ERSE
ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSULTA PÚBLICA
71

ENQUADRAMENTO DA REVISÃO REGULAMENTAR PARA O NOVO PERÍODO DE REGULAÇÃO

SETOR GÁS NATURAL

janeiro 2019

ÍNDICE

1 INTRODUÇÃO 1
2 DESCRIÇÃO DA CONSULTA PÚBLICA 5
3 CONTEXTO EUROPEU E NACIONAL DO SETOR DO GÁS NATURAL 9
4 PERÍODOS DE VIGÊNCIA DAS TARIFAS E DOS PARÂMETROS DE REGULAÇÃO 17
4.1 Período de vigência das tarifas 17
4.2 Período de vigência das metodologias e parâmetros de regulação 23
5 ESTRUTURA TARIFÁRIA 27
5.1 Tarifa de Uso da Rede de Transporte 27
5.2 Tarifa de Uso Global do Sistema 30
5.3 Tarifa de Uso da Rede de Distribuição 32
5.3.1 Escalões de consumo nas tarifas de uso das redes de MP e BP> 32
5.3.2 Caracterização dos consumos e da faturação dos consumidores ligados em baixa pressão e média pressão, com consumos anuais superiores a 100 000 m^3 35
5.3.2.1 Consumidores em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 100 000 m3 36
5.3.2.2 Consumidores em Média Pressão com consumos anuais superiores a 1 000 000 m3 38
5.3.3 Avaliação dos impactes económicos na faturação dos consumidores na fronteira dos escalões de consumo 40
5.3.3.1 Consumidores em Baixa Pressão com consumos anuais na fronteira de 700 000 m3 40
5.3.3.2 Consumidores em Baixa Pressão com consumos anuais na fronteira de 1 000 000 m3 42
5.3.3.3 Consumidores em Média Pressão com consumos anuais na fronteira de 2 000 000 m3 43
6 PROVEITOS PERMITIDOS 47
6.1 Princípio da partilha dos resultados alcançados por aplicação de metas de eficiência 47
6.2 Diferenciação da aceitação de custos de investimento para efeitos regulatórios 49
6.2.1 Diferenciação pela natureza 49
6.2.2 Diferenciação pelo incumprimento dos objetivos dos ativos para efeitos regulatórios 50
6.3 Mecanismo de diferimento intertemporal dos desvios associados à procura de gás natural dos operadores das redes de Distribuição 55
6.4 Alteração do revenue cap no OPEX da atividade de GTGS 58
6.5 Devolução de créditos dos consumidores de GN 60
6.6 Clarificação dos procedimentos de cálculo e da informação a fornecer pelas entidades reguladas 61
7 RELACIONAMENTO COMERCIAL 69
7.1 Modelo de gestão de riscos e garantias 69
7.2 Registo de comercializadores 72
7.3 Ligação às redes, contratação, transmissão de faturas e envio de faturas 73

1 INTRODUÇÃO

A última revisão regulamentar alargada do setor do gás natural ocorreu em 2016, tendo abrangido os Regulamentos de Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações (RARII), Operação das Infraestruturas (ROI), Tarifário (RT) e Relações Comerciais (RRC). Posteriormente, em 2017, foi publicado o novo Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) comum aos setores elétrico e do gás natural.

O contexto legislativo nacional e europeu conduziu à necessidade de uma revisão pontual do RT e do RRC, já em janeiro de 2018, em virtude da entrada em vigor do Código de Rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás, aprovado pelo Regulamento (CE) 2017/460 da Comissão Europeia, da aprovação de legislação sobre o Operador Logístico de Mudança de Comercializador (pelo Decreto-Lei n.º 38/2017) e pelas alterações ao enquadramento legal da tarifa social (operadas pela Lei n.º 114/2017, de 29 de dezembro).

Ainda no âmbito do contorno legislativo, importa referir que o pacote de propostas da Comissão Europeia, denominado "Energia limpa para todos os europeus", foi sendo aprovado no processo legislativo europeu ao longo de 2018, tendo-se chegado a um acordo político sobre todas as peças em 19 de dezembro. As propostas incluem, entre outras, alterações à Diretiva de Eficiência Energética, à Diretiva sobre Energias Renováveis, à Diretiva sobre o Mercado Interno de Eletricidade e aos regulamentos das redes de transporte de eletricidade e sobre a Agência para a Cooperação dos Reguladores Europeus de Energia (ACER). Tendo o mercado interno de gás natural uma diretiva espelho da do setor elétrico, partilhando a maior parte do quadro institucional e regulamentar, espera-se que a regulamentação europeia do setor do gás natural siga em breve as alterações agora aprovadas para a eletricidade.

Em abril de 2018, a Comissão Europeia lançou ainda uma proposta legislativa de uma nova diretiva sobre direitos dos consumidores ("Um novo acordo para os consumidores"). Esta proposta está ainda em discussão no Parlamento Europeu e no Conselho.

O mercado liberalizado de gás natural em Portugal tem vindo a desenvolver-se nos vários segmentos de consumidores. Em particular no setor residencial e das pequenas empresas, os últimos anos confirmaram uma tendência para a oferta conjunta do fornecimento de gás natural e eletricidade. Nesse contexto, a ERSE aprovou em 2017 o RQS comum para a eletricidade e gás natural, tendo essa opção sido valorizada pelos agentes do setor, favorecendo a harmonização de regras paralelas nos dois setores e a prestação de um serviço mais integrado e coerente. Esta dimensão é particularmente pertinente no relacionamento com os clientes finais e no âmbito da atividade de comercialização.

A ERSE considera que o exercício feito em 2017 com o RQS deve agora estender-se ao RRC do gás natural e da eletricidade. Esta proposta de fusão dos dois regulamentos será trabalhada durante os próximos meses e levada a consulta pública. Esse trabalho requer uma revisão aprofundada, quer do RRC do gás natural quer do RRC da eletricidade, reorganizando o texto regulamentar, mas também, harmonizando as disposições que sejam de aplicação transversal. Além de analisadas as propostas de melhorias regulamentares no gás natural, deverão ser revistas e harmonizadas as disposições para a eletricidade, cuja revisão alargada mais recente ocorreu em 2016. Serão, ainda, incorporadas as recentes evoluções legislativas no contexto europeu e as propostas de evolução referidas, como o reforço dos direitos dos consumidores. As propostas de alteração regulamentar serão necessariamente discutidas publicamente com todos os interessados do setor elétrico e do gás natural. Este processo de revisão profunda não é compatível, em termos de calendário, com o processo de aprovação das tarifas até 1 de junho de 2019.

Ainda, sobre os condicionalismos do calendário tarifário, deve afirmar-se que as disposições regulamentares não têm de estar sujeitas ao ritmo de revisão definido para a fixação de proveitos e de tarifas. Com efeito, a oportunidade da alteração dos regulamentos nas matérias relacionadas com a qualidade de serviço, com o relacionamento comercial, com a operação das redes ou com o acesso às redes depende da evolução específica do setor nessas áreas ou do respetivo quadro legal em cada momento. Como tal, a ERSE considera que atualmente será mais adequado promover os processos de revisão regulamentar em função da sua oportunidade e não necessariamente do calendário tarifário.

Tendo presente os argumentos apresentados, a presente proposta de alteração regulamentar visa essencialmente as matérias relacionadas com a fixação de proveitos e das tarifas reguladas, no RT. Essas alterações têm impactes em aspetos pontuais dos restantes regulamentos que também se incluem na proposta. Adicionalmente, são incluídas propostas sobre aspetos pontuais do relacionamento comercial que se considera serem de correção urgente, para benefício do funcionamento do mercado retalhista e em coerência com o setor elétrico.

Em concreto, as propostas apresentadas nesta alteração do RT do setor do gás natural procuram, ainda, refletir a experiência acumulada na última década na regulação do setor do gás natural, com o objetivo de aumentar a estabilidade e previsibilidade regulatória.

As justificações para as principais alterações propostas ao RT apresentam-se neste documento de discussão. Das diversas matérias tratadas importa salientar as seguintes:

- Alteração do período de vigência de todas as tarifas reguladas de gás natural de 1 de julho a 30 de junho do ano seguinte, para 1 de outubro a 30 de setembro do ano seguinte, em harmonia com os prazos atualmente aplicáveis para as tarifas de uso da rede de transporte nas interligações.

- Garantir o cumprimento com o disposto no 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, cuja implementação integral deverá estar concluída até 31 de maio de 2019.

- Análise das descontinuidades tarifárias das tarifas de acesso às redes em Média Pressão e em Baixa Pressão, para consumos superiores a 100 000 m^3/ano.

- Inclusão na regulação das atividades do setor do gás natural do princípio para a partilha justa entre empresas e clientes dos resultados alcançados com as metas definidas para as atividades sujeitas a regulação por incentivos e do princípio de diferenciação de ativos em função da sua natureza para efeitos de cálculo dos proveitos permitidos.

- Introdução de um mecanismo para o tratamento individualizado de ativos em termos de remuneração, quando não existem fundamentos para o regulador considerar que entraram em exploração sem cumprir com os objetivos para os quais foram incluídos nos respetivos Planos de Investimento.

- Introdução de regras a que passaram a estar sujeitos os relatórios emitidos pelos auditores que acompanham o reporte da informação económica e financeira regulatória das empresas reguladas do setor do gás natural, em harmonia com o já definido para o setor elétrico.

Cada proposta é apresentada e contextualizada neste documento, sendo ainda referidos os artigos afetados para uma leitura guiada da proposta de alteração do articulado do Regulamento.

Em documento separado apresentam-se, em modo de revisão, as alterações propostas ao articulado do Regulamento. A numeração do novo articulado efetuou-se mediante a inclusão de letras por ordem alfabética.

2 DESCRIÇÃO DA CONSULTA PÚBLICA

DE QUE TRATA ESTA CONSULTA?

A presente consulta inclui propostas para a revisão do quadro regulamentar no que respeita à fixação de proveitos das atividades reguladas e à metodologia de cálculo das tarifas e preços regulados, no setor do gás natural.

O novo quadro de regras condicionará a fixação de parâmetros de regulação e dos proveitos e tarifas para o próximo período regulatório, cuja proposta será submetida ao Conselho Tarifário da ERSE até 31 de março de 2019.

O presente documento identifica as principais alterações regulamentares propostas e os seus objetivos. Fazem parte da consulta pública os anexos relativos às propostas de alteração do texto regulamentar, designadamente:

- Proposta de articulado do Regulamento Tarifário do setor do gás natural;
- Proposta de articulado do Regulamento de Relações Comerciais do setor do gás natural;
- Proposta de articulado do Regulamento de Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações do setor do gás natural.

A QUEM SE DESTINA ESTA CONSULTA PÚBLICA?

Os destinatários desta consulta pública são todos os agentes do setor do gás natural, em especial:

- Consumidores e associações de consumidores;
- Comercializadores;
- Operadores das infraestruturas de alta pressão: rede de transporte, terminal de GNL e armazenamento subterrâneo;
- Operadores de redes de distribuição;
- Operador Logístico de Mudança de Comercializador.

QUAL O PRAZO DE DURAÇÃO DA CONSULTA?

A presente consulta pública decorrerá entre o dia 30 de janeiro de 2019 e o dia 1 de março de 2019, ao abrigo do artigo 10.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-lei nº 97/2002, de 12 de abril, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.

Esta revisão regulamentar tem especial incidência sobre o Regulamento Tarifário do Gás Natural, visando a adoção da estrutura e metodologia tarifária decorrente da aplicação 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 (abreviado em diante por 'Código de Rede de Tarifas'), dando sequência aos resultados da consulta pública n.º 66.º, realizada pela ERSE entre 17 de agosto a 17 de outubro, depois de recebida a apreciação da Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia (ACER), nos termos do artigo 26.º, n.º 3 do citado Regulamento (UE), a 14 de dezembro de 2018.

Neste contexto, ao abrigo do n.º 5 do artigo 10.º dos seus Estatutos, a ERSE procede à presente revisão do Regulamento Tarifário concretizando a proposta de metodologia tarifária, cuja aprovação pela ERSE terá de ocorrer, por força dos artigos 27.º, n.º 5 e 38.º, n.º 3 do Regulamento (UE) 2017/460, até dia 31 de maio de 2019.

COMO PARTICIPAR NA DISCUSSÃO?

Os contributos sobre as propostas levadas a consulta pública deverão ser enviados à ERSE até 1 de março de 2019, por correio, por fax ou, preferencialmente, por correio eletrónico, para os seguintes endereços:

- Morada postal: Rua D. Cristóvão da Gama nº 1, 3º andar, 1400-113 Lisboa.
- Fax: 213 033 201
- Correio eletrónico: consultapublica@erse.pt

Os contributos e comentários recebidos serão considerados públicos, exceto se o seu autor solicitar, de forma explícita, confidencialidade. Nesse último caso deve ser também submetida uma versão não-confidencial. No caso de a informação enviada conter elementos sensíveis, que legalmente impeçam a divulgação dos comentários recebidos, deve ser disponibilizada à ERSE uma versão pública expurgada dessa informação considerada sensível.

Com vista à proteção dos dados pessoais dos remetentes, solicita-se ainda que os comentários a enviar integrem um documento autónomo do corpo do email, da carta ou do fax, não contendo dados pessoais.

O QUE ACONTECE AOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS PELA ERSE?

As contribuições enviadas à ERSE serão analisadas num documento que será publicado, contendo os comentários recebidos, que não sejam confidenciais, as observações da ERSE e a justificação das opções tomadas.

3 CONTEXTO EUROPEU E NACIONAL DO SETOR DO GÁS NATURAL

A presente revisão do Regulamento Tarifário do setor do gás natural é lançada num contexto de reflexão europeia e nacional sobre o papel futuro dos vários vetores energéticos na nossa sociedade numa perspetiva de longo prazo, até 2050, que importa tomar em consideração.

Esta reflexão é condicionada pela política e pela agenda da União Europeia relativa à energia e ao clima que definiu os objetivos e o processo de transição para uma economia de baixo carbono[1]. No Conselho Europeu, em 2014[2], foram acordadas metas visando atingir até 2030 uma redução de, pelo menos, 40% nas emissões de gases com efeito de estufa (GEE) em comparação com os níveis de 1990; um aumento para 27 % da quota-parte das energias renováveis no consumo de energia; estabelecida uma meta indicativa de, pelo menos 27%, a nível da UE para o aumento da eficiência energética em 2030 em relação às projeções do consumo futuro de energia com base nos critérios atuais; o desenvolvimento da interligação de eletricidade para, no mínimo, 15%.

No contexto da execução dos compromissos assumidos pela União no Acordo de Paris adotado no âmbito da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas[3], os objetivos da energia e clima foram revistos. No que respeita às emissões de gases com efeito de estufa, foi acordado um objetivo vinculativo de pelo menos 40% de redução das emissões domésticas de GEE (comparado com níveis de 1990), tendo definido reduções das emissões de gases com efeito de estufa para cada Estados -Membro até 2030, aplicáveis a partir de 2021 até 2030 para os sectores não abrangidos pelo regulamento do comércio de emissões[4]; um aumento da quota-parte das energias renováveis no consumo de energia na UE para, pelo menos, 32% do consumo bruto de energia até 2030 e um objetivo indicativo de pelo menos

[1] Sem prejuízo do exposto, importa assinalar que a discussão em torno das "tecnologias de baixo carbono" já está presente em diversos documentos desde 2010, como se poderá verificar nos documentos disponíveis em https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_en#tab-0-1; bem como, da Agência Europeia do Ambiente, no relatório de avaliação das tendências globais de 2010, disponível em https://www.eea.europa.eu/soer/europe-and-the-world/megatrends.

[2] Conclusões do Conselho Europeu, adotada em 24 de outubro de 2014, disponíveis em http://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-169-2014-INIT/pt/pdf.

[3] Disponível em https://eur-lex.europa.eu/content/paris-agreement/paris-agreement.html?locale=pt.

[4] Nos termos previstos pelo Regulamento (UE) 2018/842 do Parlamento Europeu e do Conselho de 30 de maio de 2018, disponível em https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018R0842&from=PT, relativo às reduções anuais obrigatórias das emissões de gases com efeito de estufa pelos Estados-Membros entre 2021 e 2030.

32,5% de melhoria na eficiência energética em 2030 a nível da UE (em comparação com o relatório da Comissão de 2007 - Cenário base de energia)[5].

Em 2016, no pacote «Energias Limpas para Todos os Europeus»[6], a CE apresenta propostas regulamentares e medidas facilitadoras que visam acelerar, transformar e consolidar a transição da economia da UE para as energias limpas, gerando emprego e crescimento em novos setores económicos e modelos de negócios. O pacote inclui oito propostas legislativas destacando-se a eficiência energética, o desempenho energético dos edifícios e as energias renováveis. Este instrumento é indissociável dos compromissos assumidos pela UE em Paris em matéria de alterações climáticas, considerando que o êxito na transição para um sistema energético limpo depende da produção e utilização de energia, pois esta é responsável por dois terços das emissões de gases com efeito de estufa.

Em face do enquadramento apresentado, importa referir e acompanhar o desenvolvimento de diversos estudos que identificam múltiplos cenários de utilização do gás natural no futuro. A Agência Internacional de Energia (AIE), prevê num horizonte até 2023 um decréscimo do consumo de gás natural na Europa, a par de um crescimento do consumo de gás natural em países em desenvolvimento, noutras regiões do globo. Refere, ainda, que num cenário de desenvolvimento sustentável que assegure o cumprimento das metas acordadas em Paris para a limitação da temperatura em +2ºC, a redução do consumo de gás natural para a Europa é ainda mais acentuada[7].

A referida Agência prevê também que os combustíveis fósseis, em particular o gás natural, ainda sejam necessários em 2050, devendo representar 40% da procura de energia, cerca de metade do nível de hoje[8]. As centrais a gás natural mantêm, nesse período, um relevante papel no setor elétrico considerando a flexibilidade que permitem ao sistema e pelo facto de terem um investimento de capital menos intensivo que as centrais a carvão. Neste estudo, a AIE prevê que o *mix* de fornecimento de energia em 2050 será significativamente diferente. O consumo total de combustíveis fósseis em 2050 corresponderá a um terço do nível de hoje. Atribuem ao gás natural a figura de "ponte" considerando que potencia um maior uso da

[5] Nos termos previstos pelo Regulamento (EU) 2018/1999, de 11 de dezembro, disponível em https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018R1999&from=EN, relativo à Governação da União da Energia e da Ação Climática.

[6] COM(2016)860 - Comunicação da Comissão Europeia, disponível em https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2016/PT/COM-2016-860-F1-PT-MAIN-PART-1.PDF.

[7] Mais informação em https://www.iea.org/topics/naturalgas/

[8] Ver em: "Perspectives for energy transition"; 2017; disponível em https://www.energiewende2017.com/wp-content/uploads/2017/03/Perspectives-for-the-Energy-Transition_WEB.pdf.

energia renovável. Contudo, consideram que o seu papel deve ser limitado, a menos que esteja associado a altos níveis de captura e armazenamento de carbono[9]. Concluem que existe um risco de dependência de trajetos e futuros ativos ociosos se a implantação de gás natural se expandir significativamente sem as metas de redução de emissões de longo prazo em mente.

Por sua vez, a Comissão Europeia, num estudo sobre "O papel das infraestruturas de gás à luz dos compromissos de descarbonização da UE a longo prazo – 2050 Cenários" também prevê a diminuição da procura de gás natural em todos os cenários que identifica para o futuro do setor[10]. O estudo apresenta 3 cenários possíveis que concretizam os objetivos prosseguidos pela UE. Num primeiro cenário, prevê uma política com forte investimento na eletrificação, em detrimento de outros vetores energéticos; num segundo cenário prevê uma política de coordenação das infraestruturas de gás e eletricidade, com foco no metano neutro em carbono (biometano e gás natural sintético) e num terceiro cenário a coordenação das infraestruturas de gás e eletricidade com foco no hidrogénio.

Resulta deste estudo que a utilização elevada das atuais redes de gás natural no futuro estará dependente da possibilidade de veicular gás descarbonizado (metano sintético, biogás e hidrogénio), que substituem o gás natural.

De referir ainda o estudo do Conselho Europeu de Reguladores de Energia (CEER), relativo ao futuro do gás natural na perspetiva dos reguladores[11], publicado em março de 2018, concluiu que o gás natural tem um papel relevante no cumprimento dos objetivos da descarbonização. O estudo avalia a procura de gás na Europa a 28, em 2040, considerando 3 cenários de procura (intensiva, média e baixa). Nos três cenários, o gás desempenha um papel relevante no qual se incluem os gases renováveis, tais como, o biometano, o hidrogénio e o metano sintético. O gás natural mantém-se competitivo na atividade de aquecimento no setor residencial, tendo potencial para se tornar relevante no setor dos transportes na sua utilização como combustível através do gás natural liquefeito e do gás natural comprimido.

