

## PARECER SOBRE

### **“TARIFAS e PREÇOS DE GÁS PARA o ANO GÁS 2023-2024 e PARÂMETROS PARA o PERÍODO de REGULAÇÃO 2024-2027”**

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário<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 em **31 de março** enviou ao CT o documento “**Tarifas e Preços de Gás para o Ano Gás 2023-2024 e Parâmetros para o Período de Regulação 2024-2027**”<sup>3</sup>, cabendo ao CT emitir parecer até 28 de abril de 2023.

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

#### I

### GENERALIDADE

#### A. RECOMENDAÇÕES ANTERIORES DO CT

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

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

<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: E-Tecnicos/2023/551/VM/ao

dos consumos do setor elétrico, e as circunstâncias associadas à conjuntura atual, aconselham a alguma preparação no sentido de as tarifas de acesso poderem vir a ter variações significativas nos próximos anos, quando deixar de haver ajustamentos tarifários de anos anteriores a reverter às tarifas que permitam mitigar o aumento dos custos da energia.

4. Quanto às redes abastecidas a partir de UAGs, o CT recomendou que a ERSE avaliasse o impacto dos custos dos combustíveis no transporte de GNL para estas infraestruturas, considerando a sustentabilidade do sistema.
5. O CT observou que a comparação apresentada pela ERSE para os preços verificados nos contratos históricos do Comercializador do SNG e nos mercados de referência, evidenciava um comportamento divergente, especialmente marcado a partir do 3º Trimestre de 2021, o que sugere que a proposta para o mercado regulado assume custos implícitos de energia não reproduzíveis no mercado livre.
6. No âmbito da Tarifa de Energia, o CT recomendou uma reapreciação e uma melhor fundamentação da proposta subjacente à sua definição, que deve refletir os custos de compra e venda de gás natural, na lógica de transparência e objetividade, tendo em conta, por um lado, as condições de mercado que apontam para níveis de preço elevados no médio/longo prazo, e, por outro lado, a potencial criação de uma situação de desequilíbrio concorrencial face ao mercado liberalizado, que não se afigura desejável, quer em termos da credibilização do processo de liberalização, quer em termos da criação de expectativas aos consumidores.
7. O CT reiterou a sua recomendação de pareceres anteriores no sentido de ser efetuada uma análise do modelo de organização da atividade de comercialização de último recurso retalhista, considerando o seu carácter progressivamente residual, traduzido no decréscimo do número de clientes.
8. Considerando uma eventual extensão do período de vigência das tarifas transitórias, e observando-se uma tendência para a estabilização da dimensão do mercado regulado, o CT recomendou que a ERSE continuasse a monitorizar a desejável transição dos clientes em mercado regulado para o mercado liberalizado, salvaguardando os interesses dos consumidores, a saudável concorrência em mercado e o adequado equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso.
9. No âmbito da Tarifa Social, o CT reiterou a recomendação expressa no parecer anterior no sentido de que a ERSE proceda à elaboração de cenários resultantes do crescimento dos potenciais beneficiários desta tarifa, em especial no quadro da atual conjuntura internacional, e o seu impacto no equilíbrio económico-financeiro das empresas que suportam estes encargos: ORT, ORDs, Comercializadores e CURs.
10. No que se refere às Taxas de Ocupação do Subsolo (TOS), CT renovou as recomendações feitas ao longo dos anos, designadamente quanto à necessidade de serem estabelecidos tetos máximos para as taxas a aplicar, bem como mecanismos que promovam a homogeneização da sua aplicação, e quanto à necessidade de assegurar o equilíbrio económico-financeiro dos ORD, nos termos previstos nos seus contratos de concessão e na regulamentação em vigor.
11. O CT recomendou ainda a prossecução da trajetória da redução das discontinuidades tarifárias nas fronteiras dos escalões de consumo, a fim de evitar o eventual benefício de consumidores menos eficientes.
12. Por fim, o CT alertou para o facto de a tendência que se tem verificado de reduzir o valor do desconto associado às tarifas opcionais em MP poder levar a que os clientes ligados a MP possam ver vantagens

económicas em mudar de nível de pressão, e avançar com pedidos destes novos investimentos, pelo que sugeriu a implementação pela ERSE de medidas que concretizem o objetivo do desconto MP/AP.

