

**Parecer sobre**

***“Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-2020 e Parâmetros para o Período de Regulação 2019-2023”***

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

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

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT o documento ***“Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-2020 e Parâmetros para o Período de Regulação 2019-2023”***<sup>3</sup> cabendo ao CT emitir parecer até 30 de abril de 2019.

Nos termos do ponto 5 do Art.º 5º do Regimento Interno do CT, foram convidados a efetuar um apresentações ao CT, na qualidade de representantes das seguintes atividades reguladas:

- O Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC), convite endereçado em 1/abril/2019;
- Responsável pela Gestão Logística dos Contratos de Transportes Rodoviários de GNL, convite endereçado em 5/abril/2019.

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

**I - ENQUADRAMENTO**

**I.1. – Revisão do Regulamento Tarifário**

- a. O CT tomou nota da aprovação da revisão do Regulamento Tarifário (RT), anunciada pela ERSE imediatamente antes da apresentação das propostas agora sujeitas ao seu Parecer, as quais naturalmente refletem o novo enquadramento regulatório.
- b. Em primeiro lugar, o CT não pode deixar de relevar positivamente que a ERSE tenha acolhido algumas das propostas que tem vindo a apresentar, em particular o alargamento da duração do período regulatório, que passa agora de 3 para 4 anos.

<sup>1</sup> Doravante abreviado por CT.

<sup>2</sup> Cf. artigo 45º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho

<sup>3</sup> Ref: CA/ERSE 1/abril/2019

- c. Do mesmo modo, a redação final permitiu clarificar os diferentes conceitos de “Período Regulatório” e de “Ano Gás Tarifário”. O primeiro decorre durante 4 anos civis consecutivos, com Parâmetros Regulatórios constantes e aprovados para a totalidade desse período, sobre os quais se calcularão os Proveitos Permitidos, e o segundo decorre de Outubro a Setembro do ano seguinte.
- d. Também aqui, o CT regista que a ERSE seguiu a sua sugestão de uniformização completa do calendário de aplicação das diferentes tarifas (Acesso e Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais - TTVCF) coerente com este novo Ano Gás Tarifário, cuja definição decorre da aprovação do Código de Rede de Tarifas<sup>4</sup>.
- e. Considera ainda o CT que a metodologia avançada pela ERSE de manutenção da aplicação no 3º trimestre de 2019 das tarifas aprovadas para o AG2018-19, bem como dos parâmetros regulatórios vigentes no Período Regulatório 2013-2016 durante o 2º semestre de 2019, permite uma transição equilibrada, simples e transparente entre estes períodos regulatórios, o que merece uma avaliação positiva do CT.
- f. A ERSE optou por não realizar alterações relevantes na definição da metodologia de cálculo dos Proveitos Permitidos, nomeadamente quanto aos ativos dos operadores de infraestruturas que serão remunerados pelo RAB e pelo reconhecimento das amortizações do exercício, bem como quanto ao ressarcimento dos custos operacionais (ORDs e CURRs) para os quais se mantém o princípio de aplicação de fatores de eficiência.
- g. No que respeita à estrutura tarifária, o CT regista que a ERSE introduziu as alterações decorrentes da aprovação do Código Europeu de Tarifas de Transporte, nomeadamente a eliminação dos termos de energia, a passagem do acerto financeiro do Desconto MP/AP para a UGS e a eliminação de algumas opções tarifárias flexíveis, cujo impacto é discutido neste Parecer no capítulo “Tarifas”.
- h. O CT considera que a ERSE poderia ter avançado com outras alterações, como o estabelecimento de tarifas de saída mais adaptadas às utilizações dos clientes, recomendando o CT que a ERSE mantenha uma monitorização da adequação das tarifas de acesso às necessidades do mercado, para introdução de eventuais alterações que se revelem adequadas.
- i. Por fim, o CT recomenda que a ERSE proceda, na sequência da aprovação dos parâmetros e tarifas, à competente e tempestiva revisão da subregulamentação associada, de forma a garantir o estabelecimento de um quadro regulatório completo e coerente.

<sup>4</sup> Código de rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás.

## I.2. – Comercialização de Último Recurso Retalhista (CURR)

- a. Tal como já referido em anteriores pareceres deste conselho, considera o CT fundamental que o modelo de organização da atividade de comercialização de último recurso retalhista seja repensado tendo em consideração, por um lado, o seu carácter progressivamente residual e tendencialmente decrescente, e, por outro lado, que no atual enquadramento legal e regulamentar do sector do gás natural em Portugal, esta função terá de continuar a existir.
- b. Neste contexto, volta o CT a recomendar que a ERSE promova a análise do modelo organizativo desta atividade<sup>5</sup>, em conjunto com o Governo e de forma coordenada com os *stakeholders* do setor, com o objetivo de assegurar que o seu desempenho desta atividade seja efetuado em condições eficientes e eficazes, garantindo o cumprimento dos níveis de qualidade de serviço estabelecidos para o sector, e salvaguardando o seu equilíbrio económico-financeiro.

## II - ESPECIALIDADE

### A – Custo do Gás Natural e Tarifa de Energia

- a. O CT observa, que na fixação da Tarifa de Energia (TE), a ERSE optou pela estabilidade face ao Ano Gás anterior, traduzida num aumento de 2,1%, o qual incorpora, por um lado, um aumento do custo da *commodity* (2,5%) e, por outro, o efeito da redução generalizada das tarifas de acesso, parte relevante da rubrica “Outros Custos” (-7,0%), que inclui também os OPEX dos comercializadores grossistas e a constituição das reservas de segurança:

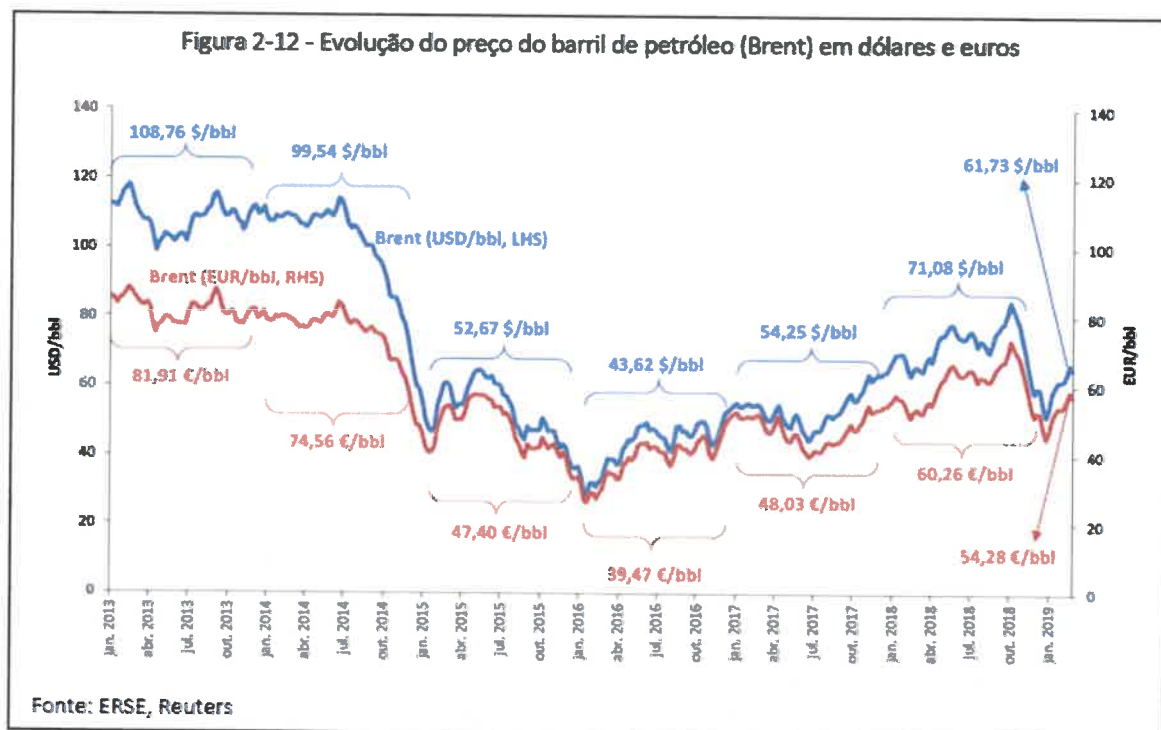
(€/MWh)	AG 2018-19	AG 2019-20 Proposta
Custo de aquisição de GN implícito	20.9536	21.4859
Outros Custos (Infraestruturas, GGN, Reservas Segurança)	1.0514	0.9781
Tarifa Energia CURG	22.0050	22.4640

Fonte: ERSE

- b. O CT reconhece existirem efeitos de sentido inverso na decisão de fixação da Tarifa de Energia: por um lado, as vantagens inerentes à estabilidade tarifária, por outro, a necessidade de se atender à variação dos preços do gás natural nos mercados internacionais, de modo a que esta tarifa seja reflexiva dos custos de aprovisionamento, prevenindo-se uma potencial criação de défices tarifários.

<sup>5</sup> A título de exemplo, o CT relembra a sugestão que já apresentou de se considerar o estabelecimento de um CURR de âmbito nacional, a exemplo do que sucede no SEN, podendo ser consideradas outras alternativas como o modelo seguido em Espanha.

- c. Contudo, do próprio documento da ERSE, mesmo considerando algum efeito positivo na taxa de câmbio EUR/USD, após um período de redução verificado no 4º trimestre de 2018, recomeçou a observar-se uma apreciação do custo da *commodity*, a ser atendida pela ERSE na fixação da TE:



Documento "Proposta de Provedos e Ajustamentos para o AG2019-2020"

- d. O CT regista ainda que o enquadramento legislativo em vigor mantém o objetivo de extinção das TTVCF até ao final de 2020, sem prejuízo da manutenção de um necessário regime de proteção de clientes vulneráveis.
- e. Deste modo, o CT reafirma o anteriormente expresso quanto à necessidade da TE ser mantida num nível adequado, evitando-se que sejam criadas condições de "competitividade" da tarifa transitória face às ofertas comerciais existentes, o que funcionaria com desincentivo à desejada migração dos clientes ainda fornecidos pelos CURRs para o regime de mercado.
- f. Resultando do mesmo enquadramento legislativo, a possibilidade de realização de revisões trimestrais da TE, o CT recomenda que a ERSE mantenha uma monitorização atenta da evolução dos custos de aprovisionamento do gás natural, atuando se se verificarem alterações relevantes aos pressupostos que ditaram a proposta agora apresentada.

## **B - Tarifas e Preços para 2019-2020**

### **B.1. Evolução do Mercado Livre (ML)**

- a. O Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, estabeleceu as regras comuns para o mercado interno de gás natural, procedendo à transposição da Diretiva 2003/55/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho.
- b. Estas alterações legislativas visavam promover a liberalização do mercado de gás natural, concedendo aos clientes a possibilidade escolher o seu comercializador e, bem assim, regulamentando o funcionamento e organização do setor, tal como as condições de acesso ao mercado e as atribuições das entidades reguladoras.
- c. De acordo com o calendário aprovado em Conselho de Ministros, a 22 de junho de 2006, seria permitida a livre escolha de comercializador a todos os consumidores de GN a partir de 1 de janeiro de 2010, através de um processo de liberalização gradual, sendo introduzida a figura da CURR e a TTVCF.
- d. Com efeito, a TTVCF tem um carácter provisório, devendo manter-se em vigor até o mercado assegurar condições competitivas e sociais favoráveis ao fornecimento de GN, o que, no caso de clientes finais de GN com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup>, verificou-se em 2010, com a extinção destas tarifas para esses consumidores, nos termos do Decreto-Lei 66/2010, de 11 de junho.
- e. Contudo, a TTVCF para clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> assistiu a sucessivos adiamentos da sua extinção, encontrando-se atualmente fixada a data de 31 de dezembro de 2020 para a extinção desta tarifa, nos termos da Portaria n.º 144/2017, de 24 de abril.
- f. Não obstante o referido, a liberalização do mercado de GN tem sido bastante positiva, uma vez que ao longo dos anos os agentes em regime de mercado têm disponibilizado um conjunto de ofertas comerciais, em todos os segmentos de consumo, apresentando um grau de competitividade interessante.
- g. A este respeito, quantificando o peso residual do Mercado Regulado (MR), a ERSE prevê que, para o ano-gás de 2019-2020, a quota do mercado regulado para os clientes em baixa pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> seja em média apenas de 18% em energia e de 17% número de clientes.

### **B.2. Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro**

- a. No dia 11 de janeiro de 2019 foi publicada a Lei n.º 5/2019, referente ao regime de cumprimento do dever de informação do comercializador de energia ao consumidor,

que introduz mudanças relevantes na informação a prestar pelos comercializadores ao consumidor final de energia, obrigando a uma maior densificação da informação prestada ao consumidor.

- b. Estando pendente a aprovação pela ERSE da sub-regulamentação decorrente da aprovação da Lei referida, não é possível ao CT estimar o efetivo impacto nas operações dos agentes de mercado.
- c. Neste sentido, o CT alerta para a necessidade de, na definição dos proveitos permitidos das entidades reguladas, a ERSE levar em conta os custos que decorrerão da implementação destas alterações.
- d. De igual modo, tendo em conta a promoção da competitividade no âmbito da liberalização do mercado, os custos associados aos desenvolvimentos informáticos exigidos poderão constituir uma barreira à entrada/manutenção no mercado a pequenos comercializadores, em função da dimensão da sua carteira.
- e. Assim sendo, o CT recomenda à ERSE que, ao proceder à alteração da sub-regulamentação afetada pelas normas consagradas na Lei n.º 5/2019, vise a minimização dos custos associados, por forma a reduzir os possíveis impactos a refletir no consumidor final.
- f. Por último o CT alerta a ERSE que a interpretação literal da alínea f) do número 1 do artigo 8.º da Lei n.º 5/2019, obrigaria à apresentação na fatura dos comercializadores dos elementos desagregados das tarifas de acesso às redes, recomendando-se o nível de detalhe pretendido da desagregação das tarifas de acesso, para cada nível de pressão e escalão de consumo.

### **B.1.3 MIBGÁS**

- a. O mercado organizado iniciou a sua atividade em Espanha em dezembro de 2015, tendo desde então vindo a ganhar liquidez e relevância enquanto referência de preço de mercado. Adicionalmente, o Mibgás constituiu-se desde o primeiro momento como um dos mecanismos de suporte à adoção plena do “Código Europeu de Balanço” naquele país, em outubro de 2016.
- b. Para Portugal, onde o arranque das regras de balanço definidas pelo referido Código Europeu ocorreu na mesma data, tal como previsto neste documento, foram implementadas regras provisórias, pelo facto de à data não existir um mercado organizado em funcionamento.
- c. Volvidos mais de três anos sobre o arranque do Mibgás em Espanha, Portugal continua sem dispor de um mercado organizado operando com base num sistema provisório no que respeita ao balanceamento de rede.
- d. Neste contexto, e tendo em conta os potenciais benefícios para o mercado nacional de gás natural decorrentes da existência de um mercado organizado, em termos de



promoção da competitividade, transparência e liquidez, por um lado, e cumprimento da regulação europeia, considera o CT que a ERSE deve promover junto das entidades relevantes em Portugal e Espanha os esforços necessários para a completa implementação em Portugal do mercado organizado ibérico até ao final do ano de 2019.

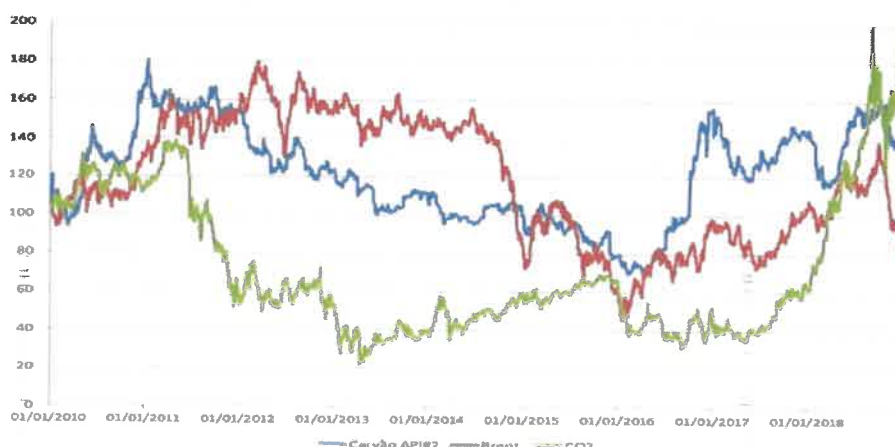
## C.2. Nível tarifário

### C.2.1. Ajustamentos e impactes

#### C.2.1.1. Ajustamentos

- a. Os ajustamentos a repercutir no ano gás 2019-2020 são determinados essencialmente a partir da análise dos dados reais da procura de gás natural do ano 2017 *versus* os valores estimados, bem como da melhor estimativa do ano 2018 baseada nos dados reais já disponíveis.
- b. Com a recuperação e estabilização dos restantes segmentos de consumo desde 2014, são as variações de consumo dos centros electroprodutores que determinam maioritariamente as variações do consumo nacional de gás natural.
- c. Desde 2015 verifica-se uma retoma do consumo dos centros electroprodutores, que advém de fatores climatéricos (nomeadamente dos níveis de pluviosidade verificados), de situações estruturais e conjunturais dos sistemas elétricos da Península Ibérica e de França<sup>6</sup> (com impacto no saldo exportador do sistema elétrico nacional) e da competitividade com outras fontes de energia.
- d. A evolução relativa dos preços dos combustíveis, fator determinante para a seleção pelos produtores da tecnologia de produção, ilustra-se no quadro seguinte:

Figura 2-15 - Evolução do preço relativo do carvão, Brent e CO<sub>2</sub> (base 100 de 2010)



Fonte: ERSE

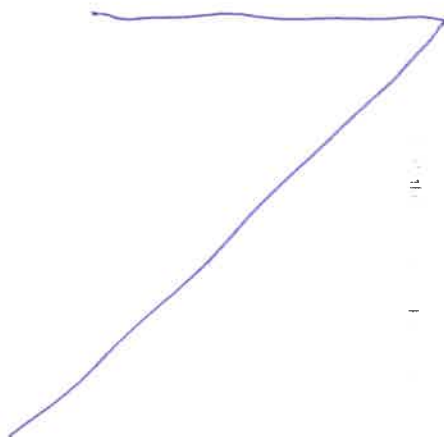
<sup>6</sup> Reduzida hidraulicidade em 2015 e 2017, a menor disponibilidade de produção de origem nuclear no final de 2016 e início de 2017 e o reforço da capacidade das interligações das redes elétricas da Península Ibérica com o resto da Europa ocorrida em 2015.