O estudo conclui, ainda, que o gás pode contribuir para a agenda da UE associada aos objetivos da descarbonização enquanto recurso de apoio na produção de energia renovável, bem como para a utilização

[9] Tradução da sigla inglesa "CCS – carbon capture and storage".

[10] Mais informação em https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/01.b.01_mf31_presentation_ec_gas_2050_infra_study_amilhat.pdf.

[11] Acessível em https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/6a6c72de-225a-b350-e30a-dd12bdf22378

dos gases renováveis utilizando para o efeito a infraestrutura existente. Para o CEER, o cumprimento dos objetivos da descarbonização deve gerar os menores custos possíveis aos consumidores.

No mesmo sentido o estudo divulgado pelo CERRE[12], na análise dos cenários para 2050 relativamente ao setor do aquecimento e transporte conclui que, não havendo certezas, existem perspetivas de que as atuais redes de distribuição de gás natural possam ver o seu futuro assegurado como redes de distribuição de gases de origem renovável, considerando a inovação tecnológica e o importante papel dos gases renováveis para efeitos de aquecimento, arrefecimento e transporte. Importa, contudo, não descurar as características próprias de cada sistema, levando em consideração diversos fatores, tais como o clima da região, o grau da inovação tecnológica, a finalidade e a caracterização do consumo, as análises de custo benefício das alternativas, entre outros. As razões que justificam a manutenção do consumo de gás natural em determinados setores e em determinados países, não são necessariamente comuns, não sendo desejável a harmonização de critérios nestas matérias.

Em Portugal, a dependência energética do exterior tem vindo a diminuir, sendo que entre 2000 e 2015 teve uma redução de 9%, associada à penetração das energias renováveis. Ainda assim, em 2016 o consumo de combustíveis fósseis representou 75% da energia primária consumida[13].

No final de 2016, e de um total de 21,3 GW de capacidade total instalada no país, 63% da capacidade é referente a fontes de energia renováveis, fundamentalmente hídrica com 32%, e eólica com 25%, complementada com fontes fósseis, principalmente gás natural com 24% e carvão com 9%[14].

Em 2016, o peso do consumo dos principais setores de atividade económica relativamente ao consumo final de energia, foi de 36,9% nos transportes, 30,5% na indústria, 17,1% no doméstico, 12,7% nos serviços e 2,8% na agricultura e pescas[15].

No entanto, em todos os setores tem-se verificado uma redução de consumo. Entre 2000 e 2015, a indústria reduziu 22% o seu consumo, os transportes 17% e os edifícios 15%[16].

[12] Disponível em http://www.cerre.eu/publications/gas-and-electrification-heating-transport-scenarios-2050.

[13] Dados DGEG, acessíveis em http://www.dgeg.gov.pt/default.aspx?cn=774977507751AAAAAAAAAAAA.

[14] Conforme informação disponível em https://descarbonizar2050.pt/roteiro/energia/

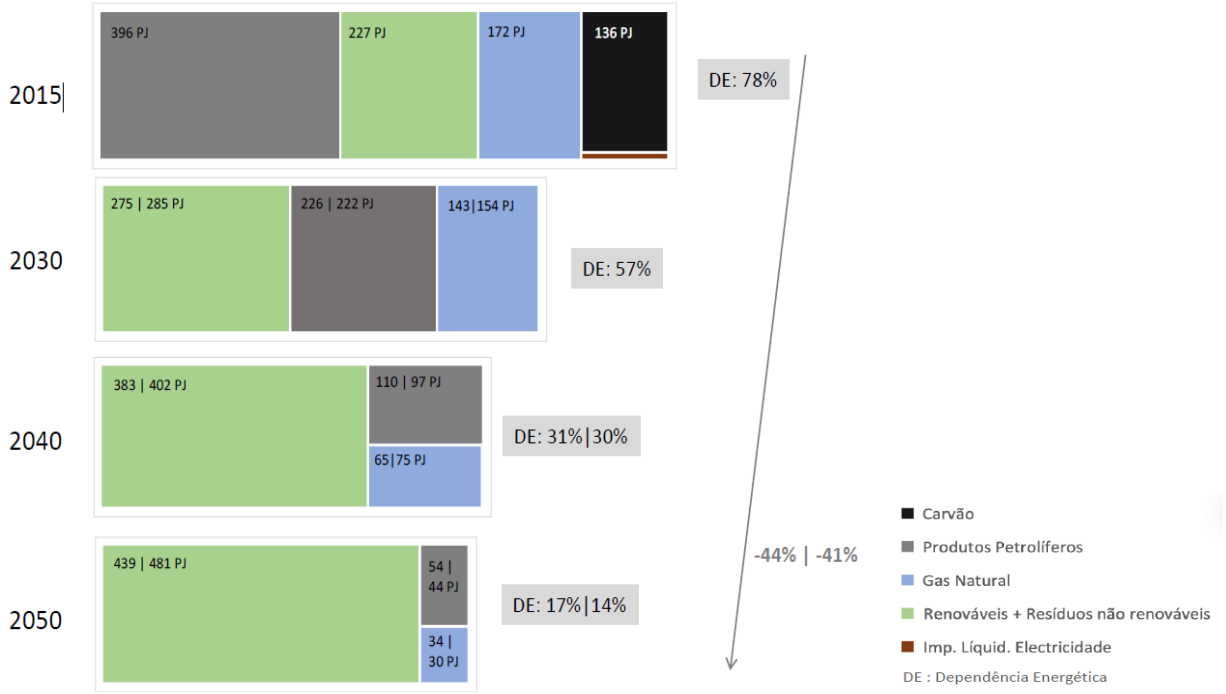
[15] Dados DGEG, acessíveis em http://www.dgeg.gov.pt/default.aspx?cn=774977507751AAAAAAAAAAAA.

[24] Conforme informação disponível em https://descarbonizar2050.pt/roteiro/energia/.

A nível nacional destaque para as Grandes Opções do Plano 2019[17], que incluem como objetivos do governo, com impacto no setor de gás natural, a promoção da utilização de Gás Natural Liquefeito (GNL) nas viagens marítimas entre o continente e as ilhas dos Açores e da Madeira e nas viagens fluviais de cruzeiros na Via Navegável do Douro (cf. Decreto-Lei n.º 60/2017, de 9 de junho e Diretiva n.º 2014/94/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 22 de outubro de 2014).

Estando ainda em fase de consulta pública, o Roteiro para a Neutralidade Carbónica em 2050[18] tem por objetivo principal a identificação e análise das implicações associadas a trajetórias alternativas, tecnicamente exequíveis, economicamente viáveis e socialmente aceites, e que permitam alcançar o objetivo de neutralidade carbónica da economia portuguesa em 2050. Dependendo dos pressupostos utilizados, o Roteiro prevê uma redução da dependência energética entre 44% a 41%, face a 2015, como se observa na figura seguinte:

Figura 3-1 – Dependência energética num cenário de pelotão ou camisola amarela



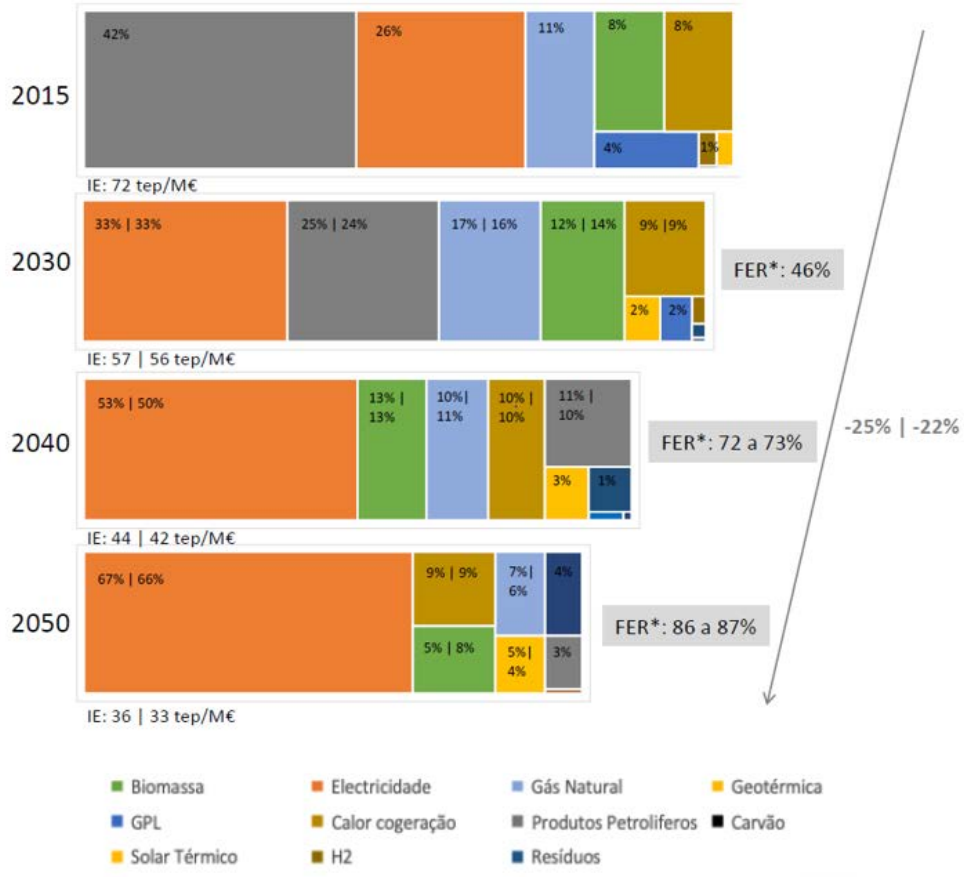
Fonte: RNC 2050

[17] Disponível em https://dre.pt/application/file/a/117514659.

[18] https://descarbonizar2050.pt/uploads/RNC2050_Consulta_Publica_Vol1.pdf

No que respeita ao consumo de energia final, o Roteiro para a Neutralidade Carbónica prevê uma redução da intensidade energética em mais de 50% entre 2015 e 2050, prevendo que a contribuição do gás natural aumente até 2030 (de 11% para 17% a 16% em 2030) para se reduzir até 7% a 6% em 2050, consoante o cenário adotado.

Figura 3-2 – Evolução do consumo total final nos cenários em Pelotão e Camisola Amarela



Fonte: RNC 2050

No que respeita ao setor electroprodutor o Roteiro prevê para 2050 o aumento da capacidade instalada entre 32 a 34 GW, e um quase desaparecimento do gás natural para aquecimento nas habitações, sendo 90% da sua utilização realizada na indústria.

Em 28 de janeiro foi apresentada publicamente a estratégia para a aprovação do Plano Nacional de Energia e Clima[19] (PNEC), com as linhas de atuação para o horizonte entre 2021-2030. Este documento, ainda em fase de consulta pública, integra-se no âmbito de aplicação do Regulamento (EU) 2018/1999, de 11 de dezembro, relativo à Governação da União da Energia e da Ação Climática estando articulado com o Roteiro para a Neutralidade Carbónica e o Plano Nacional de Investimentos em 2030.[20] Da apresentação do PNEC resulta que as metas definidas por Portugal são mais exigentes que as que decorrem do pacote de energia limpa para todos os europeus, no que respeita a emissões de gases com efeito estufa (redução até 55%), eficiência energética (reduções de consumos de energia primária até 35%); aumento da produção de renováveis (até 47%); utilização de energia renovável nos transportes (até 20%) e aumento das interligações elétricas (até 15%).

Resulta do exposto, que vivemos tempos de mudança constante e que coexistem diversas formas de analisar o futuro do setor energético e do gás natural em particular, considerando as diferentes geografias e diferentes linhas temporais. Todavia, parece seguro afirmar que existem compromissos firmes a nível político e ao nível da sociedade que impõem uma visão integrada de vários setores e identificam objetivos concretos associados ao clima e ao crescimento económico. Como assinalado pela Comissão Europeia[21], a sustentabilidade e a implementação de tecnologias de baixo consumo de carbono são um negócio com retorno, tendo merecido a confiança da indústria e dos investidores. Esta mesma informação é confirmada pela AIE que refere que os investimentos em energia limpa em 2017 suplantaram os investimentos em combustíveis fósseis.

Importa ainda salientar que a criação de um mercado único de energia não foi ainda concluída, da mesma forma que ainda está em fase de implementação o conjunto dos Regulamentos que compõem o "*Gas Target Model*" resultante da aprovação das medidas legislativas incluídas no 3.º pacote de energia, da qual a Diretiva n.º 2009/73/EC é a peça principal. Neste contexto, a Comissão Europeia desenvolveu uma agenda na qual contempla um conjunto de estudos, que se preveem de extrema relevância, para o desenho do futuro do setor de gás natural, designadamente: o estudo para identificação das tecnologias de inovação e da possibilidade de introdução de novos gases no fornecimento de gás; a identificação e avaliação das barreiras e lacunas regulatórias que possam limitar o acoplamento dos setores elétrico e de gás natural e o desenvolvimento de gases renováveis e de baixo carbono; a avaliação dos regimes regulatórios aplicáveis

[19] Disponível em https://www.portugal.gov.pt/download-ficheiros/ficheiro.aspx?v=ef6b4085-a6b6-45b6-976a-c1c2a21d12b2.

[20] Mais informação disponível em https://www.portugal2030.pt/sobre-pni2030/.

[21] Em https://ec.europa.eu/epsc/sites/epsc/files/epsc_-_10_trends_transforming_climate_and_energy.pdf.

em todos os terminais de GNL a nível europeu, considerando a importância do GNL na segurança do abastecimento na Europa; a elaboração e avaliação de medidas para redução do poder de mercado pelo aumento da capacidade de curto prazo visando a promoção da liquidez no mercado, entre outros.

O setor energético (em particular o do gás natural) é um setor em evolução, altamente dependente de decisões políticas de nível europeu e nacional. O cumprimento das exigências políticas, económicas e societárias para o cumprimento dos objetivos climáticos introduzem um nível de complexidade e interdependência de setores de atividade acrescido, que condicionam as opções regulatórias disponíveis. A decisão do regulador consubstanciada no equilíbrio da defesa dos preços e níveis de qualidade do serviço dos consumidores, bem como do equilíbrio económico-financeiro das empresas sujeitas a regulação, num contexto de mercado liberalizado e concorrencial é, por consequência, também mais complexa, requerendo por isso uma maior, contínua e mais exigente participação de todos os interessados.

4 PERÍODOS DE VIGÊNCIA DAS TARIFAS E DOS PARÂMETROS DE REGULAÇÃO

4.1 PERÍODO DE VIGÊNCIA DAS TARIFAS

Na sequência da 63.ª consulta pública, realizada em janeiro de 2018, relativa à revisão do Regulamento Tarifário e do Regulamento de Relações Comerciais 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 (CE) 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.

Recorde-se que 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 1ª segunda-feira do mês de julho.

Adicionalmente, nos termos conjugados do artigo 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.

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,

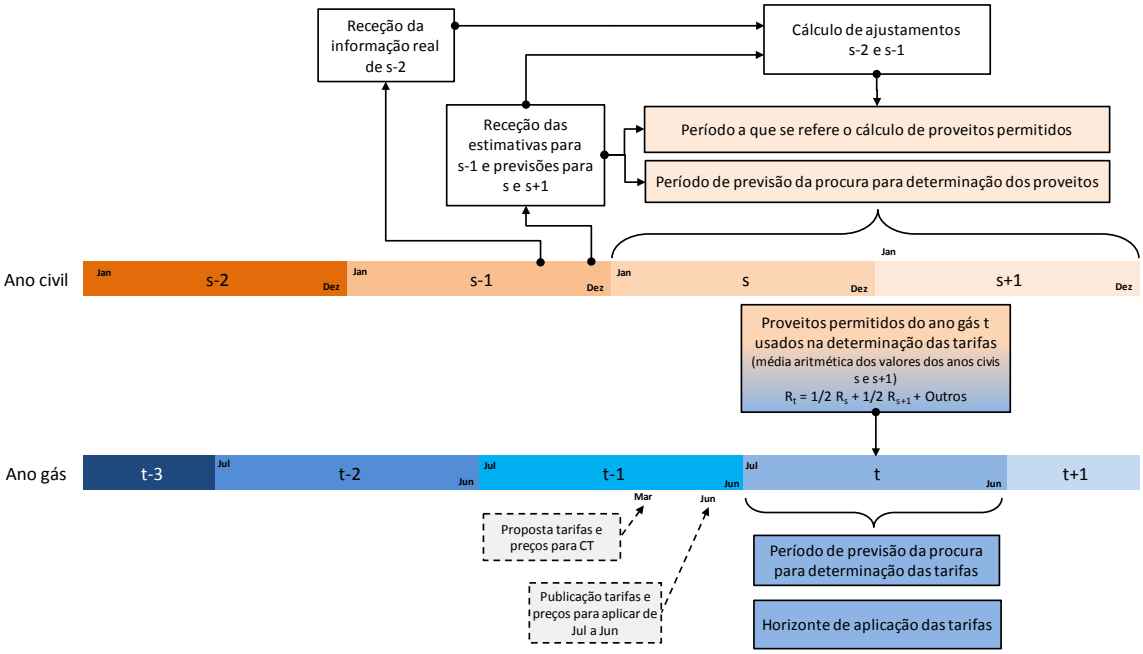
relativamente às tarifas de uso da rede de transporte aplicáveis nos pontos sujeitos ao Código de Rede para os mecanismos de atribuição de capacidade, em 15 dias.

Apesar do leilão de produtos de capacidade normalizados anual se realizar em julho[22], a entrega dessa capacidade só se inicia em outubro. Por essa razão, não obstante a publicação dos preços aplicáveis às entradas e saídas da rede nas interligações (VIP) ser publicada no início de junho, os preços só iniciam a sua vigência em outubro, para coincidirem com o ano de atribuição de capacidade.

Na Figura 4-1 apresenta-se o período de vigência atual das tarifas reguladas. As tarifas a aplicar no ano gás t são calculadas com os proveitos permitidos previstos para o ano gás t e a procura prevista para o ano gás t. Os proveitos permitidos do ano gás t são determinados através da média aritmética dos proveitos permitidos dos dois anos civis s e s+1, que são intersetados pelo ano gás t (ponderação baseada no tempo), e que incluem os ajustamentos calculados em ano civil (s-2 e s-1). O ano gás t é o período compreendido entre 1 de julho e 30 de junho do ano seguinte. A tarifa de Uso da Rede de Transporte nas interligações vigora no ano de atribuição de capacidade, que corresponde ao período compreendido entre as 05h00 UTC de 1 de outubro e as 05h00 UTC de 1 de outubro do ano seguinte (doravante designado por 1 de outubro a 30 de setembro do ano seguinte).

[22] Produtos de capacidade anuais normalizados, consistem, na capacidade poder ser solicitada por um utilizador da rede em todos os dias de gás num determinado ano de atribuição de capacidade, que tem início em 1 de outubro.

Figura 4-1 – Período de vigência das tarifas, situação atual



Nota: Nas interligações as tarifas vigoram de Outubro a Setembro. A componente "Outros" dos proveitos inclui os ajustamentos dos anos civis s-1 e s-2.

Da consulta pública realizada em janeiro de 2018, a maioria dos participantes manifestaram-se a favor da harmonização do calendário, para a aplicação de todas as tarifas aprovadas pela ERSE, com o prazo de vigência das tarifas de uso das redes de transporte nas interligações (Out-Set)[23]. O Conselho Tarifário sublinhou também a importância de se sincronizar as tarifas nas interligações com as restantes tarifas aplicáveis no Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN), tendo recomendado que todas as tarifas[24] sejam aprovadas nas datas agora estabelecidas (1 junho), mas que sejam aplicadas a partir de 1 de outubro. O CT recomendou este alinhamento de prazos considerando ser um aspeto que, aproveitando a interdependência entre os Mercados Ibéricos, contribui para 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.

[23] Ver em http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Documents/63_3/CP63_AlteracaoRTeRRC-GN_DiscussaoComentarios.pdf .

[24] No seu parecer de 2 de março de 2018 o CT refere que "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" e que "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 (1junho), mas que sejam aplicadas no ano de contratação, ou seja a partir de 1 de outubro seguinte".

A ERSE, à data, não alterou as datas de aprovação e o calendário de vigência das restantes tarifas de acesso às redes, por considerar que ainda não se tinha procedido à necessária reflexão e ponderação das consequências dessa alteração, tendo-se, todavia, comprometido a realizar a discussão desse tema na revisão regulamentar ordinária a realizar em 2019.