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

## **B. PONTO PRÉVIO – CONTEXTO ATUAL SNG**

### **B.1. PROCESSOS JUDICIAIS INTERPOSTOS CONTRA DECISÕES DO REGULADOR**

1. Desde o ano de 2010, os operadores regionais de distribuição de gás com concessão, então pertencendo direta ou indiretamente aos grupos GALP e EDP, hoje dos grupos FLOENE e REN, têm anualmente impugnado os valores das tarifas de distribuição em média e baixa pressão, definidos pela ERSE, nos termos legais e regulamentares.
2. Para os Operadores de Redes de Distribuição (ORD) o direito invocado decorria da compensação em prol do equilíbrio económico-financeiro no âmbito da renegociação dos contratos de concessão que permitiu acelerar o processo de liberalização do setor do gás natural em Portugal.
3. Os ORD reclamavam que o Regulador deveria incorporar nos valores das tarifas e preços, o valor das quantias necessárias à compensação de cada ORD, decorrente do direito às reavaliações sucessivas, nos termos da cláusula 39ª dos contratos de concessão que define: *“após o decurso do primeiro período regulatório e para efeitos de remuneração da concessão nos termos do regulamento tarifário a concessionária tem direito a uma reavaliação dos ativos da concessão, antes do início de cada novo período regulatório, de acordo com a inflação.”*
4. Nas decisões tarifárias tomadas anualmente, a ERSE, invocando o seu estatuto de independência e critérios técnicos regulatórios, recusou sempre a incorporação das reavaliações sucessivas nas decisões tarifárias.
5. Esta divergência de entendimento originou um litígio judicial que correu os seus termos perante o Tribunal Administrativo de Círculo de Lisboa.
6. O CT tomou conhecimento da sentença de 6 de janeiro de 2023, proferida pelo Tribunal Administrativo de Círculo de Lisboa, que indeferiu as pretensões dos ORD, relativamente aos anos gás de 2010-2011 a 2013-2014.
7. O Tribunal explicitou na sentença proferida *“...que o direito das AA. às reavaliações sucessivas, é um direito compensatório e não tarifário, o seu reconhecimento/pagamento caberá à contraparte que o identificou em sede contratual (o Estado concedente) e não à Entidade Demandada (que além do mais não foi parte nos CC modificados), consequentemente, não sendo norma ou critério tarifário não podia ser imposto, à luz das normas legais, regulamentares, estatutárias então aplicáveis, que tal mecanismo de reequilíbrio económico financeiro do contrato fosse tomado em linha de conta, por banda da Entidade Demandada, também na fixação das tarifas referentes aos anos gás de 2010 a 2013...”*.
8. Não tendo as distribuidoras de gás natural interposto recurso desta decisão judicial, a mesma transitou em julgado tornando-se definitiva.

9. O CT regista que esta decisão é favorável ao sistema tarifário uma vez que de acordo com a estimativa do Regulador os montantes reclamados pelos ORD ultrapassariam 1 000 milhões de euros sobre todo o período das respetivas concessões.
10. O CT nota que se encontram ainda a aguardar decisão os processos judiciais interpostos pelas empresas distribuidoras de gás natural relativamente aos anos gás posteriores ao de 2013-2014.

## **B.2. CONTRIBUIÇÃO EXTRAORDINÁRIA DO SETOR ENERGÉTICO (CESE)**

1. O Memorando de Entendimento sobre as Condicionalidades de Política Económica, celebrado em maio de 2011, entre o Estado Português, a União Europeia e o Fundo Monetário Internacional estabelecia como objetivo para o mercado de energia, a par da conclusão dos processos de liberalização dos mercados de eletricidade e de gás natural e da avaliação dos instrumentos de política energética e de tributação, a adoção de medidas tendentes a conter o défice tarifário do setor elétrico.
2. A CESE foi criada como contribuição extraordinária pela Lei do Orçamento do Estado para 2014 (Lei n.º 83- C/2013, de 31 de dezembro) com o objetivo de «*financiar mecanismos que promovam a sustentabilidade sistémica do setor energético, através da constituição de um fundo que visa contribuir para a redução da dívida tarifária e para o financiamento de políticas sociais e ambientais do setor energético*» (v. o artigo 1.º, n.º 2, do regime jurídico da CESE, na redação original).
3. A CESE abrange operadores económicos do sector energético