### C.2.1.2. Análise dos desvios de procura

- a. Os desvios ocorridos em 2017 e 2018 na energia regaseificada pelo terminal resultam de alterações no nível de consumos de gás no SNGN e nas estratégias de aprovisionamento dos agentes, face ao previsto nas tarifas de 2017-2018 e nas tarifas de 2018-2019.
- b. Os desvios que se observam em 2017 e 2018 no Transporte de GN são atribuíveis aos desvios ocorridos nos consumos de gás natural, devido a uma maior utilização das centrais de ciclo combinado a gás natural nestes anos.
- c. Face às previsões, em termos de energia total, os dois anos em análise (2017 e 2018), registam variações positivas face aos valores previstos<sup>7</sup>.
- d. A atividade de comercialização de último recurso retalhista em 2017 e 2018 demonstrou fornecimentos totais dos CURR acima do previsto no cálculo tarifário (desvios menos acentuados no que respeita ao número de clientes):
  - Consumidores com mais de 10 000 m<sup>3</sup> por ano: desvios acima de 20% em 2017 e acima de 10% em 2018 (quer para energia, quer para número de clientes), confirmando que as previsões para o ritmo de saída para o mercado liberalizado foram otimistas;
  - Consumidores com menos de 10 000 m<sup>3</sup> por ano: desvios elevados em 2017 (energia e número de clientes), tendo reduzido em 2018 (no caso da previsão do número de clientes registam-se valores negativos para as empresas LisboaGás, EDP Gás e Setgás, demonstrando que para estas empresas a evolução das quotas do mercado liberalizado foram além das previsões).

### C.2.1.3. Impactes dos ajustamentos

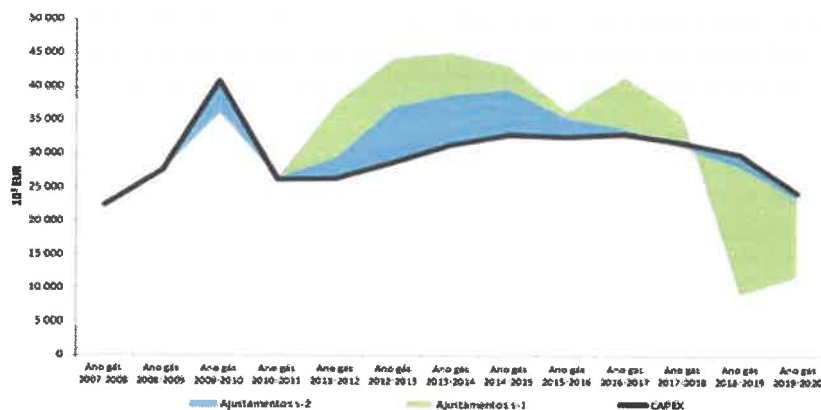
- a. Relativamente ao terminal de GNL de Sines, verifica-se que em 2019-2020 continuam a ocorrer ajustamentos elevados, devido à procura, a devolver pelo Operador do Terminal aos consumidores, impactando na Tarifa de Uso do Terminal de GNL:



<sup>7</sup> Em 2017 o valor de energia real é ligeiramente superior ao valor previsto. No que se refere ao número médio de pontos de entrega para o total das empresas, quer em 2017 quer em 2018 o desvio é positivo.



Figura 2-23 - Evolução do CAPEX e dos ajustamentos no Terminal de GNL

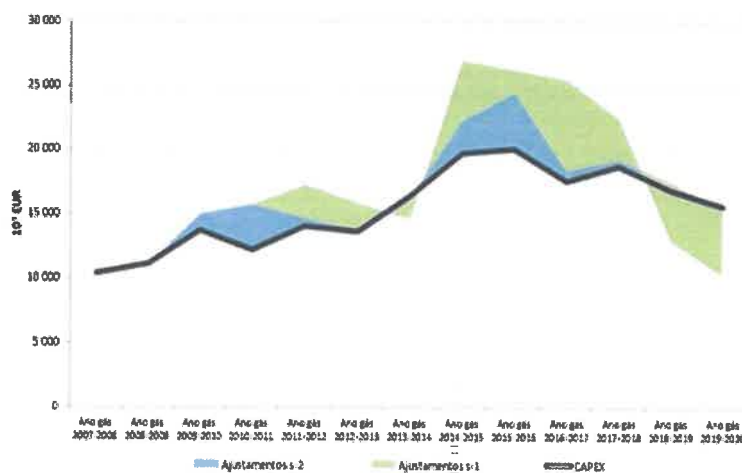


Nota: O CAPEX do ano gás 2019-2020 inclui o acerto final do mecanismo de alisamento do CAPEX do Terminal de GNL, no montante de 3,6 milhões de euros, a devolver aos consumidores.

Fonte: ERSE

- b. No que respeita ao armazenamento subterrâneo, os ajustamentos a recuperar pelo Operador entre os anos gás 2014-2015 a 2016-2017 foram superiores a 30% do valor do CAPEX, agravando as tarifas. Em sentido inverso para as tarifas de 2019-2020 os ajustamentos assumem o maior valor percentual de sempre de 34% do CAPEX do ano:

Figura 2-24 - Evolução do CAPEX e dos ajustamentos na atividade de Armazenamento Subterrâneo



Fonte: ERSE

#### C.2.1.4. Diferimento intertemporal dos desvios de proveitos associados à procura de gás natural nas atividades de transporte e distribuição

- a. A volatilidade da procura nas atividades da RNTIAT justifica a manutenção deste mecanismo.
- b. Em contrapartida, na atividade de distribuição de gás natural, esta variabilidade é bastante mais reduzida, o que foi considerado pela ERSE na revisão do RT em 2019, que

eliminou o mecanismo de diferimento intertemporal dos desvios de proveitos associados à procura de gás natural nesta atividade.

### **C.2.2. Uso Global do Sistema**

- a. A ERSE tem vindo a efetuar esforços no sentido de assegurar as condições tarifárias necessárias para evitar que clientes abastecidos em média pressão (MP) ou em baixa pressão superior (BP>) optem pela solicitação de construção de ramais de ligação à rede de alta pressão (AP) ou MP, respetivamente, como forma de acederem à correspondente tarifa.
- b. A disponibilização destas tarifas opcionais para clientes com consumos elevados beneficia o SNGN de forma global, ao evitar ligações diretas a outras redes que não aquelas às quais os clientes se encontram ligados, que implicariam um acréscimo de custos para o sistema ao terem como consequência a redução dos volumes veiculados nas redes de distribuição de pressão inferior, com a correspondente redução de recuperação de proveitos.
- c. O montante correspondente aos descontos aplicados nestas tarifas opcionais, era até agora recuperado através da tarifa de uso da rede transporte. Contudo, e na sequência da implementação em Portugal das disposições estabelecidas no “Código de Rede de Tarifas”, após recomendação da ACER, a ERSE optou por transferir esta recuperação para a tarifa de uso global do sistema I, de aplicação à totalidade dos consumidores de gás natural.
- d. Tendo em conta os benefícios para o SNGN de forma global anteriormente referidos, o CT concorda com a decisão tomada pela ERSE, quer pela necessidade de conformidade regulamentar, quer por manter o princípio de limitação de construção de redes, permitindo uma mais adequada perequação dos proveitos e tarifas.

## **D. TARIFAS**

### **D.1. Uso da Rede de Transporte**

- a. Nos termos do Regulamento (UE) 2017/460, de 16 de março que estabelece o código de rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás (“Código de Rede de Tarifas”), a ERSE conduziu um processo de consulta pública de forma a propor uma metodologia de preço de referência para a definição de preços baseados na capacidade.
- b. Nos termos do artigo 27.º, n.º 4, do Código de Rede de Tarifas, a ERSE publicou a Diretiva n.º 3/2019, de 18 de março, com a sua decisão fundamentada, tendo por base os comentários recebidos pelos participantes na consulta pública e as recomendações não vinculativas da Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER).
- c. A ERSE aprovou uma metodologia próxima à que foi proposta em Consulta Pública, e que obteve uma avaliação favorável por vários participantes, mas em que os vários

preços de referência, em particular na saída para o VIP, podem assumir valores não-nulos em função dos dados estatísticos relevantes para o bom funcionamento da rede nacional de transporte. Consequentemente, a ERSE substituiu o conceito de custo unitário de capacidade por dois novos parâmetros de alocação de custos, designadamente o fator de valor económico e o fator de utilização física.

- d. Em termos de estrutura tarifária foram eliminados: o preço de energia, as opções de curtas utilizações e os escalões de consumo com preços de energia distintos.
- e. O CT constata que no geral as decisões finais traduziram-se em impactos semelhantes às propostas submetidas a consulta. A principal exceção diz respeito ao parâmetro *entry-exit split* cujo valor apresentado a consulta foi de 40%/60% e que a ERSE decidiu no sentido dos comentários manifestados pelos vários interessados, fixando um valor de 28%/72%, próximo do atual.
- f. O artigo 4º da Diretiva n.º 3/2019, estabelece uma série de regras relativas ao cálculo do desconto a aplicar aos produtos de capacidade interruptível. O CT salienta que esta legislação deixa em aberto aspetos importantes relativos à aplicação do desconto *ex-post*, nomeadamente a definição da quantidade à qual se deve aplicar o preço estabelecido, assim como, aspetos associados à sua liquidação. Neste sentido, o CT recomenda que estes aspetos sejam clarificados em sede de subregulamentação.
- g. O CT reconhece as vantagens da aplicação do Código de Rede de Tarifas aos vários Estados Membros tendo em conta o aumento da transparência e uma maior harmonização das regras a aplicar. Assim sendo, o CT expressa, mais uma vez, preocupação com a aplicação desfasada deste código nos países ibéricos, com prováveis consequências disruptivas na construção do MIBGAS, desconhecendo-se à data, o calendário previsto por Espanha para iniciar a consulta pública que lhe está associada.

### D.3. Tarifas de acesso à rede (TAR)

#### D.3.1 Evolução das tarifas de acesso às redes

- a. A proposta das Tarifas de Acesso às Redes (TAR) apresentada pela ERSE para o ano gás 2019-2020 apresenta variações negativas face ao ano gás anterior, como mostra o seu quadro 0-2.

**Quadro 0-2 - Variação anual das tarifas de acesso às redes**

Tarifas de Acesso às Redes	Variação tarifária 2019-2020/2018-2019
Clientes em AP (> 50 milhões de m <sup>3</sup> /ano) *	-25,1%
Clientes em MP e BP> (> 10 000 m <sup>3</sup> /ano)	-23,1%
Clientes em BP < (< 10 000 m <sup>3</sup> /ano)	-6,8%

(\*) Os limites de consumo indicados são indicativos

- b. As variações mais significativas são para os clientes em AP, MP e BP>, mantendo-se assim uma trajetória decrescente, que permitirá maior convergência dos preços do gás natural (GN) em Portugal com os preços praticados na Europa, o que não deixa de ser

CONSELHO TARIFÁRIO

relevante para a competitividade das empresas portuguesas e para o poder de compra das famílias.

- c. O CT não pode deixar de reconhecer os méritos da ERSE pelos seus esforços regulatórios e também das empresas do sector pela exploração eficiente das infraestruturas, que tem contribuído para as sucessivas diminuições das TAR, como evidenciado na tabela seguinte que apresenta a evolução dos custos médios:

TAR [€/MWh]	2008/09	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20
<b>Centros eletroprodutores</b>			1.56	1.82	2.57	3.05	4.28	4.57	3.31	3.27	1.84	1.28
<b>Cientes Alta Pressão</b>	2.00	1.80	2.09	1.99	2.00	2.15	2.35	2.48	2.33	1.66	0.91	0.67
<b>Cientes Média Pressão</b>	4.00	4.10	6.46	5.50	5.68	6.52	6.88	6.56	4.28	3.72	3.07	2.36
<b>Cientes em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m3</b>	11.30	10.30	16.91	16.69	18.55	20.66	22.07	20.25	15.87	15.21	13.84	10.75
<b>Cientes em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m3</b>	38.90	39.40	35.65	33.03	37.25	40.48	43.25	40.45	32.68	32.54	32.30	30.03

Fonte: ERSE

- d. O CT regista ainda que as variações anuais das tarifas por atividade, indicadas no quadro 0-3, são também todas negativas face ao ano gás anterior, contribuindo assim para a redução dos custos de utilização do SNGN, com exceção da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC) que apresenta um aumento de 44%.
- e. Este aumento da tarifa do OLMC reflete o ajustamento aos proveitos permitidos não recebidos em 2018 relativos ao 1º Semestre de 2018, que não foram considerados na tarifa no ano gás anterior.

Quadro 0-3 - Variação anual das tarifas por atividade

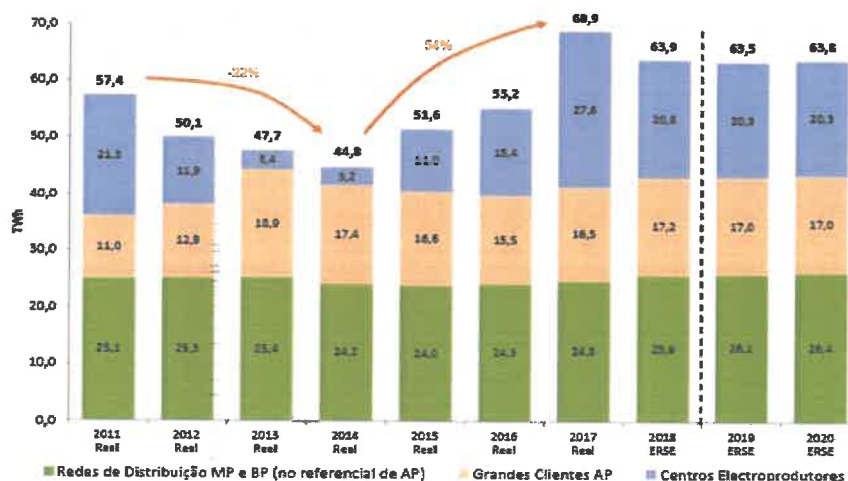
Tarifas por atividade	Variação tarifária 2019-2020/2018-2019
<b>Infra-estruturas de Alta Pressão</b>	
Tarifa de Uso do Terminal de GNL	-17%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	-18%
<b>Acesso às Redes e Gestão Global do Sistema</b>	
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	-21%
Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	44%
Tarifa de Uso Global do Sistema	-19%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	-8%

Fonte: ERSE

- f. Para a redução do valor das TAR importa mencionar:

- i. A diminuição dos custos unitários por força da maior adequação do nível de custos de investimento à procura do GN;
  - ii. O elevado nível da procura de GN que contribui para a diminuição dos custos fixos unitários das infraestruturas, que são recuperados pelas TAR;
  - iii. A melhor conjuntura financeira nacional que tem promovido a diminuição dos custos de investimento a recuperar pelas tarifas.
- g. Refira-se, também, a recente revisão regulamentar que, através da regulação por incentivos, constitui um fator estrutural para a diminuição das tarifas de acesso às infraestruturas de GN, destacando-se as medidas seguintes:
- i. Redefinição das bases de custos das várias atividades reguladas, de modo a que as empresas partilhem com os consumidores os resultados alcançados em termos de diminuição dos custos;
  - ii. Estabelecimento de novas metas de eficiência a aplicar aos custos de exploração;
  - iii. Revisão das taxas de remuneração das atividades reguladas de forma a que reflitam o custo de capital dessas atividades.
- h. O CT reconhece, para efeito dos cálculos dos proveitos permitidos e das tarifas, a previsão conservadora dos consumos anuais globais de gás natural (63,5 a 63,8 TWh), indicados na figura 2-4, onde se verifica um ligeiro acréscimo dos consumos na Rede de Distribuição, a estabilidade do consumo dos Grandes Clientes em AP, e um decréscimo de consumo nos Centros Electroprodutores face a 2017 e 2018.

Figura 2-4 - Evolução do consumo de gás natural em Portugal por ano civil



Fonte: ERSE

### D.3.2 Repercussão nas faturas aos consumidores da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada

- Os comercializadores têm liberdade na forma de cobrança dos custos de entrada da tarifa de URT (ponto 7.1.3 da proposta de tarifas e preços de gás natural) podendo explicitá-los em ponto próprio na fatura ou incorporá-los no preço da energia, opção a acordar entre os comercializadores e os clientes no processo de negociação das condições de preço do fornecimento de gás natural, observando os princípios da transparência e da não discriminação.
- A prática usual entre os comercializadores é a transmissão deste custo incorrido nas faturas aos seus clientes, segundo a tarifa publicada pela ERSE, utilizando normalmente a tarifa de produto anual, que tem vindo a ser sempre igual independentemente do ponto de entrada.
- No entanto, salienta-se o que está plasmado na proposta de tarifas: *“ao contrário de anos anteriores, os preços de entrada são diferentes entre as interligações internacionais e o terminal de GNL em Sines, refletindo a estrutura de preços que resulta da metodologia de preço de referência.”*
- Esta diferenciação, que está patente no Quadro 3-18 da proposta das Tarifas de Acesso às Redes (TAR) apresentada pela ERSE para o ano gás 2019-2020, levanta questões sobre qual o valor que será repercutido nos consumidores.