Considerando o referido supra, a decisão para a aprovação e fixação das tarifas aprovadas pela ERSE[25] passou a ter de equacionar e de conjugar os calendários impostos por Regulamento Europeu para a atribuição de capacidade dos produtos normalizados, as necessidades de tratamento de informação por parte da ERSE em tempo útil e de coordenação com as demais obrigações de aprovação tarifária (nomeadamente no setor elétrico), bem como a necessidade de aprovação das tarifas e preços, sem comprometer os princípios tarifários da transmissão de sinais económicos adequados à utilização eficiente das infraestruturas.

Dado o amplo consenso da consulta pública realizada anteriormente (63.ª), nomeadamente entre o Conselho Tarifário e as empresas e os consumidores representados neste órgão consultivo, a ERSE propõe alterar a vigência de todas as tarifas reguladas de forma coincidente com a tarifa de uso da rede de transporte para as interligações. Ou seja, propõe alterar a vigência das tarifas de 1 de julho a 30 de junho do ano seguinte, para 1 de outubro a 30 de setembro, fazendo coincidir o período tarifário de todas as tarifas aprovadas pela ERSE, com o calendário de atribuição de capacidade. Propõe-se manter a designação de ano gás, em linha com a designação adotada nas traduções dos códigos de rede.

Nas respostas à referida consulta pública os agentes nem sempre foram claros sobre a extensão dessa harmonização, algumas vezes referiram genericamente todas as tarifas reguladas, mas outras vezes referem expressamente o Transporte, o Terminal de GNL, o Armazenamento Subterrâneo e a Distribuição. A alteração das tarifas das infraestruturas de Alta Pressão e da Distribuição implica a alteração das tarifas de Acesso às Redes e das restantes tarifas que a integram, nomeadamente a tarifa de Uso Global do Sistema e a tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador. As tarifas de Acesso às Redes são uma componente importante das Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais, sendo por isso desejável que tenham o mesmo período de vigência. Deste modo, propõe-se que o novo período de vigência se aplique também às tarifas de energia e de comercialização, que integram as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais.

[25] Ao abrigo do artigo 55.º do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação do Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro.

Mantêm-se inalteradas as datas de submissão da proposta tarifária ao CT (31 de março) e de aprovação das tarifas (1 de junho), o que se justifica pela necessidade de publicação dos preços da tarifa de uso da rede de transporte nas interligações e por ser a forma de não coincidir o trabalho de análise e decisão tarifária com o processo do setor elétrico, considerando que as equipas são as mesmas do lado ERSE. Acresce que, da perspetiva do Conselho Tarifário, também existem benefícios em ter alguma distância temporal entre a submissão das propostas tarifárias da eletricidade e do gás natural.

Esta solução apresenta fragilidades decorrentes do lapso de tempo existente entre a decisão da ERSE e a aplicação das tarifas. Todavia, importa salientar que a coincidência deste prazo com a atribuição de capacidade poderá influenciar de forma positiva o posicionamento dos comercializadores no mercado, reforçando a sua informação e perspetivas de futuro, em benefício dos consumidores e beneficiando de estratégias de aprovisionamento mais adequadas e concorrenciais.

Para o cálculo dos proveitos permitidos a ERSE propõe que se mantenham os princípios existentes atualmente, em que o cálculo é efetuado para os anos civis s e s+1, sendo os proveitos permitidos do ano gás t determinados através da média dos proveitos desses anos civis. No entanto, com o início do ano gás em outubro, a ponderação usada atualmente (0,5 para o ano s e 0,5 para o ano s+1) deverá ser revista de modo a refletir a alteração no tempo de sobreposição com o ano gás, ou seja, 0,25 no caso do ano civil s e 0,75 no caso do ano civil s+1.

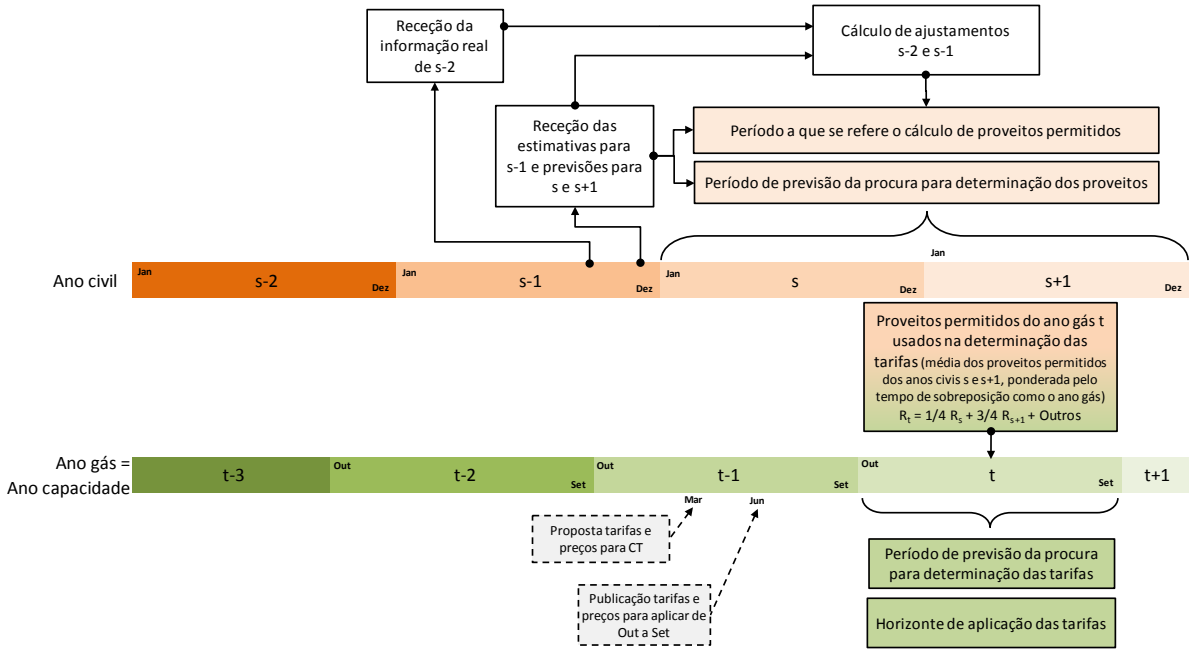
De forma a simplificar, o cálculo dos proveitos permitidos e garantir aos agentes, designadamente às empresas reguladas, uma compreensão mais clara dos objetivos pretendidos com as metodologias de cálculo dos proveitos e os parâmetros aplicados, propõe-se a aplicação dos parâmetros e dessas metodologias em ano civil. Esta proposta é detalhada no ponto seguinte.

A par dessas alterações no horizonte temporal de cálculo dos proveitos permitidos, na presente revisão do RT a ERSE propõe uma clarificação de outros aspetos do cálculo dos proveitos permitidos, que são detalhados no capítulo 6 deste documento justificativo.

Na Figura 4-2 sistematizam-se as alterações propostas para o novo período de vigência das tarifas reguladas. As tarifas a aplicar no ano gás t são calculadas com os proveitos permitidos do ano gás t e a procura prevista para o ano gás t. Os proveitos permitidos para o ano gás t são determinados pela média dos proveitos permitidos dos anos civis s e s+1, ponderada pelo tempo de sobreposição como o ano gás, e incluem os ajustamentos dos anos civis s-2 e s-1 (R_t = 0,25 x R_s + 0,75 x R_{s+1} + Outros). O ano gás t é o

período compreendido entre as 05h00 UTC de 1 de outubro e as 05h00 UTC de 1 de outubro do ano seguinte.

Figura 4-2 – Período de vigência das tarifas, proposta de revisão



Nota: a componente "Outros" dos proveitos inclui os ajustamentos dos anos civís (s-1) e (s-2).

Importa prever a transição entre o modelo atual e o novo modelo proposto. Dado o exposto, a proposta de tarifas e preços a vigorar de 1 de outubro de 2019 a 30 de setembro de 2020 será apresentada ao CT a 31 de março de 2019, refletindo a presente revisão do RT. Todas as tarifas reguladas em vigor mantêm-se até 30 de setembro de 2019, em linha com o solicitado pelo CT no parecer à proposta de tarifas para o ano gás 2018-2019.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

1. Alterar a vigência de todas as tarifas reguladas de 1 de julho a 30 de junho do ano seguinte, para 1 de outubro a 30 de setembro, harmonizando com os prazos atualmente aplicáveis para as tarifas de uso da rede de transporte nas interligações (VIP).
2. Em todas as atividades, alterar as fórmulas de cálculo dos proveitos permitidos do ano gás t, de modo a refletir os novos períodos de sobreposição do ano gás t com o ano civil s (outubro a dezembro) e com o ano civil s+1 (janeiro a setembro). Em termos gerais, os proveitos permitidos para o ano gás t serão obtidas através da expressão: $R_t = 0{,}25 \times R_s + 0{,}75 \times R_{s+1}$ + Outros.

Esta alteração tem impacto nos artigos 3.º, 76.º, 77.º, 79.º, 80.º, 88.º, 91.º, 92.º, 93.º, 95.º, 97.º, 98.º, 100.º, 103.º, 160.º e 162.º do RT e no artigo 3.º do RARII.

3. Extensão da vigência das tarifas reguladas em vigor até 30 de setembro de 2019, a determinar na Diretiva de aprovação de tarifas e preços de gás natural para 2019-2020.

As propostas para o período de vigência dos proveitos permitidos são detalhadas no ponto seguinte.

4.2 PERÍODO DE VIGÊNCIA DAS METODOLOGIAS E PARÂMETROS DE REGULAÇÃO

O Código de Rede de Tarifas estabelece que o período de regulação corresponde ao "*período de tempo em que as regras gerais para os proveitos permitidos ou previstos são estabelecidas"*. Subentende-se desta definição, aplicável à atividade de transporte, que os parâmetros de regulação necessários ao cálculo destes proveitos se encontram definidos para o mesmo período, de modo a assegurar um nível razoável de previsibilidade dos rendimentos desta atividade ao longo do período de regulação. De modo a garantir a desejável harmonização dos referenciais temporais que enquadram os fluxos financeiros ao longo da cadeia de valor do SNGN, esta definição pode ser extrapolada para as demais atividades reguladas pela ERSE, pelo que as alterações propostas de seguida se aplicam a todas elas.

Atualmente em Portugal, os períodos de regulação iniciam-se a meio do ano civil e, consequentemente, a alteração dos parâmetros de regulação também ocorre nesse momento. Este facto introduz complexidades no cálculo dos proveitos permitidos em ano civil, particularmente nos anos civis de transição entre períodos regulatórios.

Recorde-se que na preparação do período de regulação do ano gás 2016-2017 ao ano gás 2018-2019, o CT recomendou que, para o caso específico do mecanismo de indexação da taxa de remuneração dos ativos, a ERSE alinhasse o período de cálculo com o ano civil, de modo a evitar a aplicação de diferentes taxas nos semestres dos anos de transição entre períodos regulatórios. A ERSE acolheu esta recomendação, o que permitirá a aplicação em 2019, ano de transição de períodos regulatórios, da mesma taxa de remuneração aos ativos entrados em exploração ao longo do ano de 2019, independentemente do semestre[26].

[26] No ano de 2019, a taxa de remuneração dos ativos será calculada de acordo com a metodologia e parâmetros definidos para o período regulatório 2016-2019.

A ERSE entende que esta medida contribui para a estabilidade e previsibilidade regulatória, pelo que propõe a adoção do mesmo princípio em todas as metodologias de regulação e seus parâmetros. Dito de outro modo, propõe-se que o período de vigência das metodologias de cálculo dos proveitos permitidos e respetivos parâmetros coincida com anos civis, o que permitirá uma simplificação substancial do cálculo dos proveitos permitidos nos anos civis de transição de período regulatório, por se eliminar a segmentação em semestres ou outros períodos de um mesmo ano civil, que pertencem a períodos regulatórios diferentes. Assim, a aplicação dos parâmetros definidos para o período regulatório 2016-2019 deverá ser prolongada até ao final de 2019.

Nos termos desta proposta, os proveitos permitidos do ano civil de 2019, para o exercício tarifário do novo ano gás 2019-2020, serão calculados com as metodologias de cálculo e os parâmetros do período de regulação de 2016-2019, que vigorarão, assim, excecionalmente por 3 anos e meio. No que respeita aos proveitos permitidos do ano civil de 2020, o cálculo será efetuado com os novos parâmetros e com as alterações agora propostas para as metodologias de regulação.

Assim, mantendo-se o período de regulação com uma duração de 3 anos, as metodologias de cálculo dos proveitos permitidos e os parâmetros do novo período de regulação vigorarão entre 1 de janeiro de 2020 e 31 de dezembro de 2022, pelo que os proveitos permitidos do ano civil de 2020 serão calculados com as metodologias de cálculo e os parâmetros do novo período de regulação.

No início de cada período de regulação a ERSE elabora estudos com objetivo de analisar a adequabilidade da estrutura das tarifas por atividade regulada. Em resultado desses estudos, a ERSE define a metodologia de cálculo das tarifas por atividade regulada e a estrutura das respetivas tarifas que, em geral, se mantêm inalteradas durante o período de regulação, por forma a conferir estabilidade.

Deste modo, no que respeita às metodologias de definição das tarifas, propõe-se que vigorem entre 1 de outubro de 2019 e 30 de setembro de 2022, de modo a que os períodos tarifários coincidam com o período de atribuição de capacidade resultante dos leilões anuais, conforme descrito no ponto 4.1.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

4. Inclusão da definição de período de regulação:

   "Período de regulação - o período durante o qual as metodologias de definição dos proveitos permitidos e das tarifas das atividades reguladas, bem como dos parâmetros necessários ao seu cálculo, são estabelecidas e se mantêm inalteradas, sem prejuízo da sua revisão nos termos deste regulamento".

Esta alteração tem impacto nos artigos 3.º e 135.º do RT.

5 ESTRUTURA TARIFÁRIA

5.1 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

O Regulamento (UE) 2017/460 da Comissão, de 16 de março de 2017, estabelece o código de rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás (abreviado em diante por 'Código de Rede de Tarifas'). As regras contidas no Código de Rede de Tarifas têm diferentes datas de implementação, estando a implementação integral do código de rede prevista para 31 de maio de 2019.

O objetivo de harmonização das tarifas de transporte de gás é concretizado por um conjunto de regras, designadamente:

- Definição e publicação de uma metodologia do preço de referência para calcular os preços de capacidade para as tarifas de uso da rede de transporte.
- Cálculo dos preços de reserva dos produtos de capacidade normalizados, abrangendo os produtos de capacidade firme e os produtos de capacidade interruptível.
- Requisitos de publicação e consulta para aumentar a transparência nas tarifas de transporte.
- Outras regras, como por exemplo na definição de preços de energia para as tarifas de transporte e na definição de tarifas estabelecidas para serviços não relacionados com o transporte.

Sendo o regulamento obrigatório em todos os seus elementos e diretamente aplicável em todos os Estados-Membros, importa garantir que o Regulamento Tarifário do Setor do Gás Natural em Portugal esteja em cumprimento com o disposto no Código de Rede de Tarifas.

Relativamente à **metodologia do preço de referência** a ERSE lançou na sua 66.ª consulta pública[27] a proposta de utilizar uma modificação da metodologia da distância ponderada pela capacidade, a qual se encontra definida no artigo 8.º do Código de Rede de Tarifas.[28] A metodologia proposta pela ERSE na consulta pública, designada por 'metodologia modificada da distância ponderada pela capacidade', divergiu do modelo tarifário atualmente em vigor, que consiste num modelo matricial baseado no cálculo de custos

[27] A consulta pública decorreu entre os dias 17 de agosto de 2018 e 17 de outubro de 2018. Toda a documentação encontra-se disponível em http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/historico/Paginas/66%C2%AAConsultaP%C3%BAblica.aspx .

[28] A metodologia definida no artigo 8.º do código de rede representa uma metodologia de comparação: sempre que seja escolhida uma metodologia de preço de referência diferente da metodologia da distância ponderada pela capacidade do artigo 8.º deve ser apresentada a comparação de preços entre essas duas metodologias.

incrementais da rede de transporte. A metodologia proposta em consulta pública tinha como objetivo tornar o cálculo tarifário mais transparente e facilitar a reprodução dos cálculos por parte dos utilizadores da rede, em linha com a alínea a) do artigo 7.º do Código de Rede de Tarifas. Do ponto de vista do articulado do RT importa incorporar as alterações decorrentes da utilização de uma metodologia do preço de referência, bem como incluir as regras relevantes referidas no Código de Rede de Tarifas. Importa referir que os detalhes do cálculo da metodologia do preço de referência serão publicados numa decisão final até 17 de março de 2019, cujo prazo decorre do Código de Rede de Tarifas, evitando-se a explicitação detalhada das fórmulas no RT.

No que respeita à determinação dos preços de reserva dos **produtos de capacidade interruptível normalizados**, importa incluir no RT as definições do desconto prévio e do desconto posterior, definidos no artigo 16.º do Código de Rede de Tarifas.[29] Dada a ausência de dados históricos utilizáveis para o cálculo de valores de probabilidade com aderência a cenários práticos, a ERSE considera que deverá ser aplicado um desconto posterior, em linha com a proposta discutida na 66.ª consulta pública. No entanto, em função do processo de interpretação que decorreu na plataforma de funcionalidade dos códigos de rede para o gás[30], e em conformidade com a interpretação[31] da Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER), no caso de existir uma interrupção de um produto de capacidade interruptível o desconto posterior não deve ser calculado apenas para o montante da energia não fornecida, mas sim para a totalidade da capacidade contratada do produto que foi interrompido.[32]

No que respeita ao **preço de energia** da tarifa de uso da rede de transporte, definido em euros por kWh, o Código de Rede de Tarifas impõe restrições à sua aplicação. O código de rede prevê no n.º 3 do artigo 4.º duas modalidades para o preço de energia, designadamente um (1) preço para recuperar custos relacionados com o fluxo de gás ou um (2) preço para recuperar proveitos complementares. Na consulta pública a ERSE propôs manter o preço de energia na tarifa de uso da rede de transporte, tendo optado pela primeira modalidade. No entanto, em função da sua avaliação sobre a consulta pública da ERSE, a ACER

[29] O artigo 16.º prevê a aplicação de descontos aos preços de reserva de capacidade interruptível normalizados, que podem ser aplicados através de um desconto prévio (ou '*ex-ante*', antes da ocorrência da interrupção) com base na probabilidade de interrupção, ou através de um desconto posterior (ou '*ex-post*', após a ocorrência da interrupção) que constitui uma compensação paga aos utilizadores da rede pela interrupção.

[30] 'Gas Network Codes Functionality Platform' (na terminologia inglesa), disponível em: www.gasncfunc.eu .

[31] A interpretação pode ser encontrada na análise da ACER à consulta pública para a Holanda.

[32] De acordo com o n.º 4 do artigo 16.º o desconto posterior define que a "compensação posterior paga por cada dia em que ocorreu uma interrupção deve ser igual a três vezes o preço de reserva para os produtos de capacidade firme normalizados diários."

considerou que o preço de energia proposto pela ERSE não cumpre o Código de Rede de Tarifas, designadamente por não se destinar a cobrir custos motivados, principalmente, pela quantidade do fluxo de gás, como os custos relacionados com autoconsumos e perdas. Dada a reduzida materialidade[33] que o preço de energia representa no conjunto dos proveitos recuperados com a tarifa de uso da rede de transporte, e dado que os custos relacionados com a quantidade do fluxo de gás na atividade do transporte de gás (perdas e autoconsumos) no caso de Portugal[34] já são pagos pelos comercializadores ao adquirir a energia, a ERSE propõe eliminar o preço de energia da estrutura tarifária para a tarifa de uso da rede de transporte. Nas entregas às instalações abastecidas por UAG propriedade de clientes, devido à impossibilidade de ter uma medição para o conceito de capacidade utilizada, a ERSE manterá a metodologia de conversão do preço de capacidade utilizada para um preço de energia de acordo com um fator de modulação a publicar pela ERSE.

Outra alteração necessária na estrutura tarifária na tarifa de uso da rede de transporte prende-se com a opção tarifária para curtas utilizações e com a existência de escalões de consumo com preços de energia distintos. Embora a ERSE tenha proposto na consulta pública a manutenção destes dois elementos, justificando a sua existência como remédios regulatórios[35] que visam corrigir problemas de descontinuidade na curva tarifária das tarifas de uso da rede, a proposta de eliminação do preço de energia torna estes dois remédios impraticáveis.[36] A eliminação da opção tarifária de curtas utilizações e dos escalões de consumo na tarifa de uso da rede de transporte vai no sentido da análise preparada pela ACER, em que esta sublinha que estes remédios regulatórios são contrários ao estabelecido no Código de Rede de Tarifas. Outro elemento que pesou na decisão da ERSE em propor a eliminação da opção tarifária para curtas utilizações é a sua reduzida utilização[37], parcialmente explicada pela disponibilização das opções tarifárias flexíveis.

