENTAL (PPDA)

◆ Novas regras dos Planos de Promoção do Desenvolvimento Ambiental (PPDA) do setor do gás natural ◆ [Consulta Pública n.º 32]

QUALIDADE DE SERVIÇO

◆ Reformulação do Regulamento da Qualidade de Serviço dos setores elétrico e gás ◆ [Consulta Pública n.º 94]

◆ Alteração do Regulamento da Qualidade de Serviço do setor do gás natural e Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço do SGN ◆ [Consulta Pública n.º 61]

REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO

◆ Reformulação do Regulamento da Qualidade de Serviço dos setores elétrico e gás ◆ [Consulta Pública n.º 94]

◆ Alteração do Regulamento da Qualidade de Serviço do setor do gás natural e Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço do SGN ◆ [Consulta Pública n.º 61]

REGULAMENTO DE RELAÇÕES COMERCIAIS

◆ Fusão dos Regulamentos de Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás natural ◆ [Consulta Pública n.º 81]

REGULAMENTO DE OPERAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS

◆ Reformulação dos regulamentos do gás - RARII, ROI e MPGTG e RT ◆ [Consulta Pública n.º 96]

REGULAMENTO DO ACESSO ÀS REDES, ÀS INFRAESTRUTURAS E ÀS INTERLIGAÇÕES

◆ Reformulação dos regulamentos do gás - RARII, ROI e MPGTG e RT ◆ [Consulta Pública n.º 96]

REGULAMENTO TARIFÁRIO

◆ Proposta de reformulação do Regulamento Tarifário do setor do gás◆ [Consulta Pública n.º 114]

◆ Proposta de revisão do Regulamento Tarifário do setor do gás ◆ [Consulta Pública n.º 108]

◆ Reformulação dos regulamentos do gás - RARII, ROI e MPGTG e RT ◆ [Consulta Pública n.º 96]

◆ Alteração do Regulamento Tarifário do Setor do Gás Natural ◆ [Consulta Pública n.º 87]

◆ Alteração ao Regulamento Tarifário ◆ [Consulta Pública n.º 63]

◆ Revisão do Regulamento Tarifário do setor do gás natural

◆ Revisão do Regulamento Tarifário do setor do gás natural ◆ [Consulta Pública n.º 54]

◆ Revisão do Regulamento Tarifário

◆ Revisão do Regulamento Tarifário do setor do gás natural ◆ [Consulta Pública n.º 42]

◆ Alteração do Regulamento Tarifário do setor do gás natural e fixação excecional das Tarifas de Acesso às Redes de gás natural aplicáveis a clientes com consumos superiores a 10.000 m3

◆ Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2010-2011 e parâmetros para o período de regulação 2010-2013 e revisão do Regulamento Tarifário

◆ Alteração do Regulamento Tarifário do setor do gás natural

◆ Regulamento Tarifário do setor do gás natural – Maior flexibilidade tarifária ◆ [Consulta Pública n.º 28]

◆ Revisão do Regulamento Tarifário do gás natural e subregulamentação das ligações às redes de transporte e distribuição de gás natural

◆ Regulamento Tarifário do setor do gás natural ◆ [Consulta Pública n.º 11]

REVISÃO REGULAMENTAR

◆ Reformulação dos regulamentos do gás - RARII, ROI e MPGTG e RT ◆ [Consulta Pública n.º 96]

◆ Revisão regulamentar do setor do gás natural para o novo período de regulação ◆ [Consulta Pública n.º 71]

TARIFAS E PREÇOS

◆ Tarifas e preços de gás para o ano gás 2023-2024 e parâmetros para o período de regulação 2024-2027

◆ Tarifas e preços de gás para o ano gás 2022-2023

◆ Tarifas e preços de gás para o ano gás 2021-2022

◆ Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2020-2021

- Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2018-2019
- Tarifas e preços para o ano gás 2017-2018
- Tarifas e preços para o ano gás 2016-2017 e parâmetros para o período de regulação 2016-2019
- Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2015-2016
- Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2014-2015
- Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2013-2014 e parâmetros para o período de regulação 2013-2016
- Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2012-2013
- Fixação excecional da tarifa social de gás natural 2011-2012
- Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2011-2012
- Tarifas de gás natural dos clientes com consumos superiores a 10 000 Nm3/ano em 2010-2011 (parecer de iniciativa)
- Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2010-2011 e parâmetros para o período de regulação 2010-2013 e revisão do Regulamento Tarifário
- Tarifas e preços para o ano gás 2009-2010
- Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2008-2009
- Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2007-2008 e parâmetros para o período de regulação 2007-2008 a 2009-2010

gás

ISBN 978-989-53010-3-4