Quadro 3-18 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada

USO DA REDE DE TRANSPORTE (por ponto de entrada)	Capacidade contratada	
	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/hora)/hora
<b>Interligações Internacionais (Campo Maior e Valença do Minho)</b>		
Produto anual	0,00026487	
Produto trimestral	0,00034433	
Produto mensal	0,00039731	
Produto diário	0,00052974	
Produto intradiário		0,00058272
<b>Terminal GNL</b>		
Produto anual	0,00024396	
Produto trimestral	0,00031715	
Produto mensal	0,00036594	
Produto diário	0,00048792	
Produto intradiário		0,00053671
<b>Armazenamento Subterrâneo</b>		
Produto diário	0,00000000	
Produto intradiário		0,00000000

- O CT reitera a recomendação expressa em pareceres anteriores, no sentido da inclusão, por via regulamentar, deste parâmetro nas tarifas de acesso de cada nível de pressão, garantindo assim a transparência, equidade, uniformidade nas faturas e a comparabilidade das propostas por parte dos consumidores.



**D.3.3 Tarifas de acesso às redes opcionais em média pressão e em baixa pressão > 10 000 m<sup>3</sup>/ano**

- a. Todos os consumidores com faturação em Média Pressão (MP), incluindo os consumidores com ligação em Baixa Pressão (BP) e faturação em MP, com consumos anuais superiores ou iguais a 10 000 000 m<sup>3</sup>/ano podem optar por tarifas de acesso às redes opcionais em MP.
- b. A definição de um valor de desconto a aplicar encontra-se regulamentado através de uma fórmula explícita dependente do consumo e da distância à rede AP de cada ponto de consumo em particular.
- c. Esta tarifa tem como objetivo evitar decisões de investimento inadequadas numa perspetiva global, como a construção de ligações diretas à rede AP por grandes clientes, atualmente abastecidos em MP ou BP, consequência dos pagamentos mais elevados da tarifa de Acesso às Redes de distribuição.
- d. Por outro lado, evita um aumento nas tarifas de Acesso às Redes a serem suportadas por todos os consumidores ligados às redes de distribuição em MP e em BP, devido a uma redução do volume distribuído através destas infraestruturas.
- e. O CT reconhece que a redução deste desconto, de cerca de 7,5%, mantém a contribuição positiva deste mecanismo no sentido de se atingirem os objetivos propostos.”
- f. Recomenda o CT, no entanto, que esta alteração aos parâmetros da fórmula passe também a constar no documento “Proposta de Tarifas GN 2019-2020” e não apenas do documento “Estrutura Tarifária GN 2019-2020”.

**D.3.4 Análise das discontinuidades tarifárias das tarifas de acesso às redes em Média Pressão e em Baixa Pressão**

- a. O CT reconhece como positivo o estudo apresentado sobre a “Avaliação dos impactos económicos na faturação dos consumidores na fronteira dos escalões de consumo”.
- b. No entanto, e tal como referido no seu último parecer relativo à “Revisão Regulamentar do Setor do Gás Natural para o novo período de Regulação” (71.ª Consulta Pública), cabe ao CT salientar que resulta como conclusão do próprio estudo a manutenção de consumidores nas zonas de fronteira entre os diversos níveis tarifários.
- c. O CT não pode deixar de concordar que a introdução de escalões de consumo das TAR permitem introduzir alguma continuidade nos tarifários entre os vários níveis de pressão, contribuindo para uma desejável harmonização tarifária. No entanto, entende o CT que continuam a subsistir consideráveis discrepâncias que importa evitar.
- d. De facto, como se pode observar no quadro 10-2 constante do documento Estrutura Tarifária, a existência de 2 escalões de consumo para os mesmos níveis de pressão traduz-se em faturas anuais e preços médios muito distintos, em especial para consumidores na fronteira dos escalões de consumo:

CONSELHO TARIFÁRIO

Quadro 10-2 -Características dos consumidores em BP> e MP com consumos anuais superiores a 100 000 m<sup>3</sup>, com tarifas do ano gás 2019-2020

Tarifas 2019-2020			N.º Consumidores	Consumo Médio (m³/ano)	Modulação Média (dias/ano)	Faturação Média (€/ano)	Preço Médio (€/MWh)
BP>	100 000	699 999	646	252 954	129	106 765	36,38
	700 000	999 999	85	813 236	155	286 124	30,15
MP	1 000 000	1 999 999	135	1 428 434	150	446 802	26,81
	2 000 000	>2000000	175	6 720 797	175	2 021 916	25,79

- e. Decorre da própria análise da ERSE que existem consumidores que, aumentando os seus consumos e tornando-se potencialmente menos eficientes, poderiam beneficiar de um desconto na sua fatura média, como mostra o Quadro 10-4:

Quadro 10-4 - Impactes económicos na faturação dos consumidores nas fronteiras dos escalões de consumo para o ano gás 2019-2020

Fronteira	N.º Consumidores afetados	N.º Consumidores afetados (%)	Desconto médio (€/ano)	Desconto médio (%)	Total anual do desconto (€/ano)	Total anual do desconto na fatura final (%)
BP> 700 000	14	1,3%	-9 629	-3,7%	-134 803	-0,2%
BP> 1 000 000	24	2,3%	-24 717	-7,1%	-593 217	-2,4%
MP 2 000 000	2	0,2%	-7 248	-1,2%	-14 496	0,0%

- f. Uma análise simples aos quadros 3-37 e 3-40 da Proposta de Tarifas, onde constam os novos tarifários das TAR, confirma os diferenciais significativos para os consumidores nas fronteiras:
- Um consumidor em BP> no escalão de consumo inferior a 700 000 m<sup>3</sup>/ano suporta um termo de energia fora de vazio de 6,928€/MWh, um valor 78% acima do faturado a um consumidor enquadrado no escalão de consumo entre os 700 000 m<sup>3</sup>/ano e 1 000 000 m<sup>3</sup>/ano, que suporta um termo de energia de 3,887€/MWh.
  - Os consumidores em MP com consumos inferiores a 2 000 000 m<sup>3</sup>/ano suportam uma TAR associada ao consumo de energia fora de vazio de 1,464€/MWh, um valor médio 40% acima dos consumidores com consumo superior a 2 000 000 m<sup>3</sup>/ano de 1,057€/MWh.
- g. Como já referido neste parecer, o CT reconhece que a implementação da Tarifa de acesso às redes opcionais em média pressão e em baixa pressão > 10 000 m<sup>3</sup>/ano veio aproximar as TAR suportadas por consumidores em MP que consomem um volume superior a 10 milhões de m<sup>3</sup>/ano e os consumidores ligados em Alta Pressão.
- h. No entanto, a Tarifa de Acesso às Redes suportada por um consumidor em MP com consumos superiores a 10 milhões de m<sup>3</sup>/ano e que não esteja próximo da rede de AP, é 2,5 vezes superior à aplicável a um consumidor em MP com consumo superior a 50 milhões de m<sup>3</sup>/ano (que pode usufruir de tarifa AP).

- i. O CT insta de novo a ERSE a prosseguir na aproximação das curvas tarifárias entre os níveis de pressão distintos, para consumos semelhantes, conforme tem vindo a ser solicitado por este Conselho.

#### **D.4. Opções tarifárias**

- a. Na presente proposta, a ERSE introduziu algumas alterações à estrutura tarifária aplicável ao uso da rede de transporte, na sequência da consulta pública efetuada no âmbito da implementação do “Código de Rede de Tarifas”, e da análise realizada pela ACER sobre a proposta inicial da ERSE para adoção deste regulamento, tendo designadamente eliminado a tarifa de curtas utilizações, e a componente variável baseada em “energia veiculada” das tarifas de acesso.
- b. Embora o CT compreenda as razões para a eliminação desta opção tarifária, nomeadamente as que derivam da interpretação da ACER quanto às limitações impostas pela adoção deste código, não pode deixar de salientar que esta decisão constitui uma redução das opções ao dispor dos consumidores.
- c. Já em pareceres anteriores o CT tinha frisado a importância da existência de opções tarifárias de acesso às infra-estruturas que fossem ao encontro do perfil de consumo das diversas tipologias de consumidores, como forma de potenciar uma maior utilização do sistema nacional de gás natural.
- d. Neste contexto, considera o CT que este poderia ser o momento adequado para a ERSE introduzir o conceito das opções tarifárias cumulativas (“empilhamento de tarifas”) nas saídas da rede de transporte que, ao conferir uma maior flexibilidade à contratação de capacidade, permitem uma melhor adaptação aos vários perfis de consumo existentes, induzindo maiores consumos e fatores de utilização do SNGN.
- e. Paralelamente ao referido, o CT tem vindo a refletir sobre a importância de assegurar opções de contratação flexíveis para os consumidores, em particular aqueles que, pela sua dimensão, disponham de sistemas de telecontagem. Nestes termos, e em face da atual dinâmica e diversidade de ofertas comerciais, considera o CT que seria positivo a ERSE avaliar a introdução de empilhamento de contratos de diferentes comercializadores num mesmo ponto de entrega, tendo a convicção de que esta medida seria potenciadora das dinâmicas de mercado, notando-se que esta opção já existe noutros países.
- f. Adicionalmente, o CT considera que, desde que esteja contratualizada com o consumidor a repartição dos fornecimentos entre os comercializadores desse mesmo ponto de entrega, esta medida poderia disponibilizar mais opções aos consumidores.
- g. O CT tem presente que o passo que se preconiza no ponto anterior exige reflexão e a sempre competente avaliação da ERSE para que todos os aspetos necessários à sua correta implementação resultem ajustados. Neste sentido, o CT sugere a

implementação de um projeto-piloto que permita com rapidez convergir nas metodologias mais adequadas para assegurar a sua correta implementação.

#### **D.5. Tarifa social**

- a. A tarifa social de fornecimento de gás natural constitui uma medida de política de justiça social, que garante o acesso a este bem essencial pelos consumidores economicamente vulneráveis, independentemente do seu prestador, em condições de menor esforço financeiro e maior estabilidade tarifária.
- b. A tarifa social de gás natural, criada pelo Decreto-lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, consiste num desconto, aprovado por Despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, na tarifa de acesso às redes de gás natural em baixa pressão, que compõe o preço final faturado ao cliente de gás natural.
- c. A Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, que aprovou o Orçamento do Estado para 2016, veio alterar o Decreto-Lei n.º 138-A/2010 e o Decreto-Lei n.º 101/2011 redesenhando, no seu art.º 121º, os descontos sociais existentes para o acesso ao serviço essencial de fornecimento de energia com vista à definição de um modelo único e automático e ao alargamento do atual número de beneficiários efetivos, sem diminuição do valor do desconto a praticar face aos descontos sociais em vigor até àquela data.
- d. O acesso ao benefício da tarifa social de energia elétrica e de gás natural passou, assim, a ser realizado através de um mecanismo de reconhecimento automático, com efeitos a partir de 1 de julho de 2016, centralizado na Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG).
- e. O membro do Governo responsável pela área da energia aprovou, através do Despacho N.º 4001/2019, de 10 de Abril, o desconto da tarifa social de gás natural aplicável a partir de 1 de Julho de 2019, correspondendo a um desconto de 31,2 % sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais de gás natural, excluído o IVA, demais impostos, contribuições, taxas e juros de mora que sejam aplicáveis.
- f. Podem beneficiar da tarifa social todos os consumidores que, cumulativamente, reúnam as seguintes condições:
  - i. Tenham um contrato de fornecimento de gás natural em seu nome, destinado exclusivamente a uso doméstico em habitação permanente, com consumo anual inferior ou igual a 500 m<sup>3</sup>, e,
  - ii. Se encontrem a receber da Segurança Social um dos seguintes apoios:
    - Complemento solidário para idosos;
    - Rendimento social de inserção;
    - Subsídio social de desemprego;
    - Abono de família (primeiro escalão);

- Pensão social de invalidez.
- g. O CT entende ser pertinente refletir sobre a possibilidade/viabilidade de tornar o acesso à tarifa social de gás natural menos rígido, em duas vertentes:
  - i. Através da inclusão de mais escalões de Abono de Família e da Pensão Social de Velhice via SS;
  - ii. Através do alargamento do acesso à tarifa social no gás natural via AT, nos mesmos moldes que existe para a energia elétrica.
- h. Conforme apresentado no Quadro 3-46, cerca de 35 700 clientes beneficiavam de tarifa social de gás natural no final do 4.º trimestre de 2018, representando um acréscimo de 4% em relação ao trimestre homólogo, e de 2% em relação ao trimestre anterior. Para o ano gás 2019-2020 prevê-se que cerca de 36 mil clientes continuarão a beneficiar de tarifa social de gás natural.

**Quadro 3-46 Evolução clientes beneficiários da tarifa social de gás natural**

	T1 2016	T2 2016	T3 2016	T4 2016	T1 2017	T2 2017	T3 2017	T4 2017	T1 2018	T2 2018	T3 2018	T4 2018	Variação T42018/T42017	Variação T42018/T32018
Merçado Regulado	2 026	2 951	4 517	3 774	4 307	4 159	4 015	3 425	3 360	3 292	3 234	3 019	-12%	-7%
Merçado Livre	12 077	13 055	23 238	30 139	30 258	30 724	30 937	30 940	31 625	31 640	31 847	32 679	6%	3%
Total	14 103	16 006	27 755	33 913	34 565	34 883	34 952	34 365	34 985	34 932	35 081	35 698	4%	2%

FONTE: ERSE

- i. O número de famílias que beneficiam da tarifa social cresceu acentuadamente durante os terceiro e quarto trimestres de 2016 devido ao mecanismo de reconhecimento automático da qualidade de beneficiário, com efeitos a partir de 1 de julho de 2016.
- j. Este acréscimo do número de beneficiários da tarifa social ocorre num contexto em que o desemprego regista valores historicamente baixos e decrescente nos últimos anos. Por esta razão o CT recomenda que seja fornecida informação mais detalhada designadamente por tipo de beneficiário.
- k. De igual modo o CT considera que seria útil a explicação da evolução do número de beneficiários e do inerente custo desde 2017.
- l. Atenta a importância e impacto da tarifa social no combate à pobreza energética, o CT considera pertinente que a ERSE desenvolva diligências tendentes a promover o acompanhamento desta medida social.

#### D.6. Taxas de ocupação do subsolo (TOS)

- a. O regime geral das taxas das autarquias locais está consagrado na Lei nº 53-E/2006, de 29 de dezembro, estabelecendo-se neste diploma que compete às Assembleias Municipais a definição das taxas municipais.



- b. Nos contratos de concessão assinados entre o Estado e as empresas distribuidoras de gás natural, aprovados pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 98/2008, de 8 de abril, estabeleceu-se o direito de estas poderem repercutir nos consumidores o valor integral das taxas de ocupação do subsolo cobrado pelas autarquias locais.
- c. Por sua vez, a Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, que aprovou o Orçamento do Estado para 2017, estabeleceu no n.º 3 do seu Art.º 85.º que a TOS “é paga pelas empresas operadoras das infraestruturas, não podendo ser refletida na fatura dos consumidores”, sendo que a regra estabelecida não foi efetivada.
- d. No que respeita à Lei do Orçamento de Estado para 2019 (Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro), consagrou-se o seguinte:

*“Artigo 246.º*

*Quadro legal enquadrador das taxas de ocupação do subsolo*

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

*2 - A alteração legislativa prevista no número anterior deve assentar a incidência na efetiva ocupação do subsolo e assegurar a fixação de um limite mínimo e máximo indicativo do valor das taxas de ocupação do subsolo para os fornecimentos em BP< [menor que] e para os fornecimentos em BP> [maior que] e MP por parte dos municípios, atendendo aos princípios da objetividade, proporcionalidade e não discriminação”.*

- e. Em virtude das alterações introduzidas pelas normas consagradas nos Orçamentos do Estado para 2017 e 2019, o CT entende que é crucial finalizar o processo de definição do quadro regulamentar da TOS, uma vez que as referidas alterações geram expectativas junto dos consumidores e insegurança junto dos agentes económicos do setor.
- f. Considera ainda o CT que, qualquer solução que venha a ser encontrada, no âmbito da aplicação referida no ponto anterior, deve assegurar o respeito pelo equilíbrio económico-financeiro dos operadores de rede, nos termos previstos nos seus contratos de concessão e na regulamentação em vigor.
- g. Igualmente o CT reitera a recomendação constante de pareceres anteriores, no que se refere à necessidade de serem estabelecidos tetos máximos para as taxas a aplicar (como se verifica no IMI e nas Taxas Municipais de Direito de Passagem nas telecomunicações), e mecanismos que promovam a homogeneização da sua aplicação.
- h. Em virtude do peso que as TOS assumem na fatura final dos consumidores, o CT recorrentemente tem emitido recomendações que apontam para a necessidade de alteração do enquadramento regulamentar destas taxas. Nomeadamente:
  - A heterogeneidade de taxas entre municípios tem sido causa de acentuadas diferenças no preço final faturado aos consumidores de GN. A reforçar esta ideia



constata-se a existência de municípios onde as TOS têm um peso nas faturas dos consumidores domésticos de mais de 60% quando comparados com as TAR enquanto noutros municípios onde tal taxa não se aplica;

- Para os consumidores industriais esta taxa afeta de forma significativa a sua competitividade:
  - Interna - para o mesmo setor de atividade uma empresa vê o seu custo de contexto agravado face a um seu competidor, em função das respetivas localizações no território nacional;
  - Externa - afetada por uma taxa que, sendo efetiva e penalizadora para a sua atividade, em comparação com as suas congéneres internacionais, não se reflete corretamente nos estudos comparativos internacionais relativos ao custo do GN;
  - Acresce a circunstância de que as TOS, não sendo recuperáveis (como o caso do IVA para consumidores não domésticos), são internalizadas pelos consumidores qualquer que seja o escalão de consumo, incidindo ainda sobre elas o IVA à taxa em vigor à data da faturação;
  - Sendo resultado da aplicação de taxas municipais, de referir ainda que a TOS é sujeita a alterações sistemáticas que impedem a previsibilidade e a estabilização dos custos, que são vetores determinantes para qualquer atividade económica.
- i. Considerando que a informação sobre as TOS é de difícil consulta por se encontrar nas páginas da Internet dos operadores das redes de distribuição (ORD), é entendimento do CT que a ERSE deve promover a disponibilização no seu portal de um simulador nacional desta componente, auxiliando a decisão de investidores na instalação de atividades económicas num determinado município com o conhecimento prévio do impacte das TOS na sua fatura, e melhorando a informação aos consumidores.