[33] O Quadro 4-1 da 66.ª Consulta Pública indicou um peso de 1,4% do preço de energia na recuperação das receitas do operador da rede transporte.

[34] Outros países indicam como custos relacionados com o fluxo de gás o custo do gás utilizado em compressores ou no aquecimento de estações de regulação e medição de gás (GRMS).

[35] Ver seção 5.1 da 66.ª Consulta Pública.

[36] No caso da opção tarifária de curtas utilizações, esta consiste numa alteração em sentido contrário do preço de capacidade e do preço de energia face à opção de longas utilizações. No caso dos escalões de consumo, estes resultam na aplicação de preços de energia distintos, mais elevados no escalão de menor consumo.

[37] 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.

Existem, ainda, um conjunto de alterações pontuais que visam compatibilizar o RT com o disposto no Código de Rede de Tarifas[38], como por exemplo as regras para a determinação dos preços de reserva para os produtos de capacidade normalizados não anuais, bem como clarificações[39] no articulado.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

5. A ligação entre as tarifas de Uso da Rede de Transporte e a metodologia do preço de referência tem impacto no n.º 2 do artigo 126.º do RT, substituindo as referências anteriores à estrutura de custos incrementais.
6. O desconto a aplicar aos produtos de capacidade interruptível normalizados foi adicionado ao artigo 126.º do RT, com a explicitação dos dois mecanismos disponíveis, designadamente o desconto posterior e o desconto prévio.
7. A eliminação do preço de energia em todos os pontos de entrada e pontos de saída da rede de transporte encontra-se refletida nos artigos 54.º e 126.º do RT e nos artigos 213.º e 215.º do RRC.
8. A eliminação da opção tarifária para curtas utilizações e dos escalões de consumo tem impacto nos artigos 54.º e 126.º do RT.
9. O cálculo dos preços de reserva para produtos de capacidade normalizados não anuais foi explicitado no artigo 126.º do RT.
10. A referência explícita ao armazenamento subterrâneo como ponto de saída da rede de transporte levou a reformulações nos artigos 16.º, 54.º, 58.º e 126.º do RT.

5.2 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

Todos os consumidores com consumos anuais superiores a 10 milhões de m^3, fornecidos em MP ou em BP, podem optar por tarifas de Acesso às Redes opcionais.

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. Na ausência desta opção determinados clientes industriais com consumos

[38] Por exemplo, incluir as definições para cálculo dos preços de reserva, com aplicação de multiplicadores e de fatores sazonais, em conformidade com os artigos 14.º e 15.º do Código de Rede de Tarifas.

[39] Por exemplo, a formulação atual do RT não classifica o armazenamento subterrâneo como ponto de saída da rede de transporte.

elevados e ligados fisicamente às redes de MP e de BP, poderiam ter um incentivo a ligaram-se à rede de AP, uma vez que os custos que teriam com a ligação à rede seriam compensados por pagamentos inferiores de tarifas de Acesso às Redes, dado que deixariam de pagar tarifas de Acesso às Redes em MP (ou em BP) e passariam a pagar tarifas de Acesso às Redes em AP. De facto, em 2014 ocorreram diversos pedidos de ligação à rede de AP por clientes já ligados em MP, mas que se encontravam relativamente próximos da rede de AP.

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.

Prevê-se 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.

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, propõe-se 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. Para além da tarifa de Uso da Rede de Transporte a parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema é a única que permite garantir que este valor continue a ser suportado por todos os consumidores.

Esta opção não é neutra para os consumidores uma vez que ao ser recuperado através da tarifa de Uso da Rede de Transporte este custo está a ser repercutido essencialmente através da capacidade utilizada. Ao ser repercutido através da tarifa de Uso Global do Sistema este custo passa a ser repercutido através da energia, que é a variável de faturação da tarifa de Uso Global do Sistema.

Os impactes por tipo de consumidor são apresentados na Figura 5-1. O valor de 5,6 M€ estimado para o ano gás 2018-2019, se recuperado através da tarifa de Uso da Rede de Transporte representa no preço médio de acesso às redes um valor entre 0,070 €/MWh e 0,143 €/MWh, para os consumidores de Alta Pressão (AP) e para os centros electroprodutores, respetivamente. Ao passar a ser recuperado através da tarifa de Uso Global do Sistema representa para todos os consumidores cerca de 0,094 €/MWh do acesso às redes. Os impactes ao nível dos preços médios de venda a clientes finais são muito reduzidos.

Figura 5-1 – Impacte na tarifa de Acesso às Redes e na tarifa de Venda a Clientes Finais

	Repercussão na tarifa de URT (A) €/MWh	Repercussão na tarifa de UGS (B) €/MWh	Variação (C) = (B)-(A) €/MWh	Preço médio Acesso às Redes (D) €/MWh	Impacte Preço médio Acesso às Redes (E) = (C)/(D)	Preço médio Venda a Clientes Finais (F) €/MWh	Impacte Preço médio Venda a Clientes Finais (G) = (C)/(F)
Centros eletroprodutores	0,143	0,094	-0,049	1,84	-2,7%	24,33	-0,20%
Clientes industriais em AP	0,070	0,094	0,025	0,91	2,7%	23,39	0,10%
Clientes em MP	0,075	0,094	0,019	3,07	0,6%	26,11	0,07%
Clientes em BP >	0,075	0,094	0,019	13,84	0,1%	37,02	0,05%
Clientes em BP <	0,076	0,094	0,018	32,30	0,1%	63,58	0,03%

Face ao exposto, a ERSE propõe:

11. O desconto que resulta da aplicação de tarifas de Acesso às Redes opcionais em MP seja repercutido por todos os consumidores através da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema.

Esta alteração tem impacto nos artigos 80.º e 81.º do RT.

5.3 TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

5.3.1 ESCALÕES DE CONSUMO NAS TARIFAS DE USO DAS REDES DE MP E BP>

No âmbito da 54ª consulta pública de alteração dos regulamentos do setor do gás natural, foram recebidos comentários no contexto da aplicação de tarifas de acesso às redes em AP aos clientes ligados fisicamente em MP, propondo a introdução de mais escalões nas tarifas de acesso às redes por forma a reduzir a diferença de preços nas fronteiras das tarifas de acesso às redes de níveis de pressão diferentes. Neste sentido e considerando os comentários apresentados, a ERSE introduziu escalões de consumo nas tarifas de acesso às redes em AP, MP e BP>. A introdução de escalões de consumo nos vários níveis de pressão pretendeu aproximar as tarifas de acesso às redes entre os vários níveis de pressão nos intervalos de consumo em que se observam diversos consumidores com características de consumo semelhantes ligados a níveis de pressão diferentes. Esta introdução de escalões de consumo teve em consideração as caraterísticas dos consumidores nos vários níveis de pressão em Portugal continental e a estrutura das tarifas de acesso às redes em Espanha, por forma a promover-se a harmonização tarifária no espaço ibérico, tendo sido efetuada garantindo a neutralidade de receitas entre os diferentes níveis de pressão.

Neste sentido, no que se refere a MP e BP> foram definidos os seguintes escalões de consumo por nível de pressão:

- Média Pressão
  - Consumo anual < 2 000 000 m^3/ano
  - Consumo anual ≥ 2 000 000 m^3/ano
- Baixa Pressão > 10 000 m^3/ano
  - 10 000 m^3/ano < Consumo anual < 700 000 m^3/ano
  - Consumo anual ≥ 700 000 m^3/ano

A introdução dos escalões de consumo aproximou as curvas tarifárias entre diferentes níveis de pressão nas regiões de fronteira, conforme solicitado pelo Conselho Tarifário. Desta forma, a partir das tarifas do ano gás 2016-2017, a ERSE tem vindo a reduzir o diferencial de preços entre as tarifas de acesso às redes em BP e MP na zona de fronteira de 1 000 000 m^3/ano.

Mais recentemente, o CT reiterou no seu Parecer sobre a" Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2018-2019" que a alteração de estrutura das atuais tarifas de Acesso às Redes (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 da atual variável de faturação capacidade utilizada. O abandono desta variável de faturação conduziria ao aumento quer dos preços de energia, quer dos preços dos termos fixos. O resultado desta 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.

A estrutura tarifária atual apresenta diferenciação por nível de pressão, o que decorre do modelo de estrutura tarifária com separação de atividades (transporte e distribuição) e do princípio da aditividade tarifária. Apresenta também diferenciação por escalão de consumo de modo a atenuar as diferenças de preços médios entre as curvas tarifárias de níveis de pressão diferentes.

Por forma a justificar a decisão da ERSE, é apresentado o 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 caraterização da estrutura tarifária da distribuição de diversos países europeus.

O estudo conclui[40] que as tarifas de acesso às redes são tipificadas em função do nível de pressão, do consumo, da capacidade utilizada e do calibre do contador:

- 21 países consideram o consumo anual (Portugal, Espanha, Áustria, Croácia, República Checa, Dinamarca, Estónia, França, Alemanha, Irlanda, Itália, Lituânia, Luxemburgo, Holanda, Polónia, Eslováquia, Eslovénia, Estónia, Finlândia, Suécia e Reino Unido);
- 7 países consideram o nível de pressão (Portugal, Espanha, República Checa, Dinamarca, Finlândia, Suécia e Luxemburgo);
- 6 países consideram a capacidade utilizada (Alemanha, Hungria, Holanda, Finlândia, Suécia e Polónia);
- 3 países consideram o calibre de contador (Áustria, Finlândia e Suécia).

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". Sendo o estudo dedicado apenas às redes de distribuição de gás natural, fica igualmente evidente uma clara distinção tarifária entre as atividades de distribuição de gás natural e o transporte de gás natural e, consequentemente, a diferenciação das tarifas entre alta pressão e média e baixa pressão.

Sendo a estrutura adotada no sistema tarifário em Portugal semelhante à adotada em Espanha, contribuímos desta forma para uma harmonização das regras aplicáveis no Mercado Ibérico, situação desejável para o aprofundamento e promoção de concorrência, com benefícios para os consumidores finais. Neste sentido, a ERSE considera que a proposta apresentada de desenvolvimento de tarifas de rede de distribuição 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.

Do estudo fica igualmente demonstrada a grande diversidade de combinações existentes de variáveis de faturação. Portugal utiliza uma estrutura tarifária trinómia, constituída por três variáveis de faturação: um

[40] *"Study on Tariff Design for Distribution Systems"*: https://ec.europa.eu/energy/en/studies/study-tariff-design-distribution-systems, (pág. 129).

termo fixo, um termo de energia e um termo de capacidade utilizada. Adicionalmente, verifica-se que a capacidade utilizada é uma variável preponderante em 14 países: Áustria, Finlândia, França, Alemanha, Hungria, Irlanda, Luxemburgo, Polónia, Portugal, Eslováquia, Eslovénia, Espanha, Holanda e Reino Unido. Adicionalmente, 20 países utilizam também como variável de faturação a energia e 10 países utilizam também termo fixo.

A ERSE considera que uma modificação da atual estrutura tarifária com tarifas dependentes do nível de pressão e com faturação de capacidade utilizada, por tarifas indiferentes ao nível de pressão e sem faturação da capacidade utilizada, baseadas apenas num termo fixo e num termo de energia, representa uma alteração drástica e não conforme com o novo contexto legal e regulamentar do setor, bem como, de difícil mitigação dos impactes tarifários que esta alteração iria provocar cliente a cliente.

O Parecer do CT sobre a Proposta de "Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano gás 2018-2019", refere que "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". Neste sentido, apresenta-se nos pontos seguintes uma caracterização dos consumidores ligados na rede de distribuição em MP e BP>, no que respeita aos seus consumos, faturações anuais e preços médios. Na secção 5.3.3 são avaliados os impactes económicos na faturação dos consumidores resultantes dos escalões de consumo.

5.3.2 CARACTERIZAÇÃO DOS CONSUMOS E DA FATURAÇÃO DOS CONSUMIDORES LIGADOS EM BAIXA PRESSÃO E MÉDIA PRESSÃO, COM CONSUMOS ANUAIS SUPERIORES A 100 000 M^3

Foi solicitada informação aos ORD relativa aos consumos anuais e capacidades utilizadas dos consumidores ligados às respetivas redes de distribuição, com consumos anuais superiores a 100 000 m^3, tendo sido recebida informação relativa aos anos de 2016 e 2017. Trata-se de uma amostra constituída por 1 041 consumidores com consumos anuais superiores a 100 000 m^3 ligados em MP ou BP.

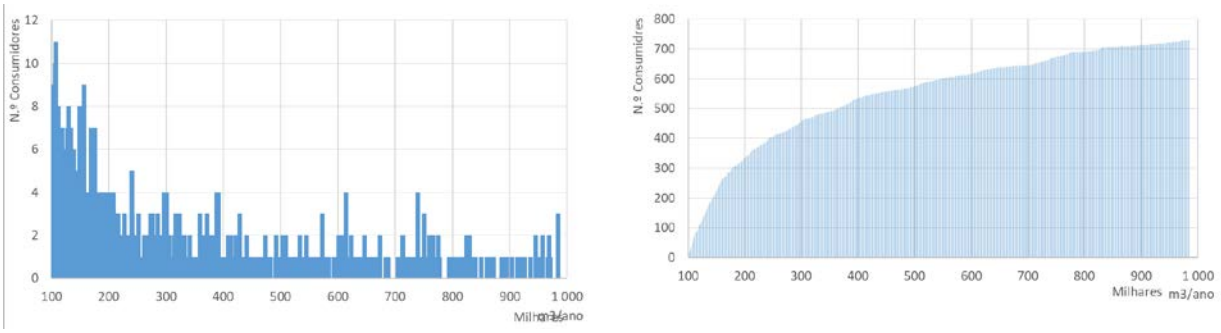
De seguida é apresentada uma análise das caraterísticas de consumo desta amostra de consumidores ligados nas redes de distribuição de gás natural.

5.3.2.1 CONSUMIDORES EM BAIXA PRESSÃO COM CONSUMOS ANUAIS SUPERIORES A 100 000 M3

Nesta análise consideram-se os consumidores com consumos anuais compreendidos entre 100 000 m^3 e 1 000 000 m^3, uma vez que 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. Este universo tem 731 consumidores (70% dos 1 041 consumidores da amostra).

A figura seguinte classifica os consumidores em baixa pressão em função do seu consumo anual. A figura da esquerda apresenta o número de clientes por bandas de consumos e a figura da direita apresenta os respetivos valores acumulados.

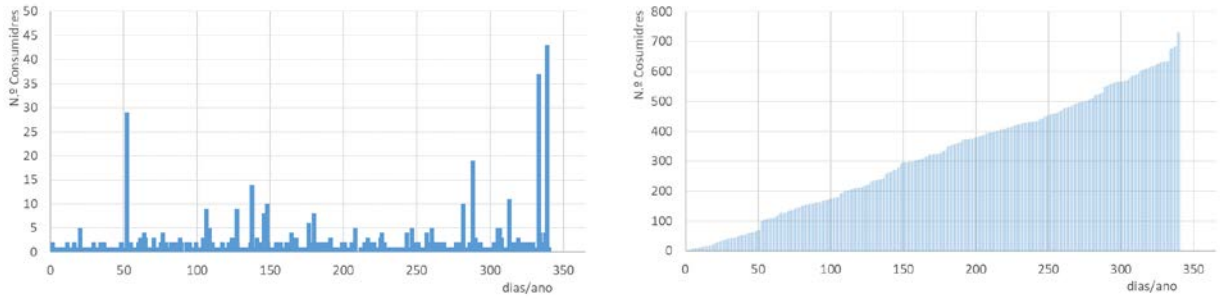
Figura 5-2 – Classificação dos consumos anuais dos consumidores em Baixa Pressão



Verifica-se que o consumo anual médio destes consumidores é de aproximadamente de 320 000 m^3, com um valor de mediana de 220 000 m^3. Cerca de 88% destes consumidores apresenta consumos anuais inferiores a 700 000 m^3.

A figura seguinte classifica os consumidores em baixa pressão em função da relação entre o seu consumo anual e a sua capacidade utilizada, relação essa denominada por modulação. A figura da esquerda apresenta o número de clientes por bandas de modulação e a figura da direita apresenta os respetivos valores acumulados.

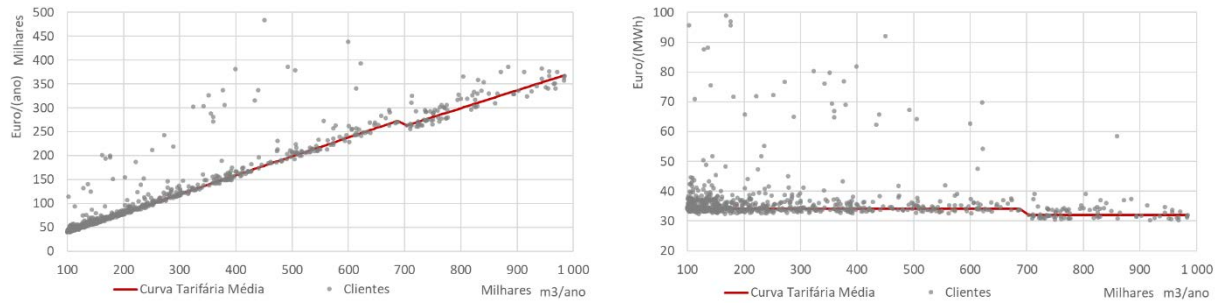
Figura 5-3 - Classificação da modulação anual dos consumidores em Baixa Pressão



Verifica-se que a modulação média deste universo de consumidores é de aproximadamente de 132 dias/ano, com um valor de mediana de 135 dias/ano. Verifica-se que existe um conjunto de consumidores (aproximadamente 30 consumidores) com modulações de 50 dias/ano, outro conjunto com um valor médio na ordem dos 150 dias/ano (aproximadamente 44 consumidores) e finalmente um conjunto com modulações superiores a 330 dias/ano (aproximadamente 40 consumidores).

Considerando a tarifa final de referência de mercado para o ano gás 2018–2019 em BP>, é possível calcular, para este universo de clientes, a sua faturação anual e o seu preço médio, assim como as respetivas curvas teóricas de faturação e preço médio em BP>[41]. Na figura seguinte mostram-se nos "pontos cinzentos" quer a faturação (figura da esquerda), quer o preço médio dos consumidores (figura da esquerda), assim como as respetivas curvas tarifárias médias (linha a vermelho).

Figura 5-4 – Curva de faturação e de preço médio dos clientes em BP com consumos anuais entre 100 000 m³ e 1 000 000 m³



[41] A análise de faturação anual e preço médio dos clientes, é efetuada com base nos preços da opção tarifária de longas utilizações, nos respetivos níveis de pressão.

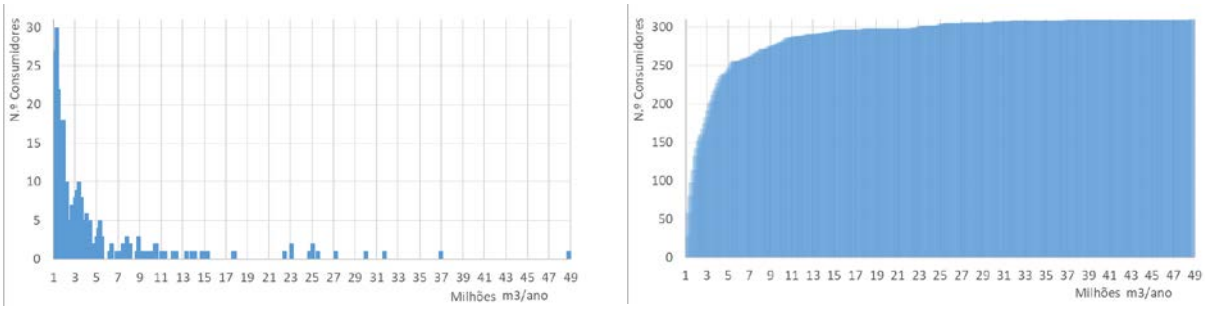
Como se observa, verifica-se que a existência dos 2 escalões de consumo (limiar nos 700 000 m^3/ano) traduz-se em faturas anuais e preços médios distintos. Para consumos inferiores a 700 000 m^3/ano, a fatura anual média destes consumidores (646 consumidores) é de 114 mil euros, com um preço médio de 38,9 €/MWh. Para consumos anuais entre 700 000 m^3 e 1 000 000 m^3, a fatura anual média destes consumidores (85 consumidores) é de 314 mil euros, com um preço médio de 33,7 €/MWh.

5.3.2.2 CONSUMIDORES EM MÉDIA PRESSÃO COM CONSUMOS ANUAIS SUPERIORES A 1 000 000 M3

A figura seguinte classifica os consumidores em Média Pressão em função do seu consumo anual. Trata-se de uma amostra com 310 consumidores (30% dos 1 041 consumidores da amostra).

A figura da esquerda apresenta o número de clientes por bandas de consumos e a figura da direita apresenta os respetivos valores acumulados.

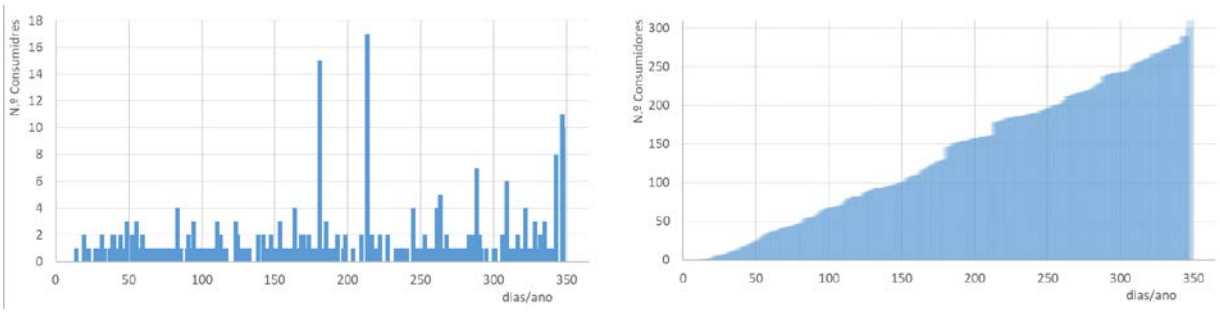
Figura 5-5 – Classificação dos consumos anuais dos consumidores em Média Pressão



Verifica-se que o consumo anual médio destes consumidores é de aproximadamente de 4,5 Milhões m^3/ano, com um valor de mediana de 2 Milhões m^3/ano. Cerca de 46% destes consumidores apresenta consumos anuais inferiores a 2 Milhões m^3/ano e 91% destes consumidores apresenta consumos anuais inferiores a 10 Milhões m^3/ano, limite a partir do qual os clientes faturados quer em BP, quer em MP podem optar pelas tarifas de acesso às redes opcionais em MP.

A figura seguinte classifica os consumidores em função da relação entre o consumo anual e a capacidade utilizada, denominada por modulação. A figura da esquerda apresenta o número de clientes por bandas de modulação e a figura da direita apresenta os respetivos valores acumulados.

Figura 5-6 - Classificação da modulação anual dos consumidores em Média Pressão

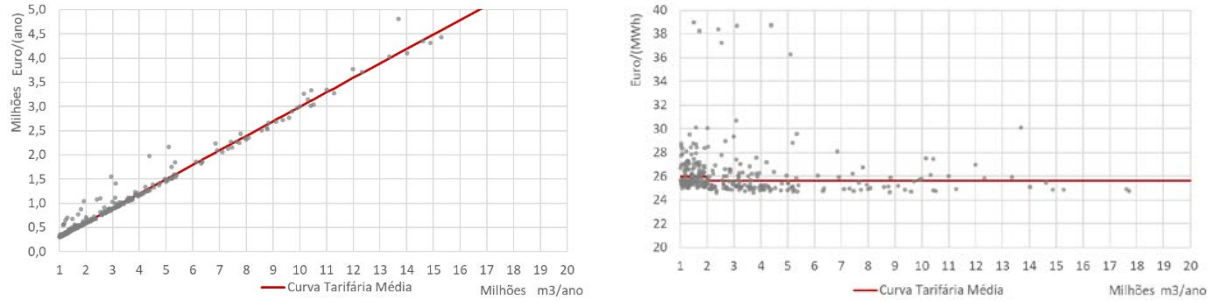


Verifica-se que a modulação média destes consumidores é de aproximadamente de 164 dias/ano, com um valor de mediana de 174 dias/ano. Verifica-se que existe um conjunto de 15 consumidores com modulações de aproximadamente 180 dias/ano, outro conjunto de 17 consumidores com um valor médio na ordem dos 210 dias/ano e finalmente um conjunto com modulações na ordem dos 340 dias/ano (aproximadamente 20 consumidores).

Considerando a tarifa final de referência de mercado, definida para o ano gás 2018–2019 em MP, é possível calcular para este universo de clientes a sua faturação anual e o seu preço médio, assim como as respetivas curvas teóricas de faturação e preço médio em MP[42]. Na figura seguinte mostram-se nos "pontos cinzentos" quer a faturação, quer o preço médio dos consumidores, assim como as respetivas curvas tarifárias médias (linha a vermelho). As figuras estão limitadas a consumos anuais de 20 milhões m^3 por razões de escala. A análise é efetuada com a totalidade dos consumidores (o consumo máximo nesta análise é de 49 milhões m^3/ano).

[42] A análise de faturação anual e preço médio dos clientes, é efetuada com base nos preços da opção tarifária de longas utilizações, nos respetivos níveis de pressão.

Figura 5-7 – Curva de faturação e de preço médio dos clientes em MP com consumos anuais superiores a 1 000 000 m³



Como se observa nas figuras, verifica-se que a existência dos 2 escalões de consumo (limiar nos 2 000 000 m³/ano) traduz-se em faturas anuais e preços médios distintos. Para consumos inferiores a 2 000 000 m³/ano a fatura anual média destes consumidores (135 consumidores) é de 454 mil euros, com um preço médio de 27,3 €/MWh. Para consumos anuais superiores entre 2 000 000 m³, a fatura anual média destes consumidores (175 consumidores) é de 2,1 milhões euros, com um preço médio de 26,2 €/MWh.

5.3.3 AVALIAÇÃO DOS IMPACTES ECONÓMICOS NA FATURAÇÃO DOS CONSUMIDORES NA FRONTEIRA DOS ESCALÕES DE CONSUMO

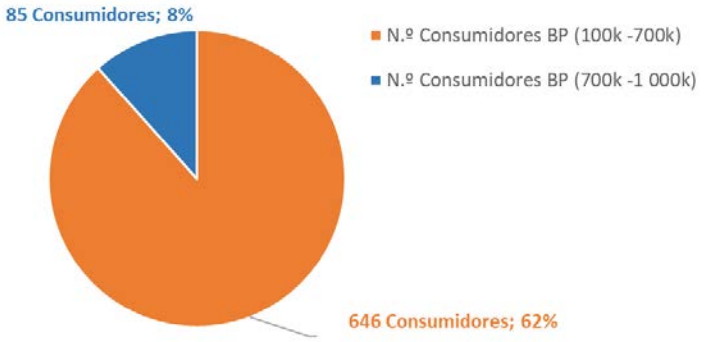
5.3.3.1 CONSUMIDORES EM BAIXA PRESSÃO COM CONSUMOS ANUAIS NA FRONTEIRA DE 700 000 M3

Nesta análise consideram-se todos os consumidores com consumos anuais inferiores a 700 000 m³. Os consumidores com consumos anuais perto do limiar inferior do escalão em BP> (considere-se como exemplo um consumidor com um consumo anual de 699 999 m³) poderiam usufruir de uma tarifa de acesso às redes inferior caso o seu consumo fosse um pouco superior (considere-se como exemplo um consumo anual de 700 001 m³), uma vez que ficariam a pagar a tarifa de acesso às redes do escalão ≥ 700 000 m³/ano.

A análise que se segue pretende avaliar qual seria o impacto na fatura final dos consumidores, atualmente com tarifas de acesso às redes no escalão < 700 000 m³/ano, caso eles verificassem um incremento no seu consumo anual por forma a que lhes fosse aplicável a tarifa de acesso às redes do escalão ≥ 700 000 m³/ano. Por um lado, verificariam um incremento na fatura da componente de energia, mas por outro lado, verificariam uma redução nos preços das tarifas de acesso às redes. Este exercício permite

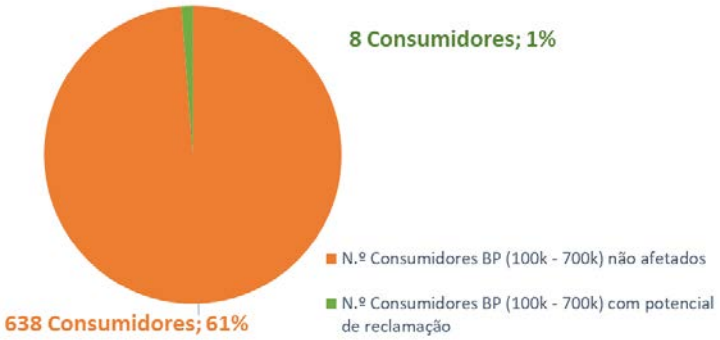
verificar que, em alguns casos o incremento na fatura de energia é bastante superior à redução dos preços das tarifas de acesso e por isso não teriam qualquer benefício em ter um consumo anual ≥ 700 000 m^3. Este exercício foi aplicado aos consumidores com consumos anuais ≥ 100 000 m^3 e < 700 000 m^3 (646 consumidores, representando 62% dos 1 041 consumidores da amostra).

Figura 5-8 – Consumidores em BP> com consumos anuais entre 100 000 m^3 e 1 000 000 m^3



Verifica-se, que apenas 8 consumidores (1% dos 1 041 consumidores da amostra) teriam benefício económico caso verificassem um incremento no seu consumo anual e lhes fosse aplicada a tarifa de acesso às redes para consumos anuais ≥ 700 000 m^3.

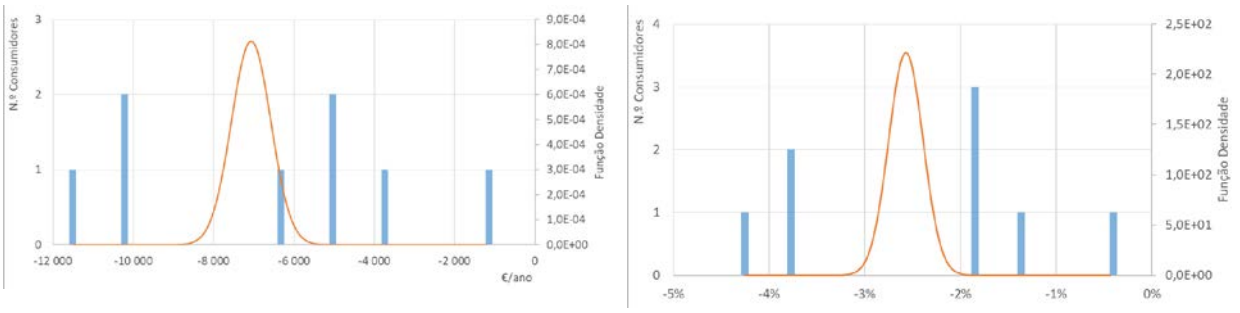
Figura 5-9 – Número de consumidores com potencial de reclamação devido à existência do escalão de 700 000 m^3/ano



Nas figuras seguintes são classificados os benefícios dos referidos consumidores em euros (figura da esquerda) e em % (figura da direita) da sua fatura total final. Apresentam-se adicionalmente as respetivas funções densidade de probabilidade (linha laranja). Verifica-se, para os 8 consumidores, um desconto

médio de aproximadamente 7 000 €/ano, representando um desconto de 2,6% do total da fatura final do consumidor.

Figura 5-10 – Benefício dos consumidores com potencial de reclamação devido à existência do escalão dos 700 000 m³/ano

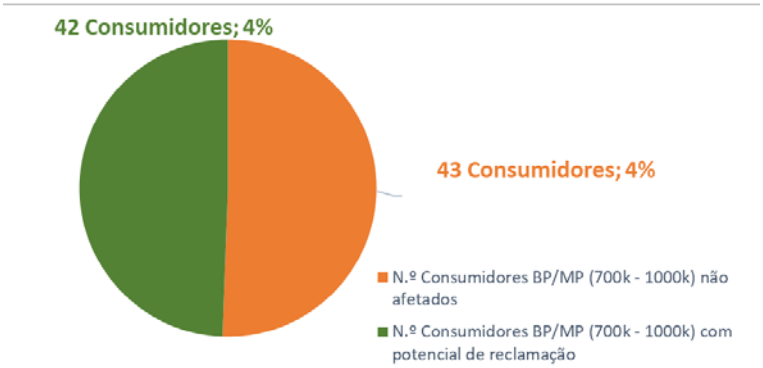


O valor total do benefício económico destes 8 consumidores seria de aproximadamente 57 000 €/ano e representaria 0,1% do total da faturação da totalidade dos clientes.

5.3.3.2 CONSUMIDORES EM BAIXA PRESSÃO COM CONSUMOS ANUAIS NA FRONTEIRA DE 1 000 000 M3

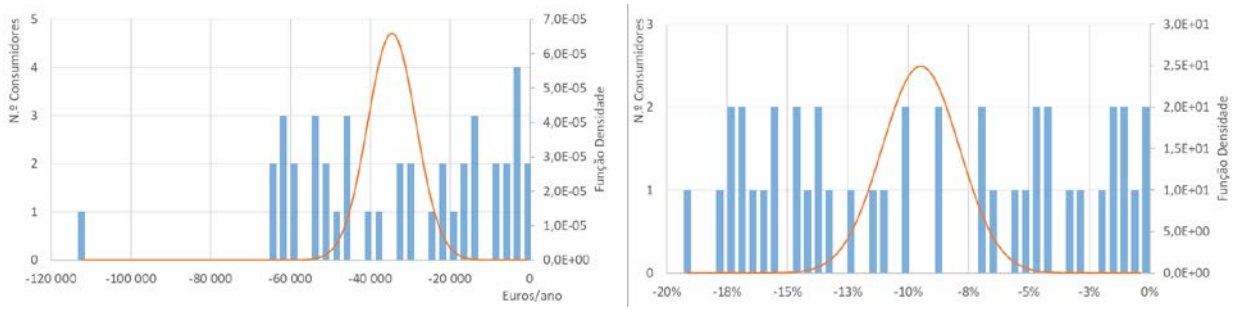
Esta análise pretende avaliar qual seria o impacto na fatura final dos consumidores, atualmente com tarifas de acesso às redes em BP> no escalão ≥ 700 000 m³/ano, caso eles verificassem um incremento no seu consumo anual por forma a que lhes fosse aplicável a tarifa de acesso às redes em MP do escalão < 2 000 000 m³/ano. Como se mostra na Figura 5-11, tratam-se de 85 consumidores e representam 8% dos 1 041 consumidores da amostra. Destes, 42 consumidores (4% dos 1 041 consumidores da amostra) teriam benefício económico caso verificassem um aumento no seu consumo e lhes fosse aplicada a tarifa de acesso às redes em MP para consumos anuais < 2 000 000 m³.

Figura 5-11 – Número de consumidores em BP> com potencial de reclamação devido à existência do escalão de 1 000 000 m³/ano



Nas figuras seguintes são classificados os benefícios dos consumidores em euros (figura da esquerda) e em percentagem (figura da direita) da sua fatura total final. Apresentam-se adicionalmente as respetivas funções densidade de probabilidade (linha laranja). Verifica-se, para os 42 consumidores, um desconto médio de aproximadamente 34 500 €/ano, representando um desconto de 9,5% do total da fatura final do consumidor.

Figura 5-12 – Benefício dos consumidores em BP> com potencial de reclamação devido à existência do escalão de 1 000 000 m³/ano



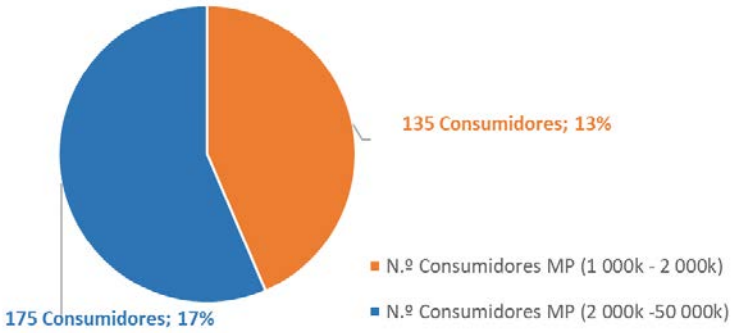
O valor total do benefício económico destes 42 consumidores seria de aproximadamente 1,5 milhões €/ano e representaria 5,4% do total da faturação da totalidade dos clientes.

5.3.3.3 CONSUMIDORES EM MÉDIA PRESSÃO COM CONSUMOS ANUAIS NA FRONTEIRA DE 2 000 000 M3

Neste ponto avalia-se o impacto na fatura final dos consumidores com tarifas de acesso às redes em MP no escalão < 2 000 000 m³/ano, caso estes verificassem um incremento no seu consumo anual por forma

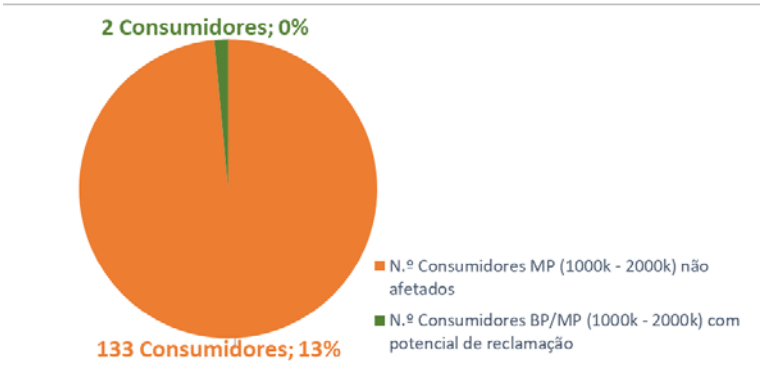
a que lhes fosse aplicável a tarifa de acesso às redes em MP do escalão ≥ 2 000 000 m³/ano. Como se mostra na Figura 5-13 tratam-se de 135 consumidores e representam 13% dos 1 041 consumidores da amostra.

Figura 5-13 – Consumidores em MP com consumos anuais superiores a 1 000 000 m³



Verifica-se, que apenas 2 consumidores (0,2% dos 1 041 consumidores da amostra) teriam benefício económico caso verificassem um aumento no seu consumo e lhes fosse aplicada a tarifa de acesso às redes em MP para consumos anuais ≥ 2 000 000 m³.

Figura 5-14 – Número de consumidores com potencial de reclamação devido à existência do limiar de consumo dos 2 000 000 m³/ano



Para estes 2 consumidores, verifica-se um desconto médio de aproximadamente 6 100 €/ano, representando um desconto de 1% do total da fatura final do consumidor. O valor total do benefício económico destes 2 consumidores é de aproximadamente 12 000 €/ano e representa menos de 0,1% do total da faturação da totalidade dos clientes.

Os impactes económicos observados pelos consumidores no intervalo inferior da fronteira dos escalões de consumo aplicáveis na rede de distribuição em BP> e MP são apresentadas neste ponto. Estes impactes têm vindo a ser mitigados na fronteira de 1 000 000 m^3 pela aproximação das curvas tarifárias de BP> 700 000 m^3 e MP< 2 000 000 m^3. Em contrapartida nas fronteiras de 700 000 m3 e 2 000 000 m^3, associadas com os novos escalões de consumo introduzidos em 2016, os impactes são menores.

Perante esta análise conclui-se que foi positiva a introdução dos novos escalões de consumo em linha com o proposto pelo CT e que o caminho que tem vindo a ser percorrido pela ERSE de aproximação das curvas tarifárias deverá ser continuado.

A introdução de uma estrutura tarifária por enchimento, para além de não ser uma prática no espaço ibérico, nem tão pouco noutros países europeus, seria muito impactante para um grande número de consumidores com características de consumo diferentes da média de cada grupo tarifário. Com efeito, a análise das figuras de modulação apresentadas neste ponto, permite concluir que existe uma diversidade de consumidores com características muito diferentes, nomeadamente no que respeita à relação entre consumo e capacidade. Consequentemente, a conversão de preços de capacidade em energia não é possível ser efetuada sem causar impactes tarifários.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

12. Manter o objetivo de aproximação das curvas tarifárias entre níveis de pressão distintos, para consumos semelhantes, conforme solicitado pelo Conselho Tarifário e já introduzido desde as tarifas do ano gás 2016-2017.

6 PROVEITOS PERMITIDOS

Nas disposições relativas ao cálculo dos proveitos permitidos, as alterações ao RT que são propostas pela ERSE na presente revisão regulamentar, podem dividir-se em três conjuntos de temas: (i) adequação da formulação dos proveitos permitidos à alteração dos períodos vigência das tarifas e dos parâmetros, (ii) melhoria e simplificação de metodologias regulatórias, (iii) clarificação dos procedimentos de cálculo e da informação a fornecer pelas entidades reguladas.