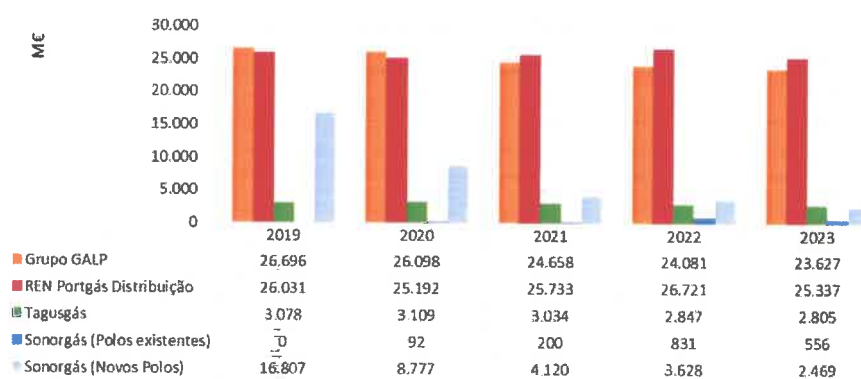
#### **D.7. Investimentos**

- a. O CT tem recomendado a análise criteriosa dos investimentos propostos pelas empresas, tendo em conta a sua viabilidade económico-financeira, de modo a evitar possíveis impactos negativos nas tarifas do gás natural.
- b. O CT reconhece a importância do documento de Análise dos Investimentos do Setor do Gás Natural, que analisa os investimentos apresentados pelas empresas reguladas:

	<b>2017E</b> (Estimado)	<b>2018P</b> (Previsto c/ Orçamento)	<b>2019P</b> Previsto	<b>TOTAL</b>
<b>RNTGN</b>	<b>5,55</b>	<b>6,58</b>	<b>7,46</b>	<b>19,59</b>
Terminal de GNL de Sines	4,28	4,60	4,25	<b>13,13</b>
Armazenamento Subterrâneo	1,23	4,34	7,34	<b>12,91</b>
<b>RNDGN</b>	<b>47,37</b>	<b>63,65</b>	<b>51,07</b>	<b>162,09</b>

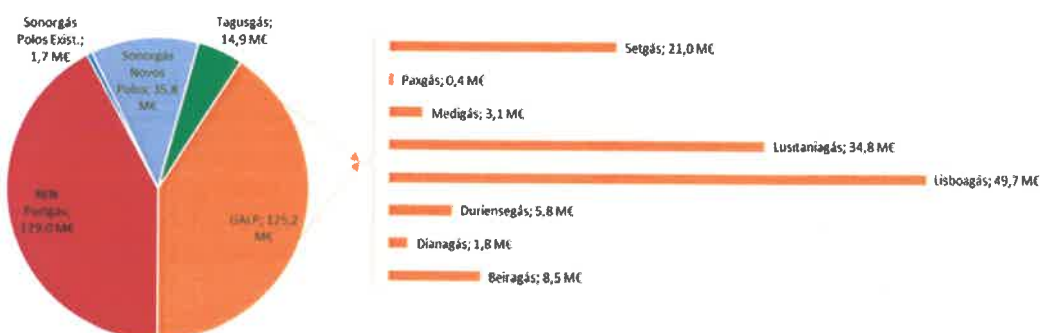
Fonte: Quadro 1.1 - Relatório Análise dos Investimentos do Setor do Gás Natural - Junho 2018 (Grupo REN, Grupo Galp, REN Portugal Distribuição, Tagusgás e Sonorgás).

- c. O CT regista a ponderação nos investimentos da RNTIAT.
- d. Relativamente à RNDGN, estiveram recentemente em consulta pública os Planos de Desenvolvimento e Investimento da Rede, tendo o CT reconhecido a melhoria significativa da informação disponibilizada, em particular, face à versão anterior das propostas, sendo de assinalar o esforço no exercício do desenvolvimento de uma visão consensualizada sobre o papel do setor do gás natural no futuro, que permita orientar o desenvolvimento das redes de gás natural.
- e. De acordo com as propostas de PDIRD, o investimento discriminado por operador é o seguinte<sup>8</sup>:



Fonte: Grupo GALP, REN Portugal Distribuição, Sonorgás e Tagusgás

<sup>8</sup> O CT entende que a referência ao Grupo Galp deve ser entendida como Grupo GGND.



Fonte: Grupo GALP, REN Portugal Distribuição, Sonorgás e Tagusgás

- f. O CT constata que as propostas apresentadas repartem o investimento de uma forma quase equitativa por cada um dos 5 anos considerados, com a exceção da Sonorgás, no que se refere aos novos polos de consumo. Para estes novos polos, o valor do investimento anual apresenta um montante mais elevado em 2019, reduzindo-se progressivamente nos anos seguintes.
- g. O CT reitera a necessidade de monitorização e responsabilização dos operadores sobre os volumes associados a estes investimentos, de forma a que a desejável expansão da rede de abastecimento tenha em conta a sustentabilidade do SNGN, contribuindo, se possível, para a redução do custo unitário da sua utilização.

#### D.8. Preços regulados

- a. De acordo com a regulamentação vigente, nomeadamente o RRC, a ERSE deve aprovar os Preços dos Serviços Regulados a prestar pelos ORD e CURs. Estes preços são aplicáveis aos seguintes serviços:
  - Serviços de Interrupção e de Restabelecimento do Fornecimento;
  - Quantia mínima a pagar em caso de mora;
  - Leitura Extraordinária
- b. Na Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-2020, nem os ORD, nem os Comercializadores de Último Recurso Retalhistas apresentaram à ERSE propostas para os preços dos serviços regulados.
- c. Considerando a opção dos ORD e CURs por não apresentação de propostas, o CT considera apropriada a opção da ERSE pela manutenção dos preços do Ano Gás Anterior.
- d. A proposta apresentada pela ERSE para os encargos de ligação à rede de distribuição de instalações com consumo superior a 10.000m<sup>3</sup>/ano denota uma redução em relação ao Ano Gás anterior, situação que, pelo seu impacto positivo, merece o acordo do CT.

#### **D.9. Transporte rodoviário de GNL para as UAGs**

- a. A introdução de gás natural em zonas do território nacional em que o transporte até às redes de distribuição local se demonstrou inviável realizar pela expansão da rede de transporte, face aos custos desproporcionados que representaria, tem vindo a ser garantida pelo desenvolvimento de UAGs (Unidades Autónomas de Gás) que são abastecidas com GNL por transporte rodoviário, a partir das quais o gás natural, após regaseificação é injetado nas redes de distribuição locais.
- b. Este modelo tem seguido uma lógica de desenvolvimento económico e social, permitindo que zonas mais remotas tenham acesso a esta forma de energia, em condições competitivas, beneficiando nomeadamente do efeito de escala do conjunto do SNGN.
- c. Para o anterior objetivo, foi relevante a opção de perequar os custos de transporte rodoviário do GNL na tarifa nacional de transporte, para garantir a uniformidade tarifária nacional, considerando a dispersão geográfica das UAGs, traduzida em distâncias diferentes dos Terminais de GNL utilizados para a carga das cisternas, assumindo aqui especial relevância o de Sines.
- d. Foi assim estabelecida a função regulada de Gestor Logístico das UAGs (GL-UAG), que tem vindo a ser assegurada pelo CURG enquanto entidade independente que, pela sua responsabilidade de fornecimento ao mercado com tarifa transitória (inicialmente o mais relevante nos consumidores ligados a UAGs), se afigurou como a entidade mais adequada para o efeito.
- e. O GL-UAG deve assim garantir, em coordenação com os ORDs proprietários das UAGs integradas no SNGN, a programação das cargas de GNL e a contratação do transporte rodoviário de GNL, para permitir o fornecimento contínuo nas redes de distribuição, mitigando os riscos inerentes ao fornecimento discreto a estas instalações.
- f. Neste enquadramento, torna-se assim especialmente necessário um controlo dos custos associados ao transporte rodoviário de GNL, assegurando a sua eficiência.
- g. A metodologia que tem sido aplicada pela ERSE prevê assim a aceitação de um custo máximo de transporte rodoviário que incorpora um sobrecusto face à tarifa de transporte rodoviário, devendo o diferencial ser suportado pelo comercializador.
- h. O custo máximo aceite assume naturalmente valores diferenciados por UAG, considerando a distância quilométrica ao Terminal de GNL, de forma a limitar a diferenciação tarifária geográfica.
- i. Em termos de metodologia, o GL-UAG apresenta ao ORT a totalidade dos custos envolvidos no transporte rodoviário para recuperação dos mesmos (trata-se de atividade exercida em pass-through), devendo o ORT refaturar aos agentes de mercado o referido diferencial face ao preço máximo.

- j. Na proposta de tarifário apresentada ao CT, a ERSE discute detalhadamente as evoluções recentes verificadas nos custos de transporte rodoviário, nomeadamente as que resultaram das alterações ao Contrato Coletivo de Trabalho dos Motoristas de Matérias Perigosas, bem como dos custos diretos envolvidos, como o preço do combustível e das portagens.
- k. Na avaliação da informação disponível, a ERSE nota em particular que as entidades diretamente envolvidas nesta atividade (ORT e GL-UAG) apresentaram propostas de revisão da fórmula de preço em aplicação, considerando a evolução dos parâmetros mais relevantes<sup>9</sup>:

$C(a) = F \times E \times \text{Distância} + \text{TF}$ , em que:

Ca (em €) – Custo máximo que pode ser aceite pelo ORT, definido por UAG

F [€/ (MWh\*km)] – Fator Multiplicativo, definido anualmente pela ERSE

E [MWh] – Energia transportada por carga

Distância [km] – Distância reconhecida por UAG

TF [€] – Termo Fixo, definido anualmente pela ERSE

**Propostas de revisão dos Parâmetros da Fórmula e Impacto no Preço Máximo aceite**

Parâmetros	Em vigor AG2018-19	Proposta GL-UAG	Proposta ORT
F [€/ (MWh*km)]	0,0078	0,0078	0,0086
TF [€]	102	378	110

- l. No entanto, os elementos apresentados pela ERSE não permitem uma análise completa da situação, desde logo por ser referido um total de 4672 cisternas transportadas em 2018, resultando das informações prestadas pelo GL-UAG ao CT, apenas 2723 (58%) foram realizadas sob a égide dos contratos celebrados por esta entidade.
- m. Tem sido posição recorrente do CT a necessidade de que as atividades associadas às UAGs sejam adequadamente enquadradas e monitorizadas, de modo a prevenir a criação de custos ociosos e excessivos para o conjunto do SNGN.

<sup>9</sup> A título de exemplo, para uma carga típica de 300 MWh destinada a UAG localizada a 300 km do Terminal de Sines, os parâmetros anteriores conduziriam a preços máximos de: AG2018-19 – 1.506 €; Proposta GL-UAG – 1.782 € (aumento de 18.3%); Proposta ORT – 1.658 € (aumento 10.1%)

- n. No entanto, o CT tem presente os objetivos de coesão territorial que nortearam a criação da rede de UAGs, sendo a uniformidade tarifária um dos pilares operacionais desse objetivo.
- o. Assim, o CT considera que a proposta da ERSE poderá pecar por não garantir, pelo menos para as UAGs do SNGN (i.e. da propriedade dos ORDs), os custos do transporte rodoviário contratado pelo GL-UAG sejam cobertos pela tarifa de transporte.
- p. Doutro modo, poder-se-ia criar uma diferenciação entre os tarifários disponibilizados aos consumidores ligados em redes de UAGs, face aos disponíveis para os consumidores diretamente fornecidos por redes interligadas com a rede de transporte, o que se afigura menos desejável.
- q. Deste modo, o CT recomenda que a fórmula de preço a aprovar pela ERSE permita essa cobertura dos custos do transporte rodoviário para as UAGs do SNGN.
- r. Sem prejuízo do anterior, o CT concorda com a necessidade de realização de um estudo mais amplo como sugerido pela ERSE, envolvendo todos os *stakeholders* relevantes, que permita analisar as questões mais relevantes para a construção do preço do transporte rodoviário de GNL, como, sem limitação, os processos de contratação dos transportes (considerando também aqui os recentes desenvolvimentos ao nível laboral), a problemática das cargas parciais, refaturação aos comercializadores do sobrecusto face à tarifa de transporte, e impacto deste sobrecusto no preço final do gás.

#### **D.10. Proveitos Permitidos**



##### **D.10.1. Proveitos unitários médios**

- a. O proveito unitário médio das redes e infraestruturas obtido ao dividir os proveitos regulados sem ajustamentos pelas quantidades veiculadas, traduz um indicador que o CT tem vindo a acompanhar nos últimos anos.
- b. Pretende-se assim comparar o proveito unitário médio do custo das infraestruturas e redes de GN para o preço final da energia consumida, tendo por base os ativos associados e a sua remuneração, bem como os custos operacionais regulados, sem o efeito dos ajustamentos de anos anteriores.
- c. Os custos comparados das infraestruturas entre Portugal e Espanha têm por base, respetivamente, os valores da proposta de tarifas em discussão e os valores de proveitos e consumos publicados em Espanha pela CNMC no âmbito da publicação de tarifas <sup>10</sup>.
- d. Tendo em conta a relação do proveito unitário em PT/ES, constata-se que embora em ambos os países tenha havido uma redução dos proveitos unitários relativamente ao ano anterior, a redução em Portugal foi mais expressiva.

<sup>10</sup> Para análise do custo unitário das infraestruturas mantiveram-se as quantidades previstas para 2018.



**Proveitos unitários das infraestruturas em Portugal e Espanha (€/MWh)**

	TERMINAL (energia regasificada (t-1))		TRANSPORTE (energia à saída da rede (t-1))		DISTRIBUIÇÃO (energia à saída da rede (t-1))	
PORTUGAL	2018-19	2019-20	2018-19	2019-20	2018-19	2019-20
	1,55	1,39	1,34	1,25	8,55	8,66
ESPAÑA	2018	2019	2018	2019	2018	2019
	2,38	2,16	2,33	2,28	8,83	8,98
Pt/Es	65%	64%	58%	55%	97%	96%

Fonte: ERSE, CNMC

- e. O CT reconhece que, sem o efeito de ajustamentos ou da aplicação das tarifas que conduz a uma distribuição específica dos custos de uso das redes pelos utilizadores diferente do seu proveito médio, as infraestruturas e redes de gás em Portugal em termos médios apresentam um nível de utilização e de proveitos das infraestruturas que ao compararem positivamente com os custos de um mercado maduro, contribuem para custos totais de energia competitivos para os consumidores nacionais.

**D.10.2. Proveitos e procura**

- a. Os proveitos permitidos das empresas reguladas, não considerando os ajustamentos anuais, têm apresentado um custo unitário do serviço prestado decrescente em todas elas, muito em linha com o esforço exigido ao setor pela ERSE, ao fazer refletir na taxa de remuneração dos ativos o comportamento favorável dos mercados e da dívida pública nacional e a redução dos custos operacionais das empresas, a par do aumento da procura em todos os segmentos não elétricos.
- b. O CT não pode assim deixar de registar positivamente a trajetória de preços resultante deste esforço com consequências positivas para todos os utilizadores e demonstrado no ponto anterior.
- c. Os níveis de procura das infraestruturas e redes de GN têm seguido uma trajetória irregular com variações significativas induzidas pelo consumo dos produtores de energia elétrica em regime ordinário. A volatilidade da procura reflete-se assim e fundamentalmente nas infraestruturas de alta-pressão onde estes estão ligados, sendo que as medidas de estabilização tarifária implementadas pela ERSE, têm permitido mitigar os efeitos desta volatilidade.
- d. No mercado convencional (industrial, comercial e residencial), ou seja, sem os produtores de eletricidade em regime ordinário (PRO), os consumos têm vindo a aumentar de forma sustentada desde 2015. O máximo de sempre foi atingido em 2013 com 44,5 TWh nestes segmentos e em 2018 aproximou-se do máximo com 43,8TWh<sup>11</sup>.

<sup>11</sup> Deve ainda atender-se que estes volumes não são diretamente comparáveis, pela cessação de atividade no período de cliente com 1 TWh de consumo anual

Considerando apenas a parte da Distribuição sem UAG atingiu mesmo o máximo de sempre 25,1TWh em 2018 quando o último máximo era de 2013 onde tinha atingido 24,6 TWh.