As alterações introduzidas no âmbito do primeiro tema foram descritas no ponto 4.1. e 4.2. Relativamente ao segundo tema, para além da proposta de vigência das metodologias de cálculo dos proveitos permitidos e respetivos parâmetros coincidente com anos civis (ver ponto 4.2), propõem-se alterações pontuais nas metodologias de regulação das atividades de Alta Pressão, de Gestão Global do Sistema e de Distribuição de Gás Natural, bem como a introdução de princípios regulatórios de aplicação geral a todas as atividades, que se descrevem nos pontos seguintes.

Finalmente, no terceiro tema, as propostas de alterações visam melhorar a transparência na aplicação das metodologias regulatórias e promover uma melhor qualidade no reporte de informação financeira das empresas reguladas do setor do gás natural.

6.1 PRINCÍPIO DA PARTILHA DOS RESULTADOS ALCANÇADOS POR APLICAÇÃO DE METAS DE EFICIÊNCIA

Na revisão do Regulamento Tarifário do setor elétrico de 2017, cuja consulta pública foi lançada a 17 de maio de 2017[43], a ERSE propôs a inclusão de um princípio geral da partilha justa, entre clientes e empresas, dos resultados alcançados por estas últimas face às metas definidas no passado pelo regulador, a ter em conta no cálculo dos proveitos permitidos do primeiro ano dos períodos regulatórios das atividades sujeitas a regulação por incentivos. Esse princípio foi concretizado no Regulamento do Setor Elétrico atualmente em vigor[44].

As motivações e os principais fundamentos para a definição deste princípio de partilha são, na sua grande parte, comuns entre o setor elétrico e o setor do gás natural.

[43] 61.ª Consulta Pública - Revisão Regulamentar do Setor Elétrico e do Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico e do Setor do Gás Natural (http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/historico/Paginas/61.aspx)

[44] Regulamento n.º 619/2017, publicado na 2.ª Série do Diário da República n.º 241/2017, de 18 de dezembro

A ERSE tem alargado a regulação por incentivos à quase totalidade das atividades reguladas, quer no setor elétrico, quer no setor do gás natural, como também tem dado uma maior importância à monitorização e à divulgação do desempenho das empresas reguladas. Adicionalmente, a ERSE tem vindo a promover as melhores práticas, metodologias e princípios regulatórios nos dois setores, promovendo igualmente a convergência e harmonização regulatória entre os mesmos.

Dos principais fundamentos apresentados aquando da introdução do princípio geral da partilha justa entre empresas e clientes dos resultados alcançados face a metas definidas, podem-se realçar os seguintes:

- Os rendimentos/proveitos obtidos pelas empresas por aplicação das tarifas reguladas estão associados ao desempenho que estas conseguirem alcançar face aos objetivos previamente definidos pelo regulador;

- A complexidade e a diversidade da atuação regulatória aconselham a que sejam definidos princípios mais gerais que reflitam a regulação por incentivos e não mecanismos rígidos assentes em cálculos pré-definidos;

- É necessário sistematizar e tornar mais transparentes as práticas atualmente já seguidas na definição de alguns parâmetros regulatórios, em particular das "bases de custos", visando contribuir para que a ação regulatória responda à crescente exigência de "*value for money*" por parte dos *stakeholders*.

Através desta alteração pretende-se, à semelhança do setor elétrico, que o RT do setor do gás natural passe a refletir o princípio geral desta partilha de ganhos e perdas entre empresas e consumidores, garantindo aos diferentes *stakeholders*, tanto empresas como consumidores, uma clara e transparente distribuição dos ganhos de eficiência alcançados pelas empresas.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

13. Incluir no artigo 5.º do RT o princípio geral da partilha justa entre empresas e clientes dos resultados alcançados face a metas definidas, que se concretiza, nas atividades sujeitas a regulação por incentivos, na consideração do desempenho das empresas no cálculo dos proveitos permitidos do primeiro ano dos períodos regulatórios

6.2 DIFERENCIAÇÃO DA ACEITAÇÃO DE CUSTOS DE INVESTIMENTO PARA EFEITOS REGULATÓRIOS

6.2.1 DIFERENCIAÇÃO PELA NATUREZA

O normativo contabilístico define ativo como sendo um recurso controlado pelas empresas, decorrente de acontecimentos passados e do qual se espera que fluam para entidade benefícios económicos futuros.

Em termos regulatórios, o ativo corresponde ao recurso necessário para o desenvolvimento das atividades reguladas. No caso do SNGN essas atividades reguladas estão enquadradas por concessões ou licenças de serviço público. 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 o custos de capital da atividade no médio e longo prazo[45].

Os ativos considerados para efeitos regulatórios têm assim uma mensuração e natureza diferentes dos ativos considerados para efeitos contabilísticos, pelo que os valores apresentados nos balanços das contas estatutárias das empresas reguladas e os valores reportados por essas empresas nos balanços para efeitos regulatórios assumem diferenças que poderão decorrer de diversos motivos: consideração ou não de reavaliações, imposições legais, não inclusão nos planos de investimentos e desenvolvimento dessas infraestruturas, taxas de amortização diferentes, etc.

Apesar dessas diferenças, o reporte de informação para efeitos regulatórios segue os princípios contabilísticos, por estes permitirem uma melhor sistematização da informação e, principalmente, por permitirem uma melhor validação por parte dos auditores da informação reportada, designadamente através do cruzamento constante com a restante informação financeira das empresas.

O normativo contabilístico refere um conjunto de critérios para a mensuração do valor do ativo aquando do seu reconhecimento, nomeadamente, que tipos de gastos devem ser incluídos e excluídos na determinação nesse valor.

No entanto, no contexto de reporte das diferentes tipologias de ativos, o normativo contabilístico apenas define as classes dos ativos fixos como sendo agrupamentos de ativos de natureza e uso semelhantes nas operações de uma entidade: i) Terrenos e recursos naturais; ii) Edifícios e outras construções; iii)

[45] A literatura regulatória identifica esses ativos como fazendo parte do *Regulatory Asset Base*, ver por exemplo Newbery, D.M., Determining the regulatory asset base for utility price regulation, Utilities Policy, Vol. 6 N.º 1, pp 1-9, 1997

Equipamento básico; iv) Equipamento de transporte; v) Equipamento administrativo e vi) Outros ativos fixos tangíveis. Sublinhe-se que o normativo contabilístico é um sistema suportado em princípios e não tanto em regras explícitas. Desta forma, as especificidades de reporte associadas a determinados setores económicos não se encontram explicitadas nestas normas.

Face à informação atualmente à disposição da ERSE e a experiência acumulada na regulação do setor do gás natural, a ERSE identificou a necessidade do RT criar as condições para o tratamento diferenciado dos ativos consoante as suas especificidades em termos de natureza, de utilização, de integração ou não na concessão ou nas licenças de distribuição local. Esta diferenciação materializa-se tanto nos procedimentos de recolha da informação sobre esses ativos, que permitam assegurar uma adequada análise da natureza dos ativos (em termos de reporte de informação financeira, como em termos de recolha de informação *in loco*), como na análise da informação recolhida, designadamente no processo de cálculo dos proveitos.

Em última instância, esta diferenciação tem como objetivo garantir que os gastos associados aos investimentos são devidamente integrados nos ativos regulatórios sujeitos a remuneração ou, caso a natureza dos ativos assim o justifica, sejam considerados de outra forma para efeitos tarifários.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

14. Incluir um novo artigo no RT (artigo 9.º-A) que lhe permita 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.

6.2.2 DIFERENCIAÇÃO PELO INCUMPRIMENTO DOS OBJETIVOS DOS ATIVOS PARA EFEITOS REGULATÓRIOS

No âmbito das competências que lhe são atribuídas, a ERSE deve acompanhar a execução dos projetos de investimento, não apenas em termos de orçamentação e calendarização, mas igualmente verificando se os mesmos são concretizados em conformidade com o PDIRGN ou PDIRD-GN, quer no que diz respeito a características técnicas, quer no que diz respeito à efetiva resposta às necessidades identificadas.

A eficácia desse processo está dependente da consideração no cálculo dos proveitos permitidos dos resultados desse acompanhamento. Face às atribuições estatutárias da ERSE, de promoção da eficiência e da racionalidade económica das atividades reguladas, não é por isso expectável que um projeto seja reconhecido para efeitos de definição dos proveitos permitidos e, consequentemente, para cálculo das tarifas, se não cumprir com os motivos que justificaram a sua inclusão no respetivo Plano de

Desenvolvimento e Investimento, independentemente de tais ativos terem sido transferidos para exploração na perspetiva contabilística, ou seja, tendo-se iniciado a sua amortização.

Assim, à semelhança do que já se encontra determinado no setor elétrico, é necessário definir quais os ativos entrados em exploração em termos contabilísticos, que podem não ser aceites para efeitos de cálculo da retribuição anual por não cumprirem com os motivos que justificaram a sua inclusão no respetivo Plano de Desenvolvimento e Investimento. Esta possibilidade surge com a proposta de introdução no Regulamento de Acesso às Redes e Interligações (RARII) do SNGN de uma norma no artigo 30.º em que "*a ERSE estabelece quais os ativos entrados em exploração que não são aceites para efeitos de cálculo da retribuição anual, no todo ou em parte, dos operadores das redes e infraestruturas, nos termos do Regulamento Tarifário"* mediante uma apreciação da conformidade entre projetos de investimento implementados, reconhecidos pela empresa como ativo em exploração, e os planos de investimento em que os mesmos foram incluídos. A proposta de alteração ao RARII para contemplar este princípio, acompanha a presente proposta de revisão regulamentar.

No entanto, considera-se que poderão ser introduzidas melhorias face ao modo como este princípio foi aplicado no setor elétrico, designadamente porque a eficácia deste princípio depende da definição de regras claras para o tratamento regulatório dos ativos entrados em exploração em termos contabilísticos, mas que não sejam considerados de facto como tal pelo regulador.

Considera-se, igualmente, que a efetiva concretização deste princípio aconselha ao acompanhamento regulatório dos ativos em causa, tanto em termos financeiros, como em termos operacionais.

Finalmente, considera-se que a aplicação deste princípio não poderá pôr em causa o princípio da garantia por parte da ERSE da manutenção do equilíbrio económico-financeiro da empresa desde que gerida de forma eficiente.

Assim, propõe-se a introdução de um mecanismo que permita:

- Desincentivar as empresas a realizar investimentos e transferir para exploração os correspondentes ativos que não cumprem com os objetivos definidos nos respetivos planos de investimentos, criando-lhes uma perda pela opção tomada que não poderá ser recuperada ao longo da vida útil dos ativos em causa;

- Promover o tratamento diferenciado dos ativos em termos de remuneração, quando não existem fundamentos para o regulador considerar que entraram em exploração sem cumprir com os objetivos para os quais foram incluídos nos seus respetivos planos de investimento;

- Assegurar o equilíbrio económico-financeiro das empresas desde que geridas de forma eficiente, permitindo que a remuneração cubra os custos de investimento diretamente ocorridos[46], enquanto os ativos não se encontrarem plenamente disponíveis para cumprir com os objetivos para os quais foram concebidos e aprovados[47];

Importa sublinhar que a efetiva concretização desta disposição depende da recolha de informação, designadamente *in loco*, através da realização de ações de fiscalização pontuais ou de auditorias de âmbito mais generalizado.

A metodologia proposta permite incluir como CAPEX todos os ativos, mesmo os ativos que não têm fundamento para a entrada em exploração do ponto de vista regulatório e que não sejam, por isso, integralmente reconhecidos para efeitos tarifários. No entanto, enquanto esses ativos, entrados em exploração, em termos contabilísticos, não forem reconhecidos do ponto de vista regulatório, por não estarem a cumprir com os objetivos para os quais foram inicialmente apresentados nos respetivos planos de investimento, os mesmos terão um tratamento diferenciado.

Para esse efeito, propõe-se que seja calculada, à parte, uma parcela a deduzir ao CAPEX, que corresponde à remuneração do capital próprio, garantindo a recuperação dos custos de investimento, custos de financiamento e amortizações. Desta forma, o CAPEX será, num primeiro momento, calculado com todos os ativos da atividade regulada, sendo posteriormente deduzida ao CAPEX apurado para um determinado ano, uma parcela associada à penalização atribuída pelo regulador aos ativos sujeitos a este tratamento diferenciado, garantindo-se uma recuperação parcial dos custos de investimento dos mesmos. Propõe-se que o cálculo desta parcela a deduzir ao CAPEX tenha a seguinte formulação:

$$D_{AP,s}^{CAPEX} = \sum_{i} \tilde{A}ctNAceite_{AP,s_i} \times \frac{\tilde{r}_{AP,s}^{cp}}{100} \times (1\text{-}G) \times \tilde{k}_{s_i}$$

[46] Considera-se como tal os custos de financiamento e as amortizações.

[47] A partir do momento em que cumprirem com esses objetivos passarão a ser remunerados por inteiro

com:

i	Índice para identificação dos ativos entrados em exploração e não aceites para efeitos de cálculo integral de retribuição no ano s

em que:

$D_{AP,s}^{CAPEX}$	Parcela a deduzir ao CAPEX, para ativos que não têm fundamento para a entrada em exploração do ponto de vista regulatório
$\tilde{A}ctNAceite_{AP,s_i}$	Valor médio do ativo fixo i, entrado em exploração e não aceite para efeitos de cálculo de retribuição integral previsto para o ano s, líquido de amortizações e comparticipações, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano s
$\tilde{r}_{AP,s}^{cp}$	Taxa de remuneração do capital próprio implícito na taxa de remuneração do ativo fixo afeto a esta atividade, em percentagem, resultante da metodologia definida para o período regulatório
G	Peso do capital alheio implícito na taxa de remuneração do ativo fixo afeto a esta atividade
$\tilde{k}_{s_i}$	Parâmetro entre 0 (zero) e 1 (um), a definir em cada ano e para cada ativo i entrado em exploração e não aceite para efeitos de cálculo de retribuição integral no ano s

A evolução anual da taxa de remuneração do capital próprio dependerá da evolução da taxa de remuneração base da atividade à qual o ativo está afeto, que estará sujeita ao mecanismo de indexação definido.

A evolução da taxa de remuneração base (o WACC - W*eighted Average Cost of Capital*) definida para o período regulatório tem subjacente uma evolução da taxa de remuneração do capital alheio e uma evolução da taxa de remuneração do capital próprio.

Na formulação de evolução das três taxas de remuneração pode-se assumir uma simetria de evolução ou assumir que uma das duas taxas de remuneração subjacentes ao cálculo do WACC tem uma variação superior à variação do mesmo. Uma opção passaria por assumir que a taxa de remuneração dos capitais

próprios, por ser um valor superior e por ter subjacente um risco superior e uma maior volatilidade subjacente, teria uma variação superior à variação do WACC. Esta opção implicaria que a taxa de remuneração da dívida teria uma variação inferior ao WACC, *ceteris paribus*. Uma outra opção seria assumir o oposto, ou seja, que a variação da remuneração da dívida seria superior à variação do WACC e, consequentemente, a variação da taxa de remuneração dos capitais próprios registaria uma variação inferior ao WACC, igualmente numa análise *ceteris paribus*.

A ERSE entendeu que, por uma questão de simplicidade e facilidade de recalculo por parte dos *stakeholders*, e não havendo uma diferença substancial em optar por uma das formulação não simétricas referidas anteriormente, se deveria assumir uma simetria de impactos, com a variação (em pontos percentuais) da taxa de remuneração dos capitais próprios igual à variação da taxa de remuneração dos capitais alheios, sujeita ao mecanismo de indexação definido.

Assim,

$$\Delta\tilde{r}^{cp}_{AP,s}=\Delta WACC_s$$

em que:

$\Delta\tilde{r}^{cp}_{AP,s}$	Variação da remuneração do capital próprio, face ao valor definido em parâmetros no cálculo da taxa de remuneração do ativo fixo afeto a esta atividade, previsto para o ano s
$\Delta WACC_s$	Variação da taxa de remuneração do ativo fixo afeto a esta atividade, em percentagem, previsto para o ano s, tendo em conta o mecanismo de indexação definido

Desta forma, o presente mecanismo permite que os ativos apenas sejam plenamente remunerados quando estejam a cumprir de facto os objetivos para os quais foram integrados mps.

Numa primeira fase propõe-se que o presente mecanismo seja aplicado às infraestruturas de Alta Pressão, com maior indivisibilidade de investimentos e de mais fácil monitorização.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

15. Introdução da parcela D_{AP}^{CAPEX} acima definida nos artigos 76.º, 77.º e 81.º, para as respetivas atividades em Alta Pressão.

Esta alteração implica a alteração do artigo 30.º do RARII do setor do gás natural, à semelhança do artigo 26.º do RARI do setor elétrico.

6.3 MECANISMO DE DIFERIMENTO INTERTEMPORAL DOS DESVIOS ASSOCIADOS À PROCURA DE GÁS NATURAL DOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Na anterior revisão do RT, as metodologias de regulação aplicada à atividade de Transporte de gás natural e à atividade de Distribuição de gás natural, passaram a incluir um mecanismo de diferimento intertemporal dos desvios de proveitos associados à procura de gás natural, sempre que estes excedam um determinado limite. Ficando estabelecido que este limite, bem como o período máximo de recuperação dos montantes diferidos, são parâmetros a fixar pela ERSE no início de cada período regulatório.

Tendo em conta a proximidade em termos de características técnicas e económicas das atividades de transporte e distribuição considerou-se benéfico aplicar um mecanismo semelhante com vista à estabilidade tarifária. Nestas atividades, os desvios tarifários estão fortemente associados a desvios de faturação devidos à volatilidade da procura o que justificou o objeto deste mecanismo.

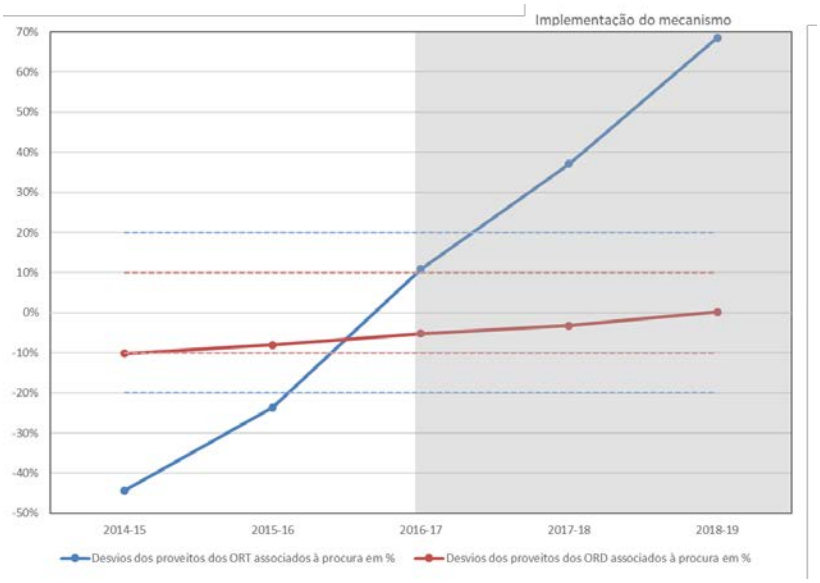
Assim para atenuar o impacto da volatilidade da procura nos proveitos a recuperar pela tarifa do uso da rede de transporte e pela tarifa de uso da rede de distribuição, ficou estabelecido através deste mecanismo, diferir parte dos ajustamentos associados a desvios das previsões da procura, para recuperação nos 3 anos seguintes. O mecanismo é acionado quando o ajustamento relativo aos desvios de procura atinge 20% dos proveitos na rede de transporte e 10% na distribuição (valores fixados no inicio do atual período regulatório).

Os desvios da procura de gás natural estão essencialmente associados a fatores externos, nomeadamente, ao comportamento do mercado elétrico. No entanto, é também verdade que as flutuações da procura de gás natural não se verificam apenas ao nível das previsões do mercado elétrico ocorrendo, igualmente ao nível do consumo do mercado convencional. Contudo, para este tipo de consumidores, as flutuações são menos acentuadas ao nível dos consumidores abastecidos pelas redes de distribuição de média e baixa pressão.

Pelo exposto conclui-se que os desvios associados à procura de gás natural das redes de distribuição têm valores muito menos expressivos, quando comparados com os da rede de transporte.

O pressuposto anterior justificou, desde logo na parametrização do mecanismo, que o limite estabelecido para a sua ativação nos operadores das redes de distribuição (10%) seja inferior ao limite adotado para o operador da rede de transporte (20%). Mesmo assim, desde o início da aplicação do mecanismo no ano gás 2016-2017, o mecanismo nunca foi ativado para os operadores das redes de distribuição. Em contrapartida, para o operador da rede de transporte foram diferidos proveitos nos últimos dois exercícios tarifários, por ter sido ultrapassado o limite de 20%. A Figura 6-1 ilustra os desvios associados à procura, calculados em percentagem dos proveitos destes operadores, sendo percetível as diferenças na volatilidade existente nestas duas redes.

Figura 6-1 – Desvios dos proveitos associados à procura para os operadores das redes de distribuição e para o operador da rede de transporte



Por outro lado, as diferentes redes de distribuição estão expostas a diferentes volatilidades da procura devido à sua localização geográfica[48] e ao tipo de clientes que abastecem[49], o que leva a diferenças no comportamento da procura entre operadores. Apesar deste facto, o mecanismo estabelecido trata os

[48] As amplitudes térmicas são diferentes de norte a sul do país

[49] As carteiras de clientes dos operadores das redes de distribuição são diferentes com mais ou menos clientes industriais ou domésticos

desvios da procura abastecida pelas redes de distribuição como um todo, refletindo deste modo a aplicação do princípio da uniformidade tarifária. Ou seja, o ajustamento associado a desvios das previsões da procura dos operadores das redes de distribuição que deve ser diferido é determinado em termos globais para toda a atividade de distribuição. No entanto, caso o mecanismo seja ativado, a repartição do ajustamento apurado, a diferir para os 3 anos seguintes, é efetuada na proporção dos proveitos permitidos de cada operador. Assim quando ativado o mecanismo a repercussão nos proveitos de cada operador não é proporcional aos seus desvios da procura ocorridos nas suas redes.

Em suma, a aplicação deste mecanismo aos operadores das redes de distribuição não é favorável pelas seguintes razões:

- Existe uma reduzida volatilidade da procura que é abastecida pelas redes de distribuição que ainda não originou a ativação do mecanismo até à data.

- Existem diferenças no comportamento da procura entre operadores, pelo que o mecanismo poderia tornar-se perverso por tratar os desvios da procura abastecida pelas redes de distribuição como um todo.

- Pode penalizar, indevidamente, operadores que têm apresentado previsões realistas da evolução da sua procura e aliviar o impacte da aplicação do mecanismo nos operadores que provocaram a sua ativação. Devido à forma de repartição dos montantes do mecanismo pelos operadores, os desvios da procura de uma rede em particular podem contribuir significativamente para a ativação do mecanismo e afetar todos os operadores das redes de distribuição, diferindo uma parte dos seus proveitos permitidos para anos subsequentes e penalizando-o de forma dificilmente justificável.

- O ponto anterior pode ser agravado porque a aplicação deste mecanismo também influenciaria as compensações pela aplicação da uniformidade tarifária que são realizadas entre operadores das redes de distribuição, podendo a sobreposição desses mecanismos originar sinais contraditórios.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

16. Eliminar a aplicação do mecanismo de diferimento intertemporal dos desvios associados à procura de gás natural aos operadores das redes de distribuição.

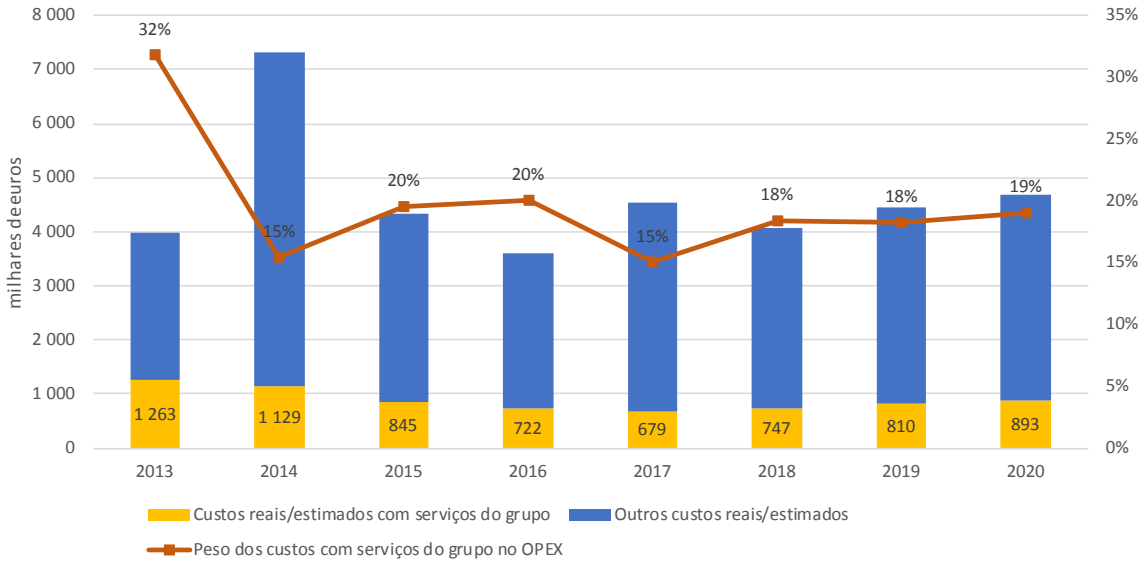
Esta alteração tem impacto no artigo 88.º do RT.

6.4 ALTERAÇÃO DO REVENUE CAP NO OPEX DA ATIVIDADE DE GTGS

Na revisão regulamentar efetuada em 2016, no âmbito da preparação do período regulatório 2016-2019, no setor do gás natural, foi implementada uma metodologia de regulação por incentivos de parte dos custos de exploração da atividade de Gestão Técnica e Global do Sistema (GTGS), do operador da rede de Transporte. Esta metodologia, do tipo *revenue cap*, foi aplicada apenas aos custos com serviços do grupo que se entenderam como os mais controláveis pela empresa. Com efeito, a aplicação de uma metodologia de regulação por incentivos, à atividade de GTGS, não foi alargada a outras componentes de custos, pois o caráter abrangente desta atividade dificulta a identificação de indutores de custo.

Passados três anos, verificou-se algumas dificuldades na aplicação da metodologia implementada no ano gás 2016-2017, dada a volatilidade ocorrida ao nível dos custos com serviços do grupo, parcela sobre a qual incidia a regulação por *revenue cap*. A figura abaixo apresenta a evolução dos custos reais de exploração da atividade de GTGS, entre 2013 e 2017, e dos custos estimados/previsionais para os anos de 2018-2020.

Figura 6-2 - Custos com OPEX - REN

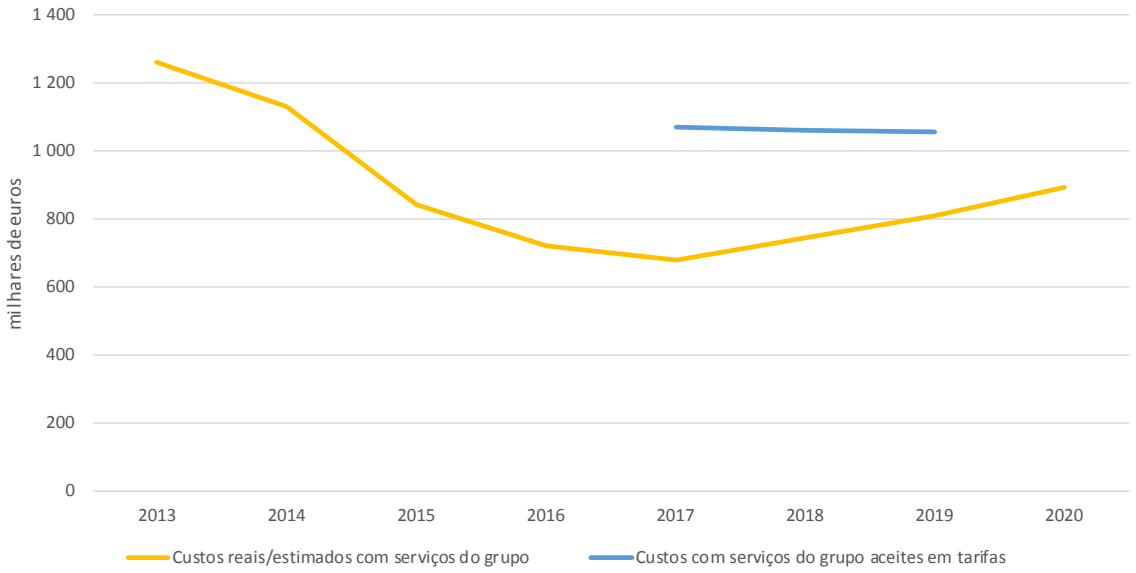


Fonte: ERSE e REN

Verifica-se, que o peso dos custos com os serviços do grupo representam, com exceção do ano de 2013, cerca de 1/5 dos custos de exploração da atividade de GTGS, variando entre os 15% e os 20%.

No que concerne, apenas aos custos com serviços do grupo, a figura seguinte apresenta a sua variação para o mesmo período, e a comparação com os custos aceites em tarifas, nos anos de 2017 a 2019, por aplicação do mecanismo de custos eficientes.

Figura 6-3 - Custos com serviços do grupo - REN



Fonte: ERSE e REN

A volatilidade ocorrida ao nível da componente dos custos com serviços do grupo dificultou a calibração do mecanismo de *revenue cap*, aplicado no período regulatório 2016-2019, resultando em ganhos sucessivos para a empresa, que reduziu, em termos reais a imputação de custos com serviços do grupo, à atividade de GTGS.

Face ao ocorrido, propõe-se, a aplicação de uma metodologia de custos eficientes, mais abrangente ao nível dos custos de exploração, à semelhança da metodologia já implementada na atividade de Gestão Global do Sistema, do Setor Elétrico, pretendendo-se também evitar que hajam transferências de custos entre os setores do Gás Natural e Elétrico, por via da faturação de serviços dentro do mesmo grupo empresarial. Assim, deverá aplicar-se uma metodologia de *revenue cap* aos custos de exploração da atividade de GTGS, com a separação dos custos em controláveis e não controláveis para efeitos de aplicação de metas de eficiência. Deverão ser enquadrados ao nível dos custos não controláveis, aqueles que resultam de obrigações do concessionário, decorrentes da sua atividade de GTGS, como, por exemplo, custos com o acesso a plataformas informáticas e de quotizações pagas a entidades nacionais e internacionais.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

17. Implementação de uma regulação por incentivos ao nível dos custos de exploração da parcela I da atividade de Gestão Técnica e Global do Sistema.

Em termos regulamentares esta proposta altera o artigo 80º do Regulamento Tarifário.

6.5 DEVOLUÇÃO DE CRÉDITOS DOS CONSUMIDORES DE GN

Nas relações comerciais entre consumidores de gás natural e comercializadores de último recurso poderão surgir créditos a favor dos consumidores, aquando da cessação dos seus contratos.

Os créditos em causa podem ser motivados, entre outras razões, por acertos de faturação ou realização de pagamentos baseados em estimativas por excesso sem que os consumidores reclamem o seu reembolso[50].

Embora tenham sido comunicados aos consumidores, estes créditos não foram reclamados por estes junto do respetivo comercializador, dentro do prazo de cinco anos após a respetiva comunicação.

No âmbito das suas competências de regulação económica do setor do gás natural, a ERSE entende que, não tendo os titulares destes créditos exercido o seu direito, devem os respetivos montantes, acumulados ao longo do tempo nos comercializadores de último recurso de gás natural, ser deduzidos no cálculo das tarifas que são suportadas pelos consumidores de acordo com o respetivo nível de pressão.

No caso do setor elétrico a ERSE constatou a existência de um montante significativo de créditos de consumidores, que foram devolvidos ao sistema no exercício tarifário de 2019, num montante provisório de 8,4 milhões de euros, nos termos da instrução[51] emitida pela ERSE em abril de 2018.

De modo similar ao que sucedeu no setor elétrico, para que a devolução dos créditos se possa operacionalizar no setor do gás natural, importa assegurar que as disposições do RT do gás natural permitam a incorporação destes montantes no cálculo dos proveitos permitidos da atividade de comercialização de último recurso e a sua transferência para as parcelas da UGS suportadas pelos consumidores que deverão beneficiar desta devolução.

[50] Sem prejuízo das obrigações existentes quanto à realização de leituras reais por parte dos operadores das redes de distribuição.

[51] Instrução n.º 4/2018 - http://www.erse.pt/pt/aerse/actosdaerse/instrucoes/2018/Comunicados/Instrucao_4_2018.pdf

Assim, a ERSE propõe a inclusão de uma parcela referente a estes créditos a deduzir aos proveitos permitidos da atividade de comercialização de último recurso, sendo recuperada pelos consumidores de cada nível de pressão através da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema.

Adicionalmente, a informação económica e financeira enviada à ERSE para efeitos regulatórios, nos termos previstos no RT, deverá conter a desagregação relativa a estes créditos por níveis de pressão e anos a que dizem respeito.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

18. Alterar a fórmula de cálculo dos proveitos permitidos da função de comercialização de último recurso para incluir uma parcela relativa à devolução dos créditos aos consumidores e a fórmula de cálculo dos proveitos a recuperar pela parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema, onde estes montantes serão repercutidos.
19. Incluir um novo artigo – artigo 103º - A - onde fiquem explícitos os termos e condições de recuperação dos créditos pelos consumidores de cada nível de pressão.

Esta alteração tem ainda impacto nos artigos 142º e 152.º do RT.

6.6 CLARIFICAÇÃO DOS PROCEDIMENTOS DE CÁLCULO E DA INFORMAÇÃO A FORNECER PELAS ENTIDADES REGULADAS

FORMULAÇÃO DOS AJUSTAMENTOS DOS ANOS S-1 E S-2

Apesar dos procedimentos de cálculo usados pela ERSE para a determinação dos ajustamentos s-1 e s-2 serem do conhecimento geral das entidades reguladas, a atual redação das fórmulas dos ajustamentos que consta no RT pode ser melhorada, de modo a que seja mais aderente aos referidos procedimentos de cálculo.

Importa, contudo, salientar, que as melhorias que a ERSE propõe na apresentação da formulação dos ajustamentos, não leva a qualquer alteração na metodologia utilizada para o seu cálculo e tem como objetivo principal aumentar a transparência na aplicação das metodologias regulatórias.

Antes da descrição desta proposta de revisão do RT, descrevem-se sucintamente os princípios subjacentes ao cálculo de um ajustamento dos proveitos permitidos.

O cálculo de um ajustamento consiste na diferença entre as receitas obtidas pela aplicação das tarifas num ano civil e o recálculo dos proveitos a recuperar pela aplicação dessas tarifas, tendo em conta os valores mais recentes disponíveis[52]. No setor do gás natural, os proveitos de um ano civil são recuperados através da aplicação de duas tarifas, por existir nesse período, duas tarifas correspondentes a anos-gás diferentes, o que complexifica o cálculo dos ajustamentos.

No caso de um ajustamento do ano s-1, são usados no recálculo do proveito valores estimados (não definitivos), enquanto no caso de um ajustamento do ano s-2, os valores usados são os ocorridos. Acontece, porém, que o recálculo do proveito permitido de um ano civil integra parcelas de ajustamento consideradas nos anos anteriores. Deste modo, essas parcelas de ajustamento de anos anteriores influenciaram as receitas faturadas pela aplicação das tarifas em diferentes períodos do ano civil, para o qual se pretende determinar o ajustamento.

Assim, para acomodar este efeito, no recálculo do proveito permitido para efeitos de ajustamento, as parcelas respeitantes a ajustamentos de anos anteriores são ponderadas tendo em conta a sobreposição do ano civil alvo de ajustamento com as tarifas, por anos gás, em que esses ajustamentos de anos anteriores foram repercutidos. A utilização desta proporção permite adequar o horizonte temporal a que se referem os montantes dos proveitos e os ajustamentos repercutidos nos preços das tarifas, face ao horizonte temporal em que esses preços vigoram.

Dito de outro modo, permite adequar os horizontes temporais de todas as parcelas que contribuem para o cálculo do proveito e os períodos temporais a que dizem respeito as tarifas que visavam recuperar esses proveitos.

Na situação atual, com o ano gás entre 1 de julho e 30 de junho do ano seguinte, esta ponderação é de 0,5 para cada ano gás a que o ano civil se sobrepõe, correspondente a 1 semestre de sobreposição com cada ano gás.

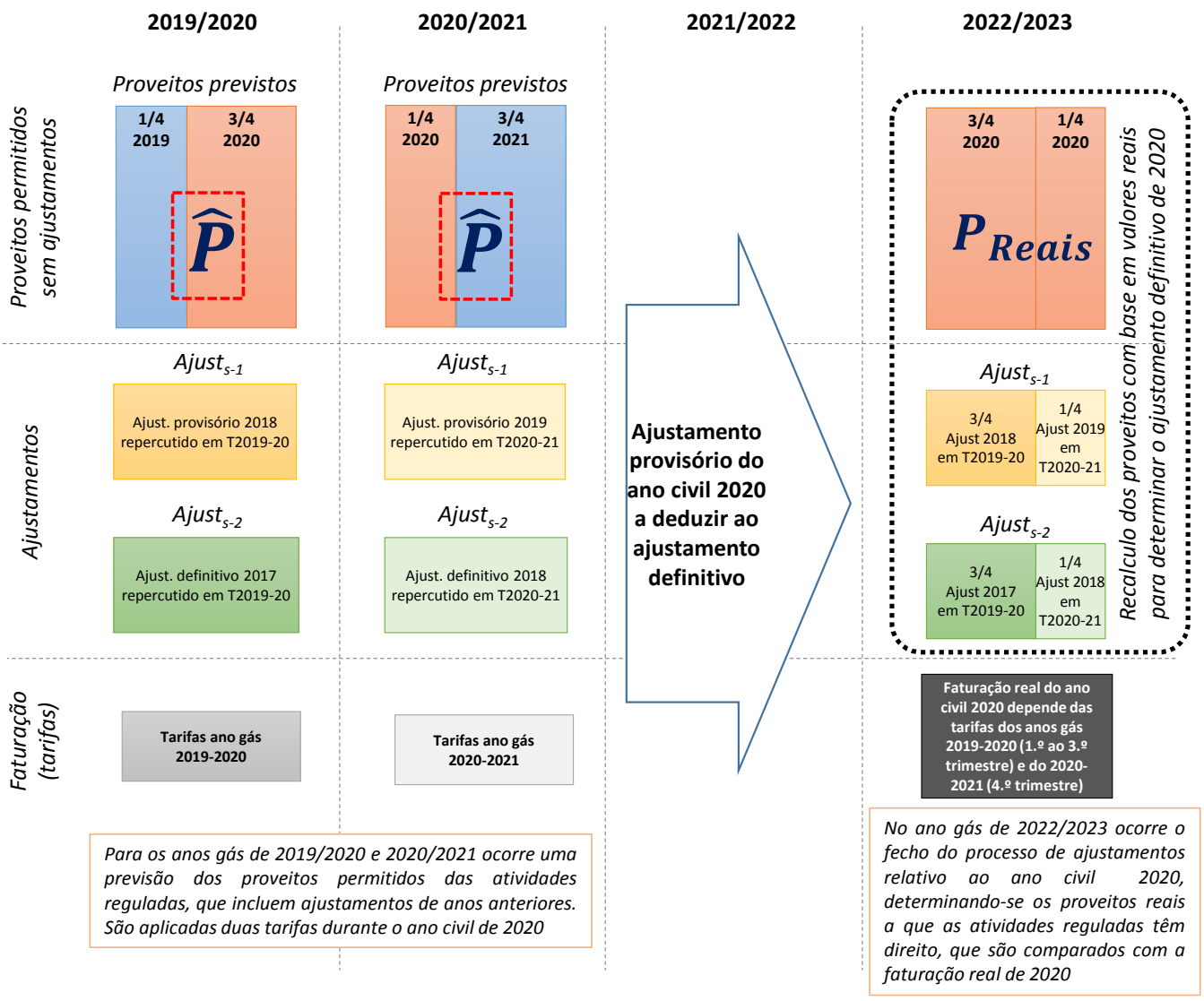
Com a alteração no cálculo dos proveitos permitidos referida no ponto 4.1, que resulta da alteração da vigência das tarifas para o período de 1 de outubro a 30 de setembro do ano seguinte, a ponderação a aplicar nos ajustamentos de anos anteriores para o recalculo dos proveitos, deve refletir os novos períodos de sobreposição entre o ano civil alvo de ajustamento e os anos gás que contribuem para a faturação desse

[52] Ao contrário dos proveitos permitidos previstos que são calculados com base em previsões das diferentes parcelas que os compõem.

ano civil. Ou seja, deverá ser considerada uma ponderação de 0,75 para os ajustamentos de anos anteriores que foram repercutidos no ano gás que termina em 30 de setembro desse ano civil e uma ponderação de 0,25 para os ajustamentos de anos anteriores que foram repercutidos no ano gás que inicia em 1 outubro do mesmo ano civil.