- e. Também as UAG de Portugal Continental apresentam um aumento de consumo consistente, registando um total de 1,46 TWh em 2018 substancialmente superior ao último máximo de 0,97 TWh, ocorrido em 2013.
- f. Em conclusão, o CT constata a evolução positiva de todos os indicadores de custo tendo em conta as decisões regulatórias e o comportamento da procura reiterando a necessidade de assegurar que conduzem a resultados sustentáveis para o setor.

#### **D.10.3. Nível de proveitos**

- a. Tendo em conta o exposto, o CT não pode deixar de referenciar que, para além das decisões da ERSE e do comportamento da procura já sinalizados, o setor do GN (entendido as empresas e os consumidores), está sujeito a um conjunto de medidas legislativas com potencial impacte na sua sustentabilidade: às empresas pela limitação da sua capacidade financeira; aos consumidores pela política fiscal em geral que penaliza o consumo de energia com um IVA elevado; e aos produtores de eletricidade com recurso ao GN pela aplicação de ISP, e outras medidas que afetam a escala do setor.
- b. O CT considera que ainda não foi avaliado o efeito conjugado do esforço de otimização de custos já realizado e em curso, por decisões regulatórias naturalmente objeto de decisão da ERSE, com a redução de resultados induzida por medidas legislativas, como por exemplo a contribuição especial para o setor energético (CESE).
- c. Neste ultimo caso, a referida contribuição, sendo aplicada sobre ativos e não sobre resultados, afeta os níveis de rendibilidade das empresas por ser aplicada depois de impostos, o que conduz a uma redução de 0,85% na renumeração depois de impostos, o que corresponde a uma redução da remuneração efetiva das empresas.
- d. Neste enquadramento o CT recomenda que a ERSE considere também estes efeitos exógenos na avaliação do equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas.

#### **D.11. Injeção de biometano na rede de gás natural\_TG**

- a. O “Quadro de Ação Nacional para a criação de uma infraestrutura para combustíveis alternativos”, aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 88/2017, de 26 de junho, estabelece que:
  - i. A substituição do consumo de gás natural por biometano não só acarreta mais-valias a nível ambiental, como também em termos de segurança de abastecimento, podendo mesmo contribuir para a redução da dependência energética externa;
  - ii. Face ao desenvolvimento que se tem vindo a verificar ao longo dos últimos anos na rede de transporte e distribuição de gás natural e ao consumo crescente deste combustível, a injeção do biometano na rede GN torna-se uma alternativa

interessante à utilização direta do biometano/biogás para produção de energia elétrica;

- iii. O compromisso de Portugal com a meta a incorporação de 10% de fontes de energia renováveis no setor dos transportes só será possível atingir com recurso aos biocombustíveis;
  - iv. A utilização do biometano no setor dos transportes poderia contribuir para o cumprimento deste compromisso, em especial quando produzido a partir de matéria residual;
  - v. O desenvolvimento de um mercado de biometano em Portugal não requer obrigatoriamente a implementação de uma infraestrutura específica para o abastecimento deste combustível alternativo, sendo possível utilizar as infraestruturas existentes (e a construir) para a distribuição e abastecimento de gás natural.
- b. A Diretiva Europeia das Energias Renováveis (UE) 2018/2001, de 11 de dezembro, incentiva a promoção e utilização de biometano, nomeadamente por via da injeção da rede de transporte e distribuição de gás natural, referindo por exemplo, no seu artigo 20, e para a questão da ligação à rede, o seguinte:
- i. Os Estados-Membros devem também exigir que os operadores das redes de transporte e distribuição publiquem as tarifas de ligação para interligar fontes renováveis de gás com base em critérios transparentes e não discriminatórios;
  - ii. Os Estados-Membros deverão exigir aos operadores das redes de transporte e operadores de redes de distribuição que publiquem regras técnicas, em particular no que diz respeito às regras de conexão de rede que incluem requisitos de qualidade, odor e pressão do gás;
  - iii. Os custos de ligação de novos produtores de gás de fontes renováveis às redes de gás devem basear-se em critérios objetivos, transparentes e não discriminatórios e ter devidamente em conta o benefício que os produtores locais de gás de fontes renováveis incorporam nas redes de gás.
- c. O CT considera que, face aos desígnios nacionais, e europeus, em matéria de energias renováveis, numa fase em que estão a ser definidas tarifas, e parâmetros, que serão também aplicáveis a esta alternativa, nomeadamente no que concerne à aplicação das tarifas de acesso às redes (e aos pagamentos que incidam sobre os trânsitos de biometano na rede de distribuição de GN), desde que em observância com o disposto no Regulamento (UE) 2017/460 da Comissão, de 16 de março de 2017, que estabelece o código de rede que define as regras relativas às estruturas harmonizadas das tarifas de transporte de gás natural, pelo que o CT recomenda que a ERSE desenvolva os necessários ajustes ao modelo de organização e aos princípios de funcionamento do

SNGN, de modo a permitir contemplar devidamente o gás de fontes renováveis (i.e. biometano).

## **E – PARÂMETROS REGULATÓRIOS 2016-2019**

### **E.1. Taxa de remuneração de ativos**

#### **E.1.1. Metodologia de cálculo do Custo de Capital Médio Ponderado (CCMP)**

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

#### **E.1.1.1. Remuneração do Capital das Entidades Reguladas no Período Regulatório 2020-2023**

- a. Na proposta de parâmetros de regulação para o período regulatório 2020-2023, a ERSE mantém a opção metodológica baseada no CCMP aplicada em anteriores períodos regulatórios, assegurando assim a desejável estabilidade regulatória e coerência na metodologia usada.
- b. Para o período regulatório 2020-2023, a ERSE propõe fixar em 5,20% e 5,00% os valores base para a remuneração dos ativos das empresas reguladas com atividade de distribuição de GN e atividade de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, transporte e armazenamento subterrâneo de gás natural, respetivamente.
- c. A aplicação da metodologia de cálculo do custo de capital requer a definição de valores para uma série de parâmetros que têm impacto no valor final do CCMP das empresas reguladas. Para o período regulatório 2020-2023, a ERSE propõe alterações a alguns parâmetros, que se passam a descrever e comentar:

##### **E.1.1.1.1. Determinação do prémio de risco de mercado**

- a. A ERSE utilizou uma metodologia idêntica à do anterior período regulatório quer no setor de gás natural, quer no setor elétrico, que consistiu em adicionar as componentes referentes aos prémios de risco de um mercado maduro e de Portugal;
- b. Assim, para o cálculo do prémio de risco de um mercado maduro a ERSE considerou um valor entre 3,68% e 5,00% que está em linha com valores definidos por outros reguladores europeus;
- c. Para determinar o prémio de risco de Portugal, a ERSE optou por calcular o *spread* entre a média geométrica das *yields* das Obrigações da República Portuguesa com maturidade a 10 anos e a média geométrica das obrigações com maturidade a 10 anos de países UE com *rating* AAA, utilizando um período de dados de 5 anos. O *spread* considerado foi assim de 2,16% para este período regulatório, quando no anterior período regulatório o *spread* considerado tinha sido de 1,68%;

- d. Com base nestes pressupostos, a ERSE obtém um prémio de risco de mercado (PRm) para este período regulatório que pode variar entre 5,84% e 7,16%, quando no período regulatório 2016-2019 o prémio de risco de mercado variava entre 5,88% e 6,28%.
- e. O CT entende que a opção da ERSE de considerar um prémio de risco de Portugal superior para este período regulatório, face ao valor considerado no anterior período regulatório de 2016-2019, carece de melhor justificação, na medida em vivemos atualmente um momento de maior estabilidade e confiança por parte dos mercados na economia nacional, o que não sucedia na altura da definição de parâmetros do anterior período regulatório em que ainda se assistia a alguma turbulência financeira.

#### **E.1.1.1.2. Prémio de risco da dívida**

- a. Outro dos parâmetros objeto de alteração neste período regulatório 2020-2023 foi o prémio de risco da dívida, tendo a ERSE proposto o *spread* de 2,75%, que se traduz num aumento de 0,25% face ao anterior período regulatório.
- b. A fundamentação apresentada pela ERSE para suportar a decisão deste aumento assenta nos seguintes pontos:
  - Custo médio de financiamento das várias empresas do setor do gás natural com atividades reguladas;
  - Algumas empresas reguladas não estarem inseridas em grupos empresariais de grande dimensão e, por conseguinte, não têm capacidade de emissão de dívida aos custos dos grandes grupos económicos;
  - O risco das atividades reguladas;
  - As perspetivas de evolução das condições financeiras para o período regulatório e respetivo mecanismo de indexação;
  - Possibilidade de existência de diferentes estruturas de financiamento entre taxa fixa e variável.
- c. O CT considera que a fundamentação apresentada para suportar esta subida de 0,25% no valor definido para o prémio de risco da dívida carece de melhor justificação.
- d. Observando o gráfico seguinte com a evolução das yields de diversas obrigações da GALP, da REN e da EDP à data da definição de parâmetros para o período regulatório 2016-2019, onde foi definido pela ERSE um *spread* de 2,5%, podemos verificar que a situação económico-financeira era ainda de alguma instabilidade, pelo que o custo médio de financiamento daquelas empresas era mais elevado.



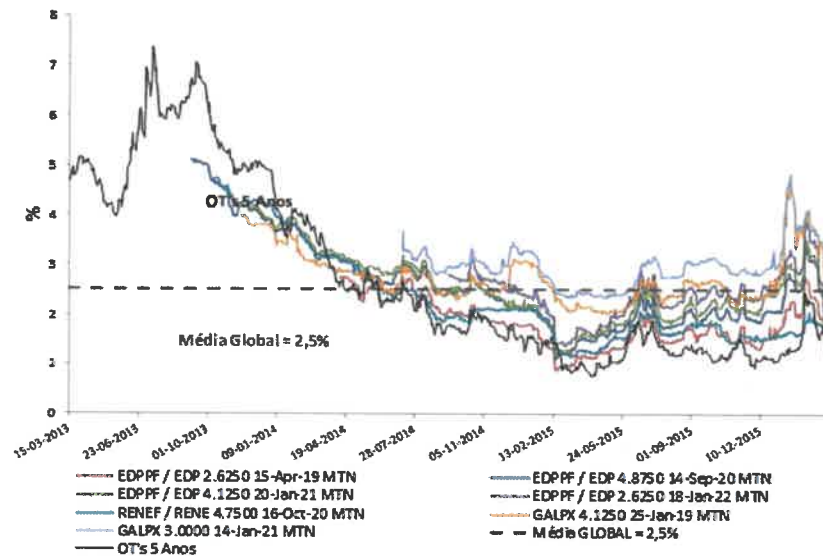
ERSE

ENTIDADE REGULADORA  
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

Handwritten signature

**Figura 5-17 - Evolução das *yields* das obrigações da GALP, da REN e da EDP com maturidade entre 2019 e 2022 e das OTs a 5 anos entre 2019 e 2022 e das OTs a 5 anos**

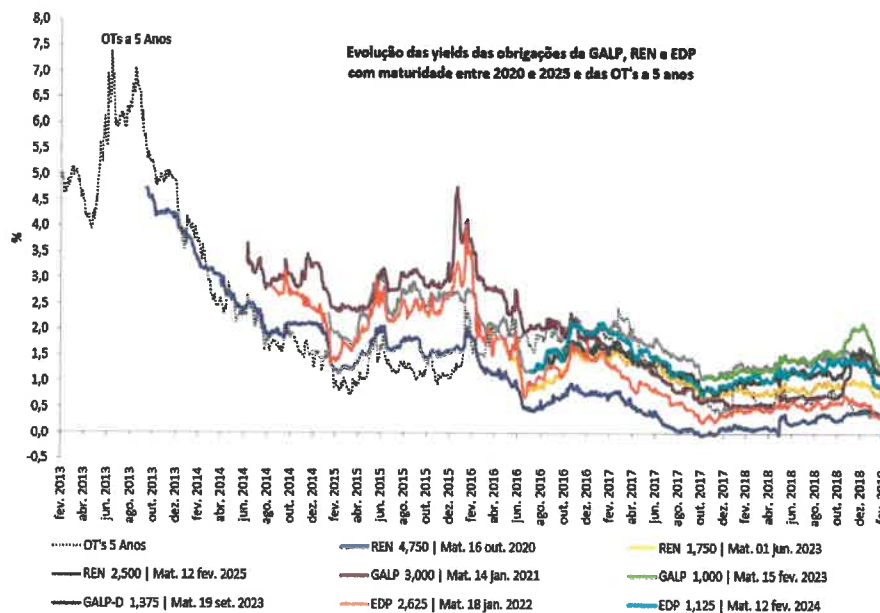


- e. Se observarmos o gráfico com a evolução das *yields* utilizado agora pela ERSE para definir o spread para o prémio de risco da dívida, onde é proposto um aumento de 0,25%, verificamos que desde o final de 2017, com a maior estabilização da situação económico-financeira, também as taxas de juro têm decrescido, pelo que estas



empresas têm registado uma tendência de redução do custo médio de financiamento.

Figura 5-11 - Evolução das *yields* das obrigações da GALP, da REN e da EDP com maturidade entre 2020 e 2025 e das OT a 5 anos



Fonte: ERSE, Reuters

- f. Considerando ainda que a ERSE optou por manter, neste novo período regulatório, o mecanismo de indexação do custo de capital, o custo médio de financiamento já acomoda o risco de uma eventual alteração das respetivas condições de financiamento.
- g. Pelo exposto, entende o CT que a ERSE deve melhor fundamentar a sua opção relativamente à definição deste parâmetro.

#### E.1.2. Consideração geral sobre a taxa de remuneração de ativos

Desde que o SNGN foi criado e regulado, a taxa de remuneração sobre os ativos tem vindo a baixar progressivamente atingindo hoje, em média, cerca de 55% do valor inicial. Acresce sobre estes ativos a Contribuição Extraordinária do Setor Energético. O CT tendo em conta esta trajetória e a sua preocupação com a perenidade do sistema no longo prazo, solicita ao Regulador, dada a complexidade e impacto desta variável, que abra um espaço de discussão sobre a sustentabilidade e o equilíbrio económico-financeiro do Setor.

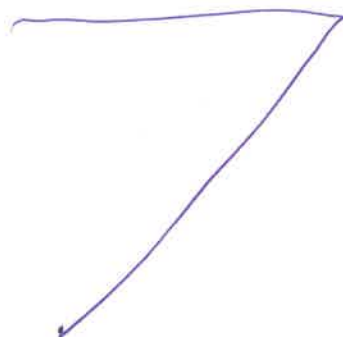
#### E.2. OPEX

##### E.2.1. OPEX da RNTIAT\_PF

- a. A definição dos parâmetros apoiou-se, tal como nos anteriores períodos regulatórios, numa análise pela ERSE do desempenho das atividades reguladas e da aderência entre os indutores de custos utilizados e a evolução dos custos reais para a determinação dos indutores mais adequados. A ERSE procedeu ainda a uma reavaliação das componentes

fixas e variáveis dos custos, assim como do peso de cada uma delas no total dos custos de cada empresa.

- b. A ERSE manteve as metodologias de cálculo de proveitos permitidos das infraestruturas da RNTIAT, tendo atualizado apenas os respetivos parâmetros. Relativamente à atividade de Gestão Técnica do Sistema alargou a regulação por incentivos a todos os custos de exploração, à exceção daqueles considerados não controláveis e que resultem de obrigações do concessionário enquanto gestor global do sistema.
- c. O CT não pode deixar de referenciar que as metas de eficiência a fixar devem estar alinhadas com a evolução de custos do setor. Um requisito de eficiência demasiado exigente pode levar a que as empresas não disponham dos meios suficientes para assegurar as ações de manutenção, reparação ou de investimento que evitem a deterioração da qualidade de serviço, ou a expansão ineficiente da rede.
- d. Quanto mais tempo uma empresa estiver sob uma regulação por incentivos, mais difícil será obter ganhos adicionais de eficiência. Em complemento, à medida que os ativos envelhecem a sua manutenção é naturalmente mais cara.
- e. A ERSE reconhece a dificuldade de estabelecer a comparação do desempenho com empresas similares de outros países a operar nas mesmas atividades, devido à inexistência de estudos públicos. Atualmente, está em curso um novo projeto de *benchmark* dos custos das empresas responsáveis pelo transporte e gestão dos sistemas elétrico e de gás natural europeus (CEER-TCB18), um projeto do CEER. Este projeto plurianual, que se iniciou formalmente em 2017, contempla a repetição do processo de *benchmark* todos os dois anos, o que irá permitir o acompanhamento, em contínuo, do desempenho das empresas.
- f. Para as atividades de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, a ERSE impõe uma meta de eficiência de 2% ao ano, e para as atividades de armazenamento subterrâneo e transporte de GN uma meta de 3%, justificando-as como um fator que internaliza os incrementos de eficiência decorrentes do progresso tecnológico apurado para a atividade de distribuição de GN (2%). Tendo em conta os resultados preliminares do estudo CEER-TCB18, acima referido, o indicador do progresso/retrocesso tecnológico na atividade de transporte de GN é de (-) 0,7%.
- g. O fator de eficiência para a infraestrutura portuguesa de alta pressão de 3% é o segundo mais elevado da Europa, conforme se pode constatar pela análise do quadro 2-1 do documento "Parâmetros de regulação para o período de 2020 a 2023".



**ERSE**ENTIDADE REGULADORA  
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

B  
P**Quadro 2-1 - Formas de regulação e fatores de eficiência da atividade de Transporte aplicados pelos reguladores europeus**

País	Sistema Regulatório - Cost of Service / Rate of Return, regulação por incentivos (Price-Cap / Revenue-Cap, híbrido)	Fator de eficiência aplicado ao OPEX	Fator de eficiência aplicado ao CAPEX
<i>Austria</i>	Modelo híbrido: Revenue Cap (OPEX) e rate of return (CAPEX) (com um mecanismo de 'volume risk' para a remuneração dos capitais próprios através da incorporação de tarifas energyfix tariffs e de um prémio de risco de 3,5%)	Fator de eficiência de 2,45%, mas o NRA não verifica a eficiência dos investimentos	Não tem
<i>Bélgica</i>	Revenue Cap e Cost control incentives	Não tem	Não tem
<i>República Checa</i>	Revenue Cap	Fator de eficiência de 1,01%	Não tem
<i>Alemanha</i>	Revenue Cap baseado em incentivos aplicado ao TOTEX (com avaliação separada de CAPEX e OPEX)	Fator de eficiência de 0,49% aplicado ao TOTEX e fator de eficiência individual dependendo de cada TSO	Fator de eficiência de 0,40% aplicado ao TOTEX e fator de eficiência individual dependendo de cada TSO
<i>Dinamarca</i>	Rate of Return baseado num ano histórico (os proventos permitidos são mantidos em termos reais através de indexação à taxa de inflação). O TSO é detido a 100% pelo Estado, sendo regulado de acordo com o princípio de gestão sem fins lucrativos	n.a.	n.a.
<i>Estónia</i>	Price cap	Não tem	Não tem
<i>Espanha</i>	Modelo híbrido: Revenue Cap e rate of return	Não tem	Sim - o mecanismo de eficiência é aplicado no conceito Continuity of Supply
<i>Finlândia</i>	Revenue Cap (OPEX) e rate of return (CAPEX), com mecanismos de incentivos	Fator de eficiência de 0%	Não tem
<i>França</i>	Modelo híbrido: Revenue Cap (OPEX), rate of return (CAPEX), com mecanismos de incentivos	Fator de eficiência aplicado ao OPEX (líquido total)	Não tem
<i>Reino Unido</i>	Revenue Cap baseado em incentivos aplicado ao TOTEX	Fator de eficiência implícito, com base em benchmarking	Fator de eficiência implícito, com base em benchmarking
<i>Grécia</i>	Cost Plus	Não tem	Não tem
<i>Hungria</i>	Modelo híbrido de regulação baseado em incentivos (Price Cap, Revenue Cap e Quality Regulation). O modelo pode ser definido como "cost-based com incentivos". É feita uma correção anualmente com base na comparação dos custos incorridos com os proventos definidos no início do período, com um cap no resultado da empresa	Fator de eficiência de 1,5%, ou o valor da inflação caso este seja menor	Não tem
<i>Irlanda</i>	Revenue cap baseado em rate of return com incentive based regulation	O fator de eficiência de 1%	Não tem
<i>Itália</i>	Modelo híbrido: Price Cap (OPEX) e rate-of-return (CAPEX)	Fator X de 1,3% anual (média para o setor, uma vez que são definidos fatores específicos por empresa)	Não tem
<i>Lituânia</i>	Modelo híbrido	Fator de eficiência de 1%	Não tem
<i>Luxemburgo</i>	Revenue Cap	Fator de eficiência de 1,0% aplicado ao OPEX controlável	Não tem
<i>Letónia</i>	Modelo híbrido: Revenue Cap (OPEX) e rate of return (CAPEX)	Não tem	Não tem
<i>Holanda</i>	Revenue Cap	Fator de eficiência aplicado ao TOTEX	Fator de eficiência aplicado ao TOTEX
<i>Polónia</i>	Cost of service (com alguns elementos de revenue cap)	Não tem	Não tem
<i>Portugal</i>	Modelo híbrido: Price Cap (OPEX) e rate-of-return (CAPEX)	Fator de eficiência de 3%	Não tem
<i>Suécia</i>	Revenue Cap	Fator de eficiência de 1% aplicado ao OPEX controlável	Não tem
<i>Eslovénia</i>	Revenue Cap	Fator de eficiência de 1,4%	Não tem
<i>Roménia</i>	Revenue Cap	Fator de eficiência de 3,5%	Não tem
<i>Bulgária</i>	Revenue Cap	Fator de eficiência de 0,5%	Não tem
<i>Croácia</i>	Revenue Cap	Fator de eficiência de 1%	Não tem
<i>Irlanda do Norte</i>	Revenue Cap	Fator de eficiência de 1%	Não tem

Fonte: "Parâmetros de regulação para o período de 2020 a 2023", p.12, ERSE, abril/2019

- h. Tendo em conta o acima exposto o CT entende que a aplicação do fator de eficiência da distribuição às atividades de infraestruturas em AP carece de justificação, pois trata-se de um setor maduro sem investimento de expansão de relevo e sujeito há muitos anos a metas de eficiência.
- i. No caso específico da atividade de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, a ERSE manteve o mesmo modelo de regulação, isto é, uma parcela fixa e duas variáveis uma em função da energia regaseificada e outra para cobrir os custos com o consumo de eletricidade do terminal.

- j. Os custos da REN Atlântico com as tarifas de acesso às redes de eletricidade deixaram de ser considerados não controláveis (*pass through*) no período de regulação 2016-2019, tendo sido incluídos na parcela fixa e sujeitos a uma eficiência de 2%.
- k. Tendo em conta que os custos de energia elétrica são contratados em mercado e que os custos com o acesso às redes de eletricidade, cerca de 60% da fatura de eletricidade, resultam das tarifas de acesso fixadas pela ERSE e de quantidades que não dependem da gestão do operador do Terminal, mas do regime de utilização dos agentes de mercado, o CT questiona a proposta da ERSE de impor eficiências sobre tarifas por si fixadas ou preços de mercado não controláveis pelo operador.
- l. Relativamente à atividade de Gestão Global do Sistema, a sua complexidade é crescente bem como os custos decorrentes, em especial dos sistemas de apoio e das competências técnicas associadas aos novos modelos de informação do mercado e implementação dos códigos de rede europeus, pelo que o CT concorda com a opção da ERSE de monitorizar estes custos e, devido à sua natureza não controlável, não os sujeitar a metas de eficiência.

## **E.2.2. OPEX da Distribuição**

### **E.2.2.1. Base de custos e indutores**

- a. O CT verifica que o suporte de dados sobre os custos de exploração das empresas se mantém extenso e permite à ERSE um nível de análise com correlações várias. O CT regista ainda que esta análise permitiu à ERSE validar a correta definição dos indutores como também o seu peso (quadro 3-9 pág. 97 do documento de Parâmetros).
- b. O CT constata na figura 3-21 da página 77 do mesmo documento que em média o conjunto das empresas ficou com os seus custos aceites a um nível de 98,5% dos seus custos reais.
- c. A ERSE refere que o impacto dos custos reais sobre a rentabilidade das empresas é limitado, apesar de terem ficado acima dos custos aceite o que valida a aplicação do mecanismo de incentivos por parâmetros de eficiência. Contudo considera o CT que os mesmos não representem no médio-longo prazo um esforço excessivo, devendo ser assegurada uma adequada repartição dos ganhos conseguidos.
- d. O CT reconhece o esforço contínuo das empresas reguladas no cumprimento das metas de eficiência estabelecidas, recomendando, no entanto, uma permanente monitorização do binómio qualidade do serviço e sustentabilidade do setor. Neste sentido o CT reforça a necessidade das propostas de tarifas incluírem uma versão, ainda que preliminar, do Relatório da Qualidade de Serviço para uma mais completa avaliação.
- e. Para o novo período regulatório a ERSE reduziu o peso relativo dos custos fixos nas empresas licenciadas para 35%, mantendo-o em 40% nas empresas concessionárias. Considerando a continuada redução de custos que se tem verificado, bem como a dimensão relativa destas empresas, resulta menos óbvio para o CT que empresas de



menor dimensão possam acomodar mais facilmente os seus custos fixos, recomendando melhor justificação da proposta ou a manutenção do parâmetro.

- f. No que toca aos custos variáveis, a ERSE manteve o critério do período regulatório anterior, com 25% indexado ao volume distribuído, garantindo a aderência do OPEX à sustentabilidade da tarifa, e 75% indexado ao número de pontos de abastecimento, garantindo a aderência ao crescimento.

### E.2.2.2. Eficiência

- a. O CT constata também nesta matéria o esforço de suporte analítico para a definição das metas de eficiência.
- b. A ERSE apresentou o método de apuramento das novas metas de eficiência depois de posicionadas as empresas em Grupos de Eficiência.
- c. O CT verifica que no quadro 3-15, que define o posicionamento das empresas em Grupos de Eficiência, o impacto do modelo 2 neste período regulatório (apenas pontos de abastecimento) nos dados em Painel altera significativamente os resultados dos níveis de eficiência. Ora, no período regulatório anterior, este impacto não era tão elevado e ao mesmo tempo eram utilizados 3 modelos em cada Metodologia. Nesse sentido o CT solicita à ERSE que se pronuncie sobre a alteração de metodologia, quando o seu impacto parece ser tão elevado.
- d. Nos quadros seguintes apresenta-se o impacto do modelo 2 neste período regulatório e a metodologia do período regulatório anterior:

PERÍODO REGULATÓRIO 2020-23														
Quadro 3-15 - Aplicação da Metodologia Não Paramétrica e Paramétrica (PR 2020-23)														
Distribuidores	Metod. Paramétrica		Metod. Não Paramétrica		Proposta Tarifas 2019-20				sem Modelo 2 Metod. Paramétrica			Só Modelo 1		
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 1	Modelo 2	Níveis Eficiência	Grupo	Eficiência	Aplicada	Níveis Eficiência	Grupo	Eficiência	Níveis Eficiência	Grupo	Eficiência
Pagás	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	I	2,00%	2,0%	1,00	I	2,0%	1,00	I	2,0%
Madegás	0,90	0,72	0,88	0,88	0,84	I	2,00%	2,0%	0,89	I	2,0%	0,89	I	2,0%
Portgás	0,68	0,31	1,00	1,00	0,75	II	2,50%	2,5%	0,89	I	2,0%	0,84	I	2,0%
Sergás	0,68	0,38	0,94	0,94	0,74	II	2,50%	2,5%	0,85	I	2,0%	0,81	I	2,0%
Lusitanagás	0,76	0,31	1,00	0,83	0,73	II	2,50%	2,5%	0,86	I	2,0%	0,88	I	2,0%
Ourensegás	0,73	0,50	0,74	0,74	0,68	II	2,50%	2,5%	0,74	II	2,5%	0,74	II	2,5%
Urbogás	0,32	0,18	1,00	1,00	0,63	III	3,00%	3,0%	0,77	II	2,5%	0,66	II	2,5%
Beiragás	0,67	0,36	0,58	0,58	0,55	III	3,00%	3,0%	0,61	III	3,0%	0,63	III	3,0%
Dianagás	0,62	0,46	0,48	0,48	0,51	III	3,00%	3,0%	0,53	III	3,0%	0,55	III	3,0%
Tagusgás	0,67	0,29	0,50	0,42	0,47	III	3,00%	3,0%	0,53	III	3,0%	0,59	III	3,0%
Enorgás	0,35	0,18	0,21	0,21	0,21	IV	5,00%	5,0%	0,22	IV	5,0%	0,23	IV	5,0%

Grupos	Percentil	Eficiência
I	>=0,80	2,00%
II	>=0,65	2,50%
III	>=0,45	3,00%
IV	restantes	5,00%

#### Metod. Não Paramétrica - DEA

Modelo 1: pontos de abastecimento e volume de gás natural veiculado;  
Modelo 2: pontos de abastecimento.

#### Metod. Metod. Paramétrica

Modelo 1: pontos de abastecimento e volume de gás natural veiculado;  
Modelo 2: pontos de abastecimento.

PERÍODO REGULATÓRIO 2016-19

Quadro 3-15 - Aplicação da Metodologia Não Paramétrica e Paramétrica (PR 2016-19)

Distribuidora	Metod. Paramétrica			Metod. Não Paramétrica			Tarifas 2016-19			sem Modelo 2 Met. Paramétrica e s/ Modelo 3 Met. Não Paramétrica		
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 6	Níveis Eficiência	Grupo	Eficiência Aplicada	Níveis Eficiência	Grupo	Eficiência
Pargás	0,83	1,00	0,60	1,00	1,00	1,00	0,91	I	2,0%	0,85	I	2,0%
Mediçãs	1,00	0,88	1,00	0,88	0,88	0,88	0,92	I	2,0%	0,94	I	2,0%
Porgás	0,78	0,60	0,68	1,00	1,00	1,00	0,85	I	2,0%	0,87	I	2,0%
Sergás	0,89	0,66	0,86	1,00	1,00	1,00	0,90	I	2,0%	0,94	I	2,0%
Lusitaniagás	0,72	0,54	0,62	1,00	0,87	0,98	0,79	II	3,0%	0,83	I	2,0%
Durresegás	0,82	0,63	0,85	0,66	0,66	0,76	0,73	II	3,0%	0,77	II	3,0%
Lisboagás	0,46	0,35	0,56	1,00	1,00	1,00	0,73	II	3,0%	0,76	II	3,0%
Beiragás	0,76	0,52	0,70	0,67	0,66	0,75	0,68	II	3,0%	0,72	II	3,0%
Dienagás	0,60	0,50	0,75	0,68	0,68	0,85	0,68	II	3,0%	0,72	II	3,0%
Agusagás	0,69	0,40	0,65	0,58	0,45	0,72	0,58	III	4,0%	0,66	II	3,0%
Sonorgás	0,27	0,22	0,36	0,21	0,21	0,31	0,26	IV	6,0%	0,29	IV	6,0%

Grupos	Percentil	Eficiência
I	>=0,80	2,00%
II	>=0,65	3,00%
III	>=0,45	4,00%
IV	restantes	6,00%

Metod. Não Paramétrica - DEA

Modelo 2: pontos de abastecimentos e volume de gás natural veiculado;  
Modelo 3: pontos de abastecimentos;  
Modelo 6: pontos de abastecimentos e extensão de rede.

Metod. Metod. Paramétrica

Modelo 1: indutores pontos de abastecimento e energia veiculada;  
Modelo 2: apenas com o indutor pontos de abastecimento;  
Modelo 3: indutores pontos de abastecimento e extensão de rede.

- Para a definição da meta de eficiência mínima a ERSE apresentou a decomposição do índice de *Malmquist* para apurar o valor de 2% (progresso tecnológico). A indicação deste índice é um avanço face ao período regulatório anterior, onde não se explicitava a metodologia usada.
- Ainda assim o CT solicita que, dada a relevância desta variável, se detalhe o cálculo do índice de *Malmquist* de modo a ficar patente a sua aplicabilidade à distribuição de gás natural, e nomeadamente qual o momento t+1 utilizado e qual o seu referencial (*frontier shift index effect*).
- Aos Grupos de Eficiência são finalmente aplicadas as metas de eficiência de 2%, 2,5%, 3% e 5%.
- O CT considera que a definição de grupos de eficiência de empresas por escalões, sendo correta, deve ser acompanhada por uma análise da sustentabilidade aplicada caso a caso às empresas, considerando nomeadamente a sua dimensão relativa e a área geográfica de atuação.
- Nessa medida, considerando que a rede necessitará progressivamente de mais intervenção num mercado energético também cada vez mais exigente, o CT recomenda que a ERSE pondere a revisão do aumento da eficiência exigida a redes que se aproximam da maturidade, quer quanto ao horizonte temporal de aplicação, quer ao nível quantitativo aplicado.



### E.2.3. Comercialização de Último Recurso Retalhista

- a. O CT regista a progressiva migração de clientes para o regime de mercado, o que se traduz numa fração progressivamente mais reduzida de consumidores a ser fornecidos pelos CURRs, no regime das TTVCF.
- b. Concretamente, de acordo com o último Relatório de Monitorização do Mercado publicado pela ERSE, referido a 31 de janeiro de 2019, este segmento de mercado corresponde a cerca de 2.7% (energia comercializada no SNGN) e a menos de 20% dos clientes (predominantemente do segmento residencial).
- c. No enquadramento legal em vigor, as tarifas transitórias deverão ser extintas até ao final de 2020, o que deverá ter como condição prévia a completa migração dos clientes para o regime de mercado, de modo a que a comercialização de último recurso assuma a sua função de reserva, para situações limite de perturbações de fornecimento, como as derivadas de inabilitação de agentes que se têm verificado.
- d. No sentido do anterior, o CT considera que a ERSE deverá prestar uma atenção especial às condições de equilíbrio financeiro dos CURRs, considerando a indexação dos seus custos operacionais aceites ao número de clientes, o que representará necessariamente uma pressão no sentido da redução desses custos, com potencial criação de constrangimentos operacionais.
- e. A ERSE atendeu de alguma forma a esta questão ao aumentar a ponderação dos custos fixos de 20% para 30%, de forma a compensar a marcada redução de clientes. No entanto, os fatores de eficiência foram mantidos, o que levará os CURRs a reduzir custos para lá da inflação em 10 anos consecutivos.
- f. Nesta conformidade, o CT recomenda que a ERSE monitorize cuidadosamente as opções metodológicas quantitativas seguidas, corrigindo-as no caso de se observarem insuficiências de proveitos.

### E.2.4. Aditividade tarifária

- a. O CT nota que, ao contrário da trajetória que vinha a ser traçada nos últimos anos, na atual proposta de tarifas as distorções tarifárias, isto é, o diferencial entre a tarifa transitória de venda a clientes finais e a tarifa aditiva, foi agravada face às tarifas estabelecidas para o ano gás 2018-2019, em todos os escalões de consumo, notando-se um comportamento especialmente divergente no escalão 1 da BP <, que surge como favorecido:



BP<	Distorção tarifária média	
	Proposta de tarifas	Tarifas 2018-2019
Escalão 1	-3,80%	-2,10%
Escalão 2	2,20%	1,50%
Escalão 3	2,70%	1,50%
Escalão 4	2,70%	0,80%

- b. Adicionalmente, a ERSE optou também por manter o fator de agravamento definido no ano gás 2018-2019 para a MP e BP>, tendo optado por eliminar o da BP<, o que equivale a uma redução de 0,04 €/MWh face às tarifas transitórias aplicáveis no ano gás em curso.
- c. Estas disposições denotam uma preocupação clara da ERSE em proteger o escalão 1 da BP<, opção que o CT não contesta *de per si*, mas que considera relevante o suficiente para recomendar que a ERSE justifique este posicionamento na sua proposta de tarifas.

### III - CONCLUSÕES

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

Em 30 de abril de 2019, o parecer que antecede teve a seguinte votação:

IDENTIFICAÇÃO	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
Dr.ª Patrícia Carolino Representante da Direção-Geral do Consumidor (DGC)	P	—	—
Dr. Luís Vasconcelos Representante da Associação Nacional de Municípios Portugueses (ANMP)	Anexo 1	—	—
Dr. Luís Plisco Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica, nos termos da Lei n.º 24/96, de 31 de julho, alterada pela Lei n.º 85/98, de 16 de dezembro, e pelo Decreto-Lei n.º 67/2003, de 8 de abril (três) - DECO	Anexo 2	—	—
Dr. Célia Marques Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica, nos termos da Lei n.º 24/96, de 31 de julho, alterada pela Lei n.º 85/98, de 16 de dezembro, e pelo Decreto-Lei n.º 67/2003, de 8 de abril (três) - UGC	Anexo 3	—	—
Dr. Eduardo Quintanova Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica, nos termos da Lei n.º 24/96, de 31 de julho, alterada pela Lei n.º 85/98, de 16 de dezembro, e pelo Decreto-Lei n.º 67/2003, de 8 de abril (três) - UGC	Anexo 3	—	—
Sr. José Maurício Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica, nos termos da Lei n.º 24/96, de 31 de julho, alterada pela Lei n.º 85/98, de 16 de dezembro, e pelo Decreto-Lei n.º 67/2003, de 8 de abril (três) - UGC	Anexo 3	—	—
Dr.ª Carolina Gouveia Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica, nos termos da Lei n.º 24/96, de 31 de julho, alterada pela Lei n.º 85/98, de 16 de dezembro, e pelo Decreto-Lei n.º 67/2003, de 8 de abril (três) - DECO	Anexo 4	—	—

**ERSE**ENTIDADE REGULADORA  
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

## CONSELHO TARIFÁRIO

B  
P

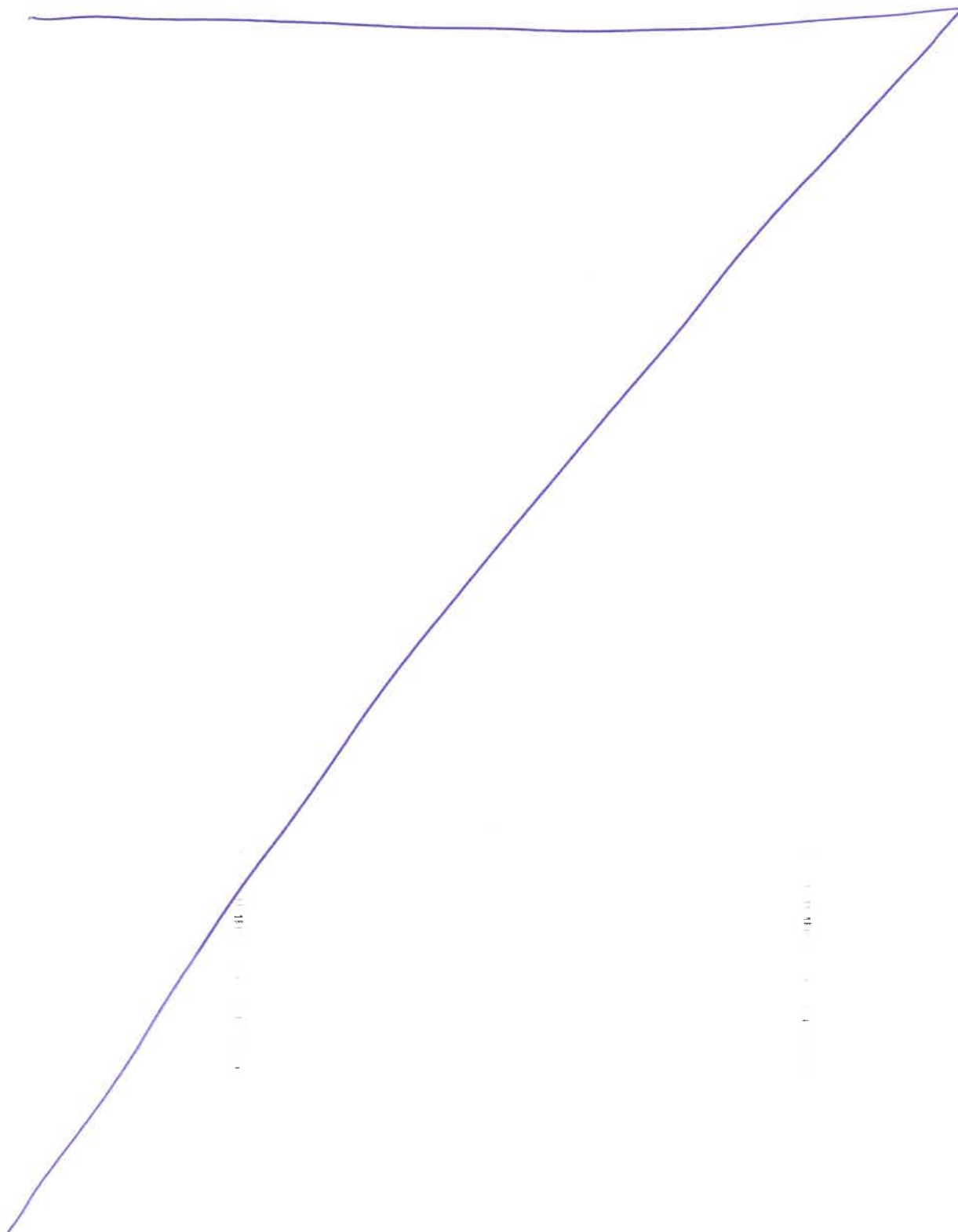
IDENTIFICAÇÃO	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
Dr.ª Ingrid Pereira Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica, nos termos da Lei n.º 24/96, de 31 de julho, alterada pela Lei n.º 85/98, de 16 de dezembro, e pelo Decreto-Lei n.º 67/2003, de 8 de abril (três) - DECO	—	—	—
Eng.ª Pedro Furtado Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de gás natural (RNT) (REN)	Anexo 5 Generalidade	pt. DS Especialidade pt. E.I. Anexo 5	—
Dr.ª Paula Almeida Representante das entidades concessionárias das atividades de receção, armazenagem e regaseificação de gás natural liquefeito - (GNL) (REN Atlântico)	Anexo 5 Generalidade	pt. DS Especialidade pt. E.I. Anexo 5	—
Eng.ª Jorge Lúdo Representante das entidades concessionárias das atividades de armazenamento de gás natural (Transgás Armazenagem)	Anexo 6, 7 Gener.	pt. DS Especialidade pt. E.I. Anexo 6, 7	—
Eng.ª Nuno Fitas Mendes Representante das entidades concessionárias das redes de distribuição regional de gás natural (Portgás)	Anexo 8 a 12 General.	pt. DS e pt. E.I. Esp. Anexo 8 a 12	—
Dr. Eduardo Viana Representante das entidades titulares de licença de distribuição de gás em regime de serviço público. (Sonorgás)	Anexo 13 General.	pt. DS e pt. E.I. Esp. Anexo 13	—
Dr. José Saldanha Bento Representante do comercializador de último recurso grossista de gás natural (Transgás)	—	—	—
Eng.ª Ana Teixeira Pinto Representante dos comercializadores de último recurso retalhistas de gás natural (EDP SU)	Anexo 14 e 15 General.	pt. DS e pt. E.I. Esp. Anexo 14 e 15	—
Eng.ª Ricardo Pereira Fereira Representante dos comercializadores de gás natural em regime livre (Iberdrola)	Anexo 20 e 21	—	—
Eng.ª Teresa Marques Representante das associações que tenham como associados consumidores de gás natural com consumos anuais superiores a 10.000m³. (CIP)	Anexo 16	—	—
Dr. Tiago Galo Representante dos pequenos comercializadores da energia	Anexo 17	—	—
Eng.ª Ana Vasconcelos Representante para a área de ambiente nos termos do n.º 1 do Art.º 46º dos Estatutos da ERSE	Anexo 18	—	—
Eng.ª Jaime Braga Representante de consumidores nos termos do n.º 5 do Art.º 46º dos Estatutos da ERSE	Anexo 19	—	—
Eng.ª Celso Pedreiras Representante das associações que tenham como associados consumidores de gás natural com consumos anuais superiores a 10.000m³. (CIP)	Anexo 16	—	—
Dr. Paulo Rosa Representante das associações que tenham como associados consumidores de gás natural com consumos anuais superiores a 10.000m³. (CIP)	Anexo 16	—	—

	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO	VOTO DE QUALIDADE
Eng.ª Manuela Moniz Presidente do Conselho Tarifário nos termos do Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho, na sua atual redação	Manuela Moniz	—	—	—

tendo sido **aprovado** por maioria com os seguintes votos contra:

- 6 votos contra pt. DS da Especialidade;
- 6 votos contra pt. E.I. da Especialidade

O parecer que antecede tem 42 (quarenta e duas) folhas, incluindo as destinadas à votação e assinatura dos membros do conselho tarifário e integra ainda 21 (vinte e um) anexos, contendo sentidos de voto e declarações de voto.



Anexo I

2/3  
P

Declaração de voto relativa ao parecer do Conselho Tarifário da ERSE, setor do gás natural, sobre "Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-2020 e Parâmetros para o Período de Regulação 2019-2023"

Exma. Sr.<sup>a</sup> Presidente do Conselho Tarifário da ERSE,

Eng.<sup>a</sup> Manuela Moniz

Luis Vasconcelos, na qualidade de representante da Associação Nacional de Municípios Portugueses no Conselho Tarifário da ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos), setor do gás natural, comunica a V.exa. que **vota favoravelmente**, na globalidade e na especialidade, o parecer do referido Conselho Tarifário sobre "Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-2020 e Parâmetros para o Período de Regulação 2019-2023".

Com os melhores cumprimentos,

Luis Vasconcelos

**DECLARAÇÃO DE VOTO**

Luis Salvador Pisco, na qualidade de representante da DECO no Conselho Tarifário da ERSE, vota favoravelmente e na globalidade o Parecer do Conselho Tarifário, relativo às "Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-2020 e Parâmetros para o Período de Regulação 2019-2023".

Lisboa, 30 de abril de 2019

O Representante da DECO

***Dados Pessoais***

(Luis Salvador Pisco)





UNIÃO GERAL DE CONSUMIDORES

Anexo 3

h  
e

**PARECER SOBRE A PROPOSTA DE “TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS DE 2019-2020 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2019-2023”**

Exma. Senhora

Presidente do Conselho Tarifário

Eduardo Quinta-Nova, José André Maurício e Célia Marques em substituição de Carlos Chaga representantes da UGC na Secção do Sector do Gás Natural do Conselho Tarifário da ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos) vêm comunicar a V. Exa. que votam favoravelmente, na globalidade, o Parecer do CT sobre a Proposta de ***“Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2019-2020 e Parâmetros para o Período de Regulação 2019-2023”***

Com os melhores cumprimentos,

Lisboa, 30 de Abril de 2019

***Eduardo Quinta-Nova***

***José André Maurício e***

***Célia Marques***



Anexo 4

*[Handwritten signature]*  
*[Handwritten initials]*

### **Voto**

Carolina Moura Gouveia, na qualidade de representante da DECO no Conselho Tarifário da ERSE, vota favoravelmente a globalidade do parecer do Conselho Tarifário – Secção Gás Natural relativamente às *“Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-2020 e Parâmetros para o Período de Regulação 2019-2023”*

Lisboa, 30 de abril de 2019

### *Dados Pessoais*

A representante da DECO

**ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA PARA A DEFESA DO CONSUMIDOR**

Rua de Artilharia. Um, nº79-4º - 1269-160 LISBOA

Telefone: 21 371 02 00 - Fax: 21 371 02 99

E-mail: [decolx@deco.pt](mailto:decolx@deco.pt) - Internet: <http://www.deco.proteste.pt>

*[Handwritten signature]*  
*[Handwritten mark]*

**Declaração de voto conjunta do representante das entidades concessionárias das atividades de receção, armazenagem e regaseificação de GNL e representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de GN (RNTGN) ao Parecer do Conselho Tarifário sobre a proposta de "Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-2020 e Parâmetros para o Período de Regulação 2019-2023"**

As concessionárias signatárias votam favoravelmente o Parecer do Conselho Tarifário sobre a proposta "Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-2020 e Parâmetros para o Período de Regulação 2019-2023" na generalidade, mas manifestam reserva relativamente ao seu Ponto D.5 Tarifa Social (TS) da especialidade pelas razões que se identificam na presente declaração. Subscrevem-se igualmente as Declarações de Voto apresentadas pelo Operador da Rede de Distribuição sobre "Mecanismo de Reequilíbrio Económico-Financeiro; Contadores; Taxa de Remuneração de Ativos", na lógica de defesa das condições de atuação das empresas reguladas do SNGN como previsto nos respetivos Contratos de Concessão, que deve ser perseguida pela ERSE de acordo com os seus Estatutos.

**Tarifa Social**

As signatárias entendem que a aplicação do artigo 241º da Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro, (que aprova o Orçamento de Estado de 2019) carece de regulamentação sem a qual não pode ser aplicado. Essa regulamentação deve ser feita por lei na medida em que implica a definição de um conjunto de elementos cuja competência é da Assembleia da República, (ou do Governo, em função das respetivas competências) cabendo, portanto, ao legislador a definição das regras de aplicação do OE.

Não tendo essa definição sido feita de forma completa até à data, não pode qualquer entidade administrativa regulamentar esta matéria, por não dispor das necessárias orientações legislativas.

Neste sentido não podemos concordar com a aparente imposição feita à concessionária da atividade de transporte de GN, por se considerar violar o equilíbrio do contrato de concessão. Esta medida é contrária ao espírito que preside a organização setorial do GN, designadamente por fazer recair sobre um operador económico privado e com atividade exclusivamente regulada uma obrigação de natureza social.

Recorde-se que o Decreto Lei nº 101/2011, de 30 de setembro, que cria a tarifa social no GN, reconheceu que o critério de elegibilidade dos beneficiários coincide com o das prestações atribuídas no âmbito do sistema de segurança social, o que claramente indica que a tarifa social no GN é encarada como uma prestação complementar no âmbito do apoio e segurança social e não do setor energético. Deve ser, pois, o orçamento da Segurança Social a suportar o encargo ou, no limite, os demais consumidores numa lógica de solidariedade setorial, na senda da comunicação da Comissão Europeia intitulada "Uma estratégia - quadro para uma União da Energia resiliente dotada de uma política em matéria de alterações climáticas virada para o futuro" publicado em 25 de fevereiro de 2015, (página 13, "Proteger os consumidores vulneráveis").

Neste quadro, em conclusão, consideram as concessionárias signatárias não poderem ser instituídas normas regulamentares cujo sentido e enquadramento não esteja explicitamente definido e concretizado na Lei.

Lisboa, 30 de abril de 2019

*Dados Pessoais*

Representante da Rede Nacional de Transporte de GN (RNTGN)

*Dados Pessoais*

Representante das entidades concessionárias das atividades de receção, armazenagem e regaseificação de GNL

**Parecer do Conselho Tarifário da ERSE emitido sobre a**

***“Proposta de Tarifas e Preços para o Ano Gás 2019-2020  
e Parâmetros Regulatórios para o Período Regulatório 2020-2023”***

Comunico o Voto Favorável ao Parecer da Seção do Gás Natural do Conselho Tarifário da ERSE, emitido sobre a Proposta apresentada pela ERSE acima referida.

Informo igualmente da apresentação de Declaração de Voto, junta.

***Dados Pessoais***

**Jorge Manuel Rodrigues Lúcio**

**Representante das Empresas Concessionárias de Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural**

**Lisboa, 30 de Abril de 2019**

**Parecer do Conselho Tarifário da ERSE emitido sobre a**

***"Proposta de Tarifas e Preços para o Ano Gás 2019-2020  
e Parâmetros Regulatórios para o Período Regulatório 2020-2023"***

**Declaração de Voto das Empresas Concessionárias  
de Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural**

Tendo tomado conhecimento das Declarações de Voto emitidas pelas Empresas com Atividade de Transporte de Gás Natural, Operação do Terminal de GNL e Distribuição de Gás Natural sobre o Parecer do Conselho Tarifário à proposta acima referida, relativas a **"Mecanismo de Financiamento da Tarifa Social; Mecanismos de Reequilíbrio Económico-Financeiro; Taxa de Remuneração de Ativos; e Contadores"**, expresso o meu acordo ao teor das mesmas, na lógica de defesa das condições de atuação das empresas reguladas do SNGN como previsto nos respetivos Contratos de Concessão, que deve ser perseguida pela ERSE de acordo com os seus Estatutos.

***Dados Pessoais***

Jorge Manuel Rodrigues Lúcio

Representante das Empresas Concessionárias de Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural

Lisboa, 30 de Abril de 2019

***Declaração de voto do representante das entidades concessionárias da atividade de Distribuição de Gás Natural ao Parecer do Conselho Tarifário sobre a proposta de "Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-2020 e Parâmetros para o Período de Regulação 2019-2023"***

**Mecanismo de Reequilíbrio Económico-Financeiro**

As Entidades Concessionárias da Rede de Distribuição de Gás Natural votam favoravelmente o Parecer do Conselho Tarifário sobre a proposta de "Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-2020 e Parâmetros para o Período de Regulação 2019-2023", mas notam que da análise do conjunto de documentos que compõe a "Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-20" apresentada pela, ERSE ressalta a referência no documento "Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural", na sua Secção 2.1, págs. 39 e seguintes, aos "Processos Judiciais interpostos contra decisões do regulador" iniciados pelas empresas concessionárias de distribuição de gás natural.

A menção da pendência dos processos, em si mesma, é correta, assim como a descrição da sua tramitação até à data.

No entanto, e reconhecendo que a ERSE se ateu a uma descrição factual, apresentando apenas a sua posição e a sua estimativa de valores envolvidos nos mecanismos de reequilíbrio económico-financeiro das concessões de distribuição, as signatárias repetem a sua convicção de que existe um incumprimento objetivo do estabelecido nos Contratos de Concessão da Distribuição, em particular dos mecanismos de reposição do reequilíbrio económico-financeiro acordados com o Concedente, que a ERSE está obrigada a aplicar na fixação dos proveitos e tarifas.

Neste sentido, as empresas com atividade de distribuição de gás natural, signatárias desta Declaração de Voto, expressam a sua convicção de que o documento "Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-20 e Parâmetros para o período de Regulação 2020-2023" não estabelece o montante de Proveitos Permitidos de acordo com os seus Contratos de Concessão, pelo que deveria seja reformulado em conformidade.

Porto, 30 de abril de 2019

***Dados Pessoais***

Nuno Fitas Mendes

Representante das Concessionárias da Rede de Distribuição de Gás Natural



**Declaração de voto do representante das entidades concessionárias da atividade de Distribuição de Gás Natural ao Parecer do Conselho Tarifário sobre a proposta de "Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-2020 e Parâmetros para o Período de Regulação 2019-2023"**

**Contadores**

As Entidades Concessionárias da Rede de Distribuição de Gás Natural votam favoravelmente o Parecer do Conselho Tarifário sobre a proposta de "Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-2020 e Parâmetros para o Período de Regulação 2019-2023", mas notam que, novamente, a ERSE não considerou na sua proposta os ativos e investimentos futuros associados aos contadores, os quais não foram assim contabilizados no ativo remunerado.

Estas entidades não podem deixar de lamentar que nas sucessivas propostas de tarifário, a ERSE continue a escusar-se a discutir esta questão de inequívoca relevância para as empresas, e que se tornará progressivamente mais crítica com o processo de renovação dos contadores nomeadamente nas concessões mais antigas, uma vez que já atingiram os 20 anos do início da distribuição, correspondentes ao período de vida útil dos contadores.

Neste sentido, a exemplo do sucedido nos anos gás anteriores, em que se anexaram Declarações aos Pareceres do Conselho Tarifário sobre as sucessivas Propostas de Tarifário, as empresas voltam a reproduzir a argumentação apresentada nessas declarações. Considera-se que a ERSE ainda não respondeu de um modo adequado à argumentação então apresentada, pelo que se toma a iniciativa de reproduzir os pontos mais relevantes nas referidas Declarações, solicitando-se a atenção devida e as medidas de correção necessárias:

*"/.../*

*As Entidades Concessionárias e Licenciadas de distribuição de gás natural entendem que o sentido retirado pela ERSE do Artº80º da Lei 12/2008, de 26 de fevereiro, não tem qualquer correspondência com o texto da norma nem se justifica com a consideração de quaisquer outros elementos imperativos.*

*A lei apenas proíbe que na faturação dos serviços prestados aos utentes sejam incluídas rubricas referentes a preço, aluguer, amortização, ou inspeção periódica de contadores ou outros instrumentos de medição dos serviços utilizados. Não se consegue encontrar, em lado algum do diploma, uma proibição de incluir os encargos relativos aos contadores ou outros instrumentos de medição na formação dos preços desses serviços.*

*Sublinhe-se que se este entendimento da ERSE for levado às últimas consequências, a mesma ERSE terá de proibir as concessionárias de cobrar quaisquer quantias pelo gás fornecido que não decorram do custo do*

**Declaração de voto do representante das entidades concessionárias da atividade de Distribuição de Gás Natural ao Parecer do Conselho Tarifário sobre a proposta de "Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-2020 e Parâmetros para o Período de Regulação 2019-2023"**

*mesmo gás e custos de organização, dado que a formulação ampla do art.º 8.º da Lei 12/2008 abrange a cobrança de importâncias relativas a contadores ou a outros equipamentos - cfr, as alíneas, b), c) e d) do n.º 2 - o que levaria a excluir todos os outros equipamentos das concessionárias dos ativos a remunerar. Ora, parece que tal conclusão seria absurda sob todas as perspetivas, pelo que não pode de modo algum ser considerada.*

*Também consequência extrema, se a interpretação da ERSE fosse levada às últimas consequências, seria o facto de as empresas serem obrigadas a cessar de instalar e substituir contadores - no sentido de que não teriam meios para fazer face ao custo respetivo - pelo que, na prática, se veriam impedidas de cumprir com uma das atividades fundamentais do Contrato de Concessão que é o da medição correta das quantidades de gás natural entregue aos consumidores finais, o que poria consequentemente em causa a própria Concessão, e o equilíbrio contratual exigido entre as empresas e o concedente nas renegociações dos Contratos de Concessão.*

*/.../*

Porto, 30 de abril de 2019

## Dados Pessoais

Nuno Fitas Mendes

Representante das Concessionárias da Rede de Distribuição de Gás Natural

***Declaração de voto do representante das entidades concessionárias da atividade de Distribuição de Gás Natural ao Parecer do Conselho Tarifário sobre a proposta de "Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-2020 e Parâmetros para o Período de Regulação 2019-2023"***

**Taxa de Remuneração de Ativos**

As Entidades Concessionárias da Rede de Distribuição de Gás Natural votam favoravelmente o Parecer do Conselho Tarifário sobre a proposta de "Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-2020 e Parâmetros para o Período de Regulação 2019-2023" na generalidade, mas manifestam reserva relativamente ao seu "E.1. Taxa de remuneração de ativos".

As signatárias verificam que desde que o SNGN foi criado e regulado, a taxa de remuneração sobre os ativos do setor tem vindo a baixar progressivamente. Para esta redução têm contribuído sucessivas revisões metodológicas no apuramento do custo de capital, não obstante a volatilidade dos mercados financeiros. De facto, independentemente de períodos económicos e financeiros de crescimento ou retração, verifica-se hoje uma quebra para quase metade da taxa fixada no início da Regulação do setor.

Acresce ainda sobre estes ativos a Contribuição Extraordinária do Setor Energético. Esta taxa reduz de forma direta a remuneração dos ativos além da sua rendibilidade regulada e desvirtua o racional metodológico de apuramento do custo do capital das atividades em causa.

Em suma, as taxas de remuneração agora propostas impõem um esforço adicional às empresas, num setor já de si extremamente contido na sua rendibilidade, pelo que coloca em causa no quadro existente, a sua sustentabilidade e equilíbrio económico-financeiro.

Porto, 30 de abril de 2019

***Dados Pessoais***

Nuno Fitas Mendes

Representante das Concessionárias da Rede de Distribuição de Gás Natural

**Parecer do Conselho Tarifário da ERSE emitido sobre a**

***"Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-2020 e Parâmetros para o Período de Regulação 2019-2023"***

Comunico o Voto Favorável ao Parecer da Seção do Gás Natural do Conselho Tarifário da ERSE, emitido sobre a Proposta apresentada pela ERSE acima referida. Faço acompanhar o Voto, das Declarações de Voto anexas relativas a **"Mecanismo de Reequilíbrio Económico-Financelro; Contadores; Taxa de Remuneração de Ativos"**, e a subscrição da Declaração de Voto apresentada pelo Operador de Rede de Transporte sobre **"Tarifa Social"**, na lógica de defesa das condições de atuação das empresas reguladas do SNGN como previsto nos respetivos Contratos de Concessão, que deve ser perseguida pela ERSE de acordo com os seus Estatutos.

Porto, 30 de abril de 2019

*Dados Pessoais*

Nuno Fitas Mendes

Representante das Concessionárias da Rede de Distribuição de Gás Natural

**VOTO - Parecer sobre a Proposta de "Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-2020 e Parâmetros para o Período de Regulação 2019-2023"**

*Cara Senhora Presidente do Conselho Tarifário da ERSE (Secção do Gás Natural)*

*Eng<sup>a</sup> Manuela Moniz,*

As ENTIDADES LICENCIADAS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL votam favoravelmente o Parecer sobre a Proposta de **"Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-2020 e Parâmetros para o Período de Regulação 2019-2023"**.

*Mais informamos que, tendo tido conhecimento das Declarações de Voto emitidas pelas empresas com Atividade de Transporte de Gás Natural, Operação de Terminal de GNL e Distribuição de Gás Natural, acerca do presente parecer do Conselho Tarifário, relativas a:*

- Mecanismos de Financiamento da Tarifa Social;
- Mecanismos de Reequilíbrio Económico Financeiro;
- Taxa de Remuneração de Ativos;
- Contadores;

Concordamos o seu teor, subscrevendo as referidas Declarações de Voto.

Com os melhores cumprimentos,

Eduardo Paço Viana.

Representante das Entidades Titulares de Licença de Distribuição de Gás Natural em Regime de Serviço Público



## PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO DA ERSE

"Proposta de Tarifas e Preço para o Ano Gás 2019-2020 e Parâmetros para o Período  
Regulatório 2020-2023"

Os Comercializadores de Último Recurso Retalhistas (CURRs) de Gás Natural votam favoravelmente o Parecer da Secção de Gás Natural do Conselho Tarifário da ERSE, emitido sobre a proposta acima referida

Em anexo segue também declaração de voto

Lisboa, 30 de abril de 2019

### *Dados Pessoais*

Ana Teixeira Pinto

Representante dos Comercializadores de Últimos Recursos Retalhistas de Gás Natural

## PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO DA ERSE

"Proposta de Tarifas e Preço para o Ano Gás 2019-2020 e Parâmetros para o Período Regulatório 2020-2023"

### Declaração de Voto dos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas de Gás Natural

Tendo tomado conhecimento das Declarações de Voto emitidas pelas Empresas com atividade de Transporte de Gás Natural, Operação do Terminal de GNL e Distribuição de Gás Natural sobre o Parecer do Conselho Tarifário à proposta acima referida, relativas a "mecanismo de financiamento da tarifa social, mecanismos de reequilíbrio económico-financeiro; taxa de remuneração de ativos, contadores", os Comercializadores de Último Recurso Retalhistas (CURRs) de Gás Natural expressam o seu acordo ao teor das mesmas, na lógica da defesa das condições de atuação das empresas reguladas do SNGN, como previsto nos respetivos Contratos de Concessão, que deve ser perseguida pela ERSE de acordo com os seus Estatutos

Lisboa, 30 de abril de 2019

### **Dados Pessoais**

Ana Teixeira Pinto

Representante dos Comercializadores de Último Recursos Retalhistas de Gás Natural

**Parecer do CTERSE-GN sobre a  
"Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-2020 e  
Parâmetros para o Período de Regulação 2020-2023"**

Os signatários, representantes das Associações que tenham como Associados consumidores de Gás Natural com consumos anuais superiores a 10.000m<sup>3</sup>, votam favoravelmente, na globalidade, o Parecer da Secção do Setor do Gás Natural do Conselho Tarifário da ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos sobre a "Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-2020 e Parâmetros para o Período de Regulação 2020-2023" (consensualizado na reunião de 26/04/2019).

Sobre a proposta em apreço, os signatários não podem deixar de tecer os seguintes comentários:

**1. TOS**

A imputação das Taxas de Ocupação do Subsolo aos consumidores empresariais continua a condicionar a competitividade das atividades económicas em geral, designadamente porque os critérios são maioritariamente em função dos volumes de consumos e não por aplicação de um valor por metro linear, como seria de esperar numa taxa de ocupação de subsolo.

De qualquer forma, e dada a complexidade deste assunto, optamos por aguardar por desenvolvimentos legislativos a ocorrer ainda no corrente ano, em cumprimento da Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro, que aprovou o Orçamento do Estado para 2019.

Assim sendo, o tema continua em discussão, reservando-nos nova tomada de posição após conhecimento das opções legislativas que vierem a ser aprovadas.

**2. Tarifas mais aderentes aos volumes de consumo**

Apesar do presente Parecer ser bastante explícito sobre esta questão, importa sublinhar que a competitividade de muitas empresas (designadamente exportadoras) depende da adaptação do modelo tarifário para um regime em que volumes semelhantes de consumo deixem de ser sujeitos a custos díspares devido a diferenças no nível de pressão de fornecimento.


Lisboa, 30 de abril de 2019

Teresa Marques

Celso Pedreiras

Paulo Rosa

Representantes das Associações que tenham como Associados  
consumidores de Gás Natural com consumos anuais superiores a 10.000m<sup>3</sup>

Anexo 17 

**Parecer do Conselho Tarifário da ERSE: Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-2020 e Parâmetros para o Período de Regulação 2019-2023**

Exma. Sr. Presidente do Conselho Tarifário da ERSE,

O signatário, na qualidade de representante dos pequenos comercializadores, vota favoravelmente, e na globalidade, o Parecer do Conselho Tarifário sobre “Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-2020 e Parâmetros para o Período de Regulação 2019-2023”.

Lisboa, 30 de Abril de 2019

Atentamente,

Tiago Gaio



3.  
e

### **Declaração de Voto**

Ana Brandão de Vasconcelos, na qualidade de substituta da representante para a área do Ambiente nomeada pelo MATE, no Conselho Tarifário da ERSE, vota favoravelmente e na globalidade o Parecer do Conselho Tarifário relativo a: *Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-2020 e Parâmetros para o Período de Regulação 2019-2023.*

Lisboa, 30 de abril de 2019

*Dados Pessoais*

Ana Brandão de Vasconcelos

**Parecer do CTERSE-GN sobre a  
"Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-2020 e  
Parâmetros para o Período de Regulação 2020-2023"**

O signatário, representante de consumidores nos termos do n.º 5 do Artigo 46.º dos Estatutos da ERSE, vota favoravelmente, na globalidade, o Parecer da Secção do Setor do Gás Natural do Conselho Tarifário da ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos sobre a "Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2019-2020 e Parâmetros para o Período de Regulação 2020-2023" (consensualizado na reunião de 26/04/2019).

Sobre a proposta em apreço, o signatário não pode deixar de tecer os seguintes comentários:

**1. TOS**

A imputação das Taxas de Ocupação do Subsolo aos consumidores empresariais continua a condicionar a competitividade das atividades económicas em geral, designadamente porque os critérios são maioritariamente em função dos volumes de consumos e não por aplicação de um valor por metro linear, como seria de esperar numa taxa de ocupação de subsolo.

De qualquer forma, e dada a complexidade deste assunto, opta-se por aguardar por desenvolvimentos legislativos a ocorrer ainda no corrente ano, em cumprimento da Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro, que aprovou o Orçamento do Estado para 2019.

Assim sendo, o tema continua em discussão, reservando-me nova tomada de posição após conhecimento das opções legislativas que vierem a ser aprovadas.

**2. Tarifas mais aderentes aos volumes de consumo**

Apesar do presente Parecer ser bastante explícito sobre esta questão, importa sublinhar que a competitividade de muitas empresas (designadamente exportadoras) depende da adaptação do modelo tarifário para um regime em que volumes semelhantes de consumo deixem de ser sujeitos a custos díspares devido a diferenças no nível de pressão de fornecimento.

Lisboa, 30 de abril de 2019

Jaime Braga

Representante de consumidores nos termos do n.º 5 do  
Artigo 46.º dos Estatutos da ERSE



h.  
4.  
P

**DECLARAÇÃO DE VOTO DO REPRESENTANTE DOS COMERCIALIZADORES DE GÁS NATURAL EM REGIME DE MERCADO AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO REFERENTE A “TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2019-2020 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2019-2023”**

O representante dos comercializadores de gás natural em regime de mercado vota favoravelmente o Parecer em epígrafe. Não obstante, deixa as seguintes considerações nesta declaração.

No que respeita ao Parecer supramencionado, consideram os comercializadores de gás natural em regime de mercado (comercializadores) que a recomendação do Conselho Tarifário (CT) de alargamento da incidência da tarifa social a um maior número de consumidores é pertinente e adequada enquanto medida de combate à pobreza energética. No entanto, os comercializadores salientam que estas medidas de proteção adicional aos consumidores devem ser sempre um instrumento exclusivamente de política social do Estado não devendo recair sobre o SNGN e seus agentes a responsabilidade do seu financiamento.

Importa ainda referir, e reforçar, as recomendações do CT relativas (i) à necessidade de a Tarifa de Energia ser suportada num nível de preço apropriado face às expectativas futuras do mercado, impedindo situações de “competitividade” da Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais (TTVCF) face às ofertas comerciais dos comercializadores e, (ii) garantir a prossecução do esforço de convergência para a aditividade tarifária.

Adicionalmente, os comercializadores defendem a progressiva liberalização do Mercado de gás natural, desse modo, e para tal, a ERSE deveria comprometer-se a preparar de forma prudente a extinção da TTVCF, devendo nesse sentido apresentar uma atitude proactiva de consciencialização dos consumidores para o fim dessa Tarifa, e da necessidade de adesão às propostas disponíveis em regime de mercado.

Lisboa, 30 de abril de 2019,

***Dados Pessoais***

(Ricardo António Torcato Ferrão)

Representante dos Comercializadores de Gás Natural em Regime de Mercado