A figura seguinte ilustra o referido anteriormente.

6-4 – Inclusão dos ajustamentos nas tarifas



Face ao exposto, a ERSE propõe:

20. Melhorar a apresentação das fórmulas de cálculo dos ajustamentos dos anos civis s-1 e s-2 de todas as atividades, de modo a que sejam mais aderentes aos procedimentos de cálculo.
21. Para o cálculo dos ajustamentos no ano civil em que ocorre a transição entre períodos de regulação, aplicar as metodologias de cálculos dos proveitos permitidos e os parâmetros do período de regulação que termina.

Esta alteração tem impacto nos artigos 76.º, 77.º, 78.º, 80.º, 81.º, 82.º, 84.º, 85.º, 86.º, 87.º, 88.º, 91.º, 92.º, 93.º, 97.º, 98.º, 100.º e 103.º do RT.

TAXA DE REMUNERAÇÃO DO RAB

O Regulamento Tarifário do setor do Gás Natural tem apenas definida a possibilidade de aplicação de uma taxa de remuneração dos ativos regulados em sede de parâmetros, sem especificar se a taxa a aplicar é nominal ou real.

Seguindo as melhores práticas regulatórias[53], a taxa de remuneração que se tem determinado em sede de parâmetros é uma taxa de remuneração nominal, a aplicar ao valor dos ativos não reavaliados, porque permite não considerar a inflação duas vezes no cálculo de uma taxa de remuneração, refletindo princípios básicos financeiros. Por forma a clarificar os diferentes conceitos e firmar essa prática regulatória aceite como uma *best practice* entre os reguladores, propõe-se que fique a indicação expressa no RT de que a taxa de remuneração nominal é a taxa a aplicar aos ativos não reavaliados.

Caso os ativos sejam objeto de reavaliações, a taxa de remuneração a aplicar será uma taxa real, recalculada tendo em conta a inflação.

[53] Ver por exemplo "*ACER Report Methodologies Target Revenue of Gas TSOs*", publicado em 30/10/2018 no seguinte link: https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Report%20Methodologies%20Target%20Revenue%20of%20Gas%20TSOs.pdf

Face ao exposto, a ERSE propõe:

22. Inclusão de indicação no Artigo 9.º - Taxas de remuneração - do RT do gás natural de que uma taxa de remuneração nominal se aplica ao valor dos ativos não reavaliados e, nas situações em que os ativos sejam objeto de reavaliações, a taxa de remuneração a aplicar será uma taxa de remuneração real, recalculada a partir da taxa de remuneração nominal, tendo em conta a inflação.

INFORMAÇÃO PERIÓDICA A FORNECER À ERSE PARA EFEITOS TARIFÁRIOS

O Orçamento de Estado para 2017 reforçou a necessidade de criar um Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC), conforme já previsto no Decreto-Lei n.º 29/2006 e no Decreto-Lei n.º 30/2006, ambos de 15 de fevereiro e no Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março que estabelece o regime jurídico aplicável à atividade de OLMC no âmbito do Sistema Elétrico Nacional (SEN) e do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN).

Na revisão regulamentar efetuada em 2018, foi estabelecida a forma de regulação para a atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC), tendo a ERSE proposto um tipo de regulação por incentivos, com a aplicação de uma metodologia de *revenue cap* ao nível do OPEX e do CAPEX, em coerência com o já aplicado para o setor elétrico.

O mecanismo de recuperação dos custos relacionados com a atividade de OLMC resultou na necessidade de reporte de informação a vários níveis, ao longo dos operadores da cadeia de valor do setor do gás natural.

Na presente revisão regulamentar, a ERSE procurou contemplar no Regulamento Tarifário, a necessidade de obtenção de informação adicional, adequada às vicissitudes da regulação da atividade de OLMC.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

23. Adequar o Regulamento Tarifário, ao nível dos pedidos de informação, aos fluxos resultantes da criação das tarifas de OLMC.
24. Em termos regulamentares esta proposta altera os artigos 142.º, 147.º e 154.º do RT e cria o artigo 144.º - A.

REPORTE DA INFORMAÇÃO FINANCEIRA AUDITADA

Na revisão do Regulamento Tarifário do setor elétrico ocorrida em 2017 foram introduzidas regras a que os relatórios emitidos pelos auditores que acompanham o reporte da informação económica e financeira regulatória passaram a estar sujeitos.

Recorde-se que a introdução destas regras foi motivada pela heterogeneidade de tipologias de relatórios enviadas à ERSE, nomeadamente os que acompanham a informação financeira para efeitos tarifários e por estes apresentarem divergências na forma como eram expressas as conclusões / opiniões.

Neste sentido, estas regras foram introduzidas para incutir nos auditores a necessidade de os mesmos se responsabilizarem de uma forma mais clara nas opiniões que emitem, bem como garantir um tratamento harmonizado dos procedimentos e um maior rigor na avaliação da informação com cariz económico e financeiro.

Complementarmente, a ERSE encetou um processo de definição de diretrizes que estabelecem os procedimentos de exame acordados entre os auditores e as entidades reguladas com o apoio das entidades competentes, nomeadamente, a Ordem dos Revisores Oficiais de Contas (OROC) e a Comissão do Mercado de Valores Mobiliários (CMVM). Este processo terminou com emissão do Guia de Aplicação Técnico n.º 15 (GAT) pela OROC em resultado das suas competências de supervisão da atividade dos revisores oficiais de contas e auditores.

Neste contexto, importa harmonizar o regulamento tarifário do setor do gás natural comparativamente ao regulamento tarifário do setor elétrico com o objetivo de promover a melhoria da qualidade da informação financeira reportada pelas empresas reguladas do setor do gás natural e uma maior utilidade dos relatórios emitidos pelos auditores que acompanham este reporte por via da concertação das regras e regulamentos aplicados às empresas reguladas de ambos os setores (gás natural e eletricidade).

Com esta proposta de revisão do RT, as contas reguladas não serão consideradas para efeitos de cálculo dos proveitos permitidos pela ERSE, caso as auditorias ou relatórios que as suportam não expressem uma opinião profissional e independente ou tiverem escusa de opinião.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

25. O RT passe a incluir um texto que especifique o teor e os procedimentos associados aos procedimentos de carizes económico e financeiro, obrigando a que auditoria inclua uma opinião do auditor para poder ser considerado no processo tarifário.

    Esta alteração implica a introdução dos artigos 8.º-A e 8.º-B no RT e a alteração dos artigos relativos à informação periódica a fornecer à ERSE pelos diferentes operadores ou atividades (artigos 136.º, 138.º, 140.º, 142.º, 145.º, 148.º, 150.º, 152.º do RT), bem como a eliminação do artigo 183.º no RT, por o disposto neste artigo ser abrangido pelas disposições dos novos artigos que se propõe incluir.

ADAPTAÇÃO DO MECANISMO DE ATENUAÇÃO DOS AJUSTAMENTOS TARIFÁRIOS DAS ATIVIDADES DO TERMINAL DE GNL

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, dentro de determinadas bandas, a recuperação de parte dos custos do operador do terminal, através da tarifa de UGS I.

Após 6 anos de aplicação, importa tornar o mecanismo existente no terminal de GNL mais aderente às variáveis de faturação dessa infraestrutura. Assim, à semelhança do que já acontece no mecanismo similar implementado na atividade de Armazenamento Subterrâneo, o articulado do Regulamento Tarifário deve ser mais genérico, não referindo em concreto as variáveis de faturação utilizadas para a aplicação do mecanismo, tornando a sua redação mais genérica e, por isso, adaptável às variáveis de faturação que em cada período mais influenciam a recuperação dos proveitos da atividade.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

26. Alteração do articulado do Regulamento Tarifário, adequando-o o cálculo do mecanismo de atenuação de ajustamento tarifários do Terminal de GNL à aplicação das variáveis que têm maior impacto na recuperação dos proveitos da atividade.

Em termos regulamentares esta proposta altera o artigo 76.º do RT.

7 RELACIONAMENTO COMERCIAL

7.1 MODELO DE GESTÃO DE RISCOS E GARANTIAS

A crescente complexificação do funcionamento dos setores elétrico e do gás natural caracterizado por um relacionamento entre diferentes agentes – em particular entre operadores de rede, gestores de sistema, produtores e comercializadores – exige disposições regulamentares que compatibilizem esse modelo de relacionamento multilateral com uma adequada gestão do risco operativo de cada sistema. É neste quadro que se inserem as garantias prestadas pelos sujeitos tomadores de serviços em benefício dos sujeitos prestadores de serviços.

De forma genérica, o modelo de gestão de risco operativo existente no SNGN determina a prestação de garantias por parte dos produtores e comercializadores para com os operadores de redes em que atuem – por contrato de acesso à rede que efetivam para assegurar os fornecimentos aos seus clientes – e para com as entidades encarregues de gerir os sistemas – por conta de encargos com liquidação de desvios.

A ERSE, reconhecendo a necessidade de fazer uma reflexão sobre os modelos de funcionamento da gestão de riscos e garantias nos setores elétricos e do gás natural, nomeadamente no que diz respeito aos procedimentos de prestação e atualização das garantias, aos instrumentos de prestação de garantias, aos custos administrativos associados à prestação de garantias e às consequências de incumprimentos de obrigações por parte de um Agente de Mercado, lançou em outubro de 2016 uma consulta sobre este tema.

Nessa consulta foram colocadas aos agentes questões relacionadas com a identificação e valoração dos riscos, com a diferenciação do nível de risco, com a dispersão de frentes de risco na ótica do agente de mercado com os modelos e formas de prestação de garantias e com a utilização de garantias e salvaguardas conexas.

A consulta permitiu aferir das principais preocupações dos diversos agentes relativamente a este tema e identificar aspetos que reunissem um nível mínimo de consenso, no sentido de poderem ser incluídos na atual revisão regulamentar.

Assim, foi possível perceber que a maioria dos agentes é favorável a alguma diferenciação do risco, que premeie os agentes de mercado com um histórico de cumprimento das suas obrigações contratuais. Alguns

agentes referiram também a possibilidade de proceder à avaliação, através de critérios objetivos, da qualidade de crédito dos agentes e das instituições que prestem garantias bancárias.

Outro dos aspetos discutidos na consulta foi o da centralização da gestão de garantias numa única entidade em lugar do atual modelo em que os agentes têm obrigações de constituição de garantias dispersas por diversas entidades. A maioria dos agentes reconhece vantagens no modelo de centralização de garantias (uma parte importantes destas associada com os custos transacionais de operacionalização das garantias, possibilidade de aferição integrada dos riscos ou mesmo custos administrativos de gestão de garantias). Todavia, alguns agentes participantes dessa consulta mencionaram a necessidade de manter um modelo custo-eficiente na gestão de garantias, evitando-se a sinalizaram que a centralização da gestão das garantias pode acarretar custos adicionais relativos à remuneração da atividade de uma nova entidade, pelo que pedem uma análise custo benefício antes da tomada de decisão. Foi, ainda, referida a necessidade de clarificação sobre a priorização de execução de garantias em caso de incumprimentos simultâneos em dois ou mais contratos, sobre o efetivo beneficiário da garantia ou sobre que procedimentos adotar em caso de insolvência do gestor das garantias.

Sobre o modo e os meios de prestação de garantia, a maioria dos agentes referiu a importância da capacidade de execução das garantias prestadas. O numerário, os depósitos bancários, as garantias bancárias e os seguros-caução foram os meios de prestação de garantia mais indicados, existindo também algumas referências à caução, linha de crédito, colaterais financeiros ou direitos sobre valores com execução imediata e sem riscos. Não sendo consensual, a utilização de concessão ou penhor de direitos de crédito da atividade dos agentes de mercado, foi também mencionada na consulta promovida pela ERSE.

Em acréscimo, na consulta previamente realizada pela ERSE, foi possível observar um alargado consenso quanto à necessidade de mecanismos expeditos e procedimentos claros que permitam atuar em caso de incumprimentos de agentes de mercado, evitando-se, assim, acumulações de incumprimentos em todo o sistema. Para parte dos agentes de mercado, a suspensão da atividade de um agente em toda a cadeia de valor deveria ser avaliada em função da natureza do incumprimento. A título de exemplo, o incumprimento de um contrato de uso de redes com um operador da rede de distribuição que afeta somente a atuação do agente de mercado naquela área da concessão, não deveria causar a suspensão da atividade do agente de mercado na restante cadeia de valor. Já em sentido diverso, os incumprimentos relativos à Gestão Técnica Global de Sistema colocam em causa a capacidade de aprovisionamento do agente incumpridor e logo afetam toda a cadeia de valor do sistema.

Assim, tendo presente o que decorreu da pré-consulta efetuada e das respetivas respostas e de uma ponderação dos desenvolvimentos do mercado nacional de gás natural, bem como a inclusão deste tema na última revisão regulamentar no RRC do setor elétrico, a ERSE entende propor as seguintes alterações regulamentares:

- Prever 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. É proposto que esta atividade seja desempenhada pelo operador da rede de transporte na sua atividade de gestor global do SNGN, que a poderá delegar em terceiro mediante autorização da ERSE, podendo este ser comum para o SNGN e para o Setor Elétrico Nacional.

- Prever, nos princípios de aferição de risco para o SNGN, 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.

- Prever a existência de uma subregulamentação específica no RRC, à semelhança do que foi feito para o setor elétrico, para enquadrar a atuação do gestor de garantias, designadamente quanto a meios e forma de prestação da garantia, bem como quanto aos princípios para o apuramento do valor da garantia a prestar no âmbito do dos contratos de uso de redes e do contrato de adesão ao mercado de serviço de sistema.

- Estabelecer 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 a cessação de um contrato com um operador de rede possa determinar a cessação de toda a atividade no âmbito do SNGN.

27. A proposta de revisão regulamentar prevê a criação do gestor de garantias do SNGN.

28. A proposta de revisão regulamentar prevê ainda que, com base em princípios estabelecidos no RRC, seja aprovada pela ERSE subregulamentação relativa a garantias a prestar pelos agentes para cumprimentos das suas obrigações perante o SNGN.

Estas alterações estão consagradas nos artigos 2.º, 3.º, do RRC ainda em vigor, 19.º-A (novo), e 82.º-A (novo), 82.º-B (novo) e 82.º-C (novo), integrantes de um novo Capítulo V da proposta de revisão do RRC.

7.2 REGISTO DE COMERCIALIZADORES

O processo de liberalização dos setores elétrico e do gás natural teve como consequência natural o surgimento de um número cada vez maior de comercializadores a atuar no mercado. Esta circunstância, sendo positiva em si mesma, pelo alargamento de opções de escolha que se disponibilizam aos consumidores, oferece uma maior complexidade de articulação e de informação a esses mesmos consumidores.

Por decorrência legal, o exercício da atividade de comercialização de gás natural é sujeita a prévia obtenção da licença respetiva. Esta é, também nos termos legais, obtida junto da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG). Por seu lado, para efeitos de informação aos consumidores, a ERSE divulga uma listagem de comercializadores a atuar no mercado retalhista do gás natural, a qual não coincide com a listagem divulgada pela DGEG no seu sítio da Internet. Embora as principais razões para esta diferença residam tanto no caráter voluntário da listagem produzida pela ERSE, como no facto de nem todos quantos obtêm licença de comercialização se encontram efetivamente a atuar em mercado.

Esta situação, além de constituir uma eventual barreira na abordagem dos consumidores ao mercado liberalizado, introduz igualmente uma complexidade acrescida na verificação e monitorização do funcionamento do próprio mercado retalhista pela ERSE – em situações limite, o conhecimento da ERSE relativamente à atuação em mercado de um novo comercializador pode apenas acontecer através do reporte de dados no âmbito da mudança de comercializador e, como tal, já depois da sujeição de ofertas ao mercado e sua adoção por consumidores. Ora, pretendendo-se que a supervisão do mercado retalhista assegure uma correta e transparente abordagem do mercado com caráter prévio à formalização da contratação – vide, por exemplo, a verificação das condições contratuais ou a existência de ficha contratual padronizada -, torna-se, assim, necessário assegurar um mecanismo de comunicação prévia à ERSE da entrada em operação no mercado retalhista, o que se poderá obter através da figura de um mero registo.

Do mesmo modo, a presente alteração regulamentar permite clarificar o exercício da atividade de comercialização, estabelecendo, para os consumidores finais, uma identificação inequívoca das entidades que podem efetuar o fornecimento de gás natural em cumprimento do quadro legal e regulamentar. Esta clarificação é importante não apenas na fase de angariação de clientes como igualmente na fase de concretização do próprio fornecimento.

Assim, com a presente alteração regulamentar pretende-se introduzir a existência de um registo obrigatório e continuamente atualizado dos comercializadores que efetivamente atuam no mercado de

gás natural, sem que tal se substitua ou complemente a necessária obtenção de licença de comercialização junto da DGEG (sendo essa uma imposição legal já consagrada).

A concretização desta obrigação dever-se-á fazer 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) e da ERSE (para efeitos de registo como agentes de mercado no âmbito do REMIT). Neste sentido, propõe-se agora a constituição de um registo obrigatório junto da ERSE, para os comercializadores de gás natural, o qual seja concretizado, na medida do possível, pela partilha destes referenciais de registo (salvaguardadas as questões de reserva e confidencialidade no quadro do REMIT).

O registo mencionado anteriormente deverá também ser operacionalizado com a atribuição de um código de registo ao comercializador em causa, o qual pode, igualmente, constituir uma forma de credibilização do mesmo junto dos consumidores de gás natural, assim como um meio eficaz de identificação unívoca para as atividades de monitorização e supervisão ou para o modelo de gestão integrada de garantias.

Em resumo, a proposta de revisão regulamentar pretende, a este respeito, operacionalizar a constituição de uma base fiável de registo dos agentes efetivamente a atuar em mercado retalhista, potenciando a verificação das obrigações que incidem sobre comercializadores e a monitorização do próprio mercado retalhista. Esta filosofia seria próxima da existência de um balcão único para o comercializador.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

29. A proposta de revisão regulamentar prevê a existência de um registo obrigatório dos comercializadores que atuam efetivamente no mercado de gás natural, bem como a atribuição de um código de registo que o comprove e identifique univocamente para efeitos de monitorização.

Estas alterações estão consagradas nos artigos 10.º, 63.º e 100.º da proposta de revisão do RRC (mesmos artigos do RRC ainda em vigor).

7.3 LIGAÇÃO ÀS REDES, CONTRATAÇÃO, TRANSMISSÃO DE FATURAS E ENVIO DE FATURAS

Na revisão que ora se promove, entende-se oportuno clarificar regras atinentes à ligação às redes, consagrando um prazo máximo de ligação de 45 dias, após a aprovação do pedido pelas entidades competentes, em paralelismo com o Sistema Elétrico Nacional.

Também se procura enquadrar as gravações de chamadas que sejam efetuadas com vista à contratação de serviços de fornecimento de gás natural ou resultem na sua contratação, tendo em conta a Deliberação n.º 1039/2017, da Comissão Nacional de Proteção de Dados (CNPD). Assim, sugere-se que tais gravações sejam mantidas pelos comercializadores por um prazo de 24 meses, acrescido do prazo de prescrição de 6 meses que se encontra positivado no artigo 10.º da Lei n.º 23/96, de 26 de julho, o que totaliza 30 meses.

No âmbito dos contratos, de forma a promover a faturação através de leituras reais, estipula-se um prazo de 48 horas para que o operador de rede, após a recolha da leitura real ou após a sua comunicação pelo consumidor, proceda à respetiva transmissão ao comercializador ou comercializador de último recurso retalhista.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

30. Estabelecer um prazo de 45 dias para o operador de rede proceder à ligação às redes após a aprovação do pedido.
31. Plasmar a gravação e manutenção da gravação das chamadas que sejam efetuadas e que se destinem ou resultem na contratação do fornecimento de gás natural.
32. Estabelecer um prazo de 48 horas para que o operador de rede envie ao respetivo comercializador ou comercializador de último recurso retalhista as leituras reais por ele recolhidas ou recolhidas pelo consumidor.

Estas alterações estão consagradas nos artigos 165.º e 241.º do RRC ainda em vigor e 126.º-A (novo), integrante da proposta de revisão do RRC.

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º
1400-113 Lisboa
Tel: 21 303 32 00
Fax: 21 303 32 01
e-mail: erse@erse.pt
www.erse.pt

janeiro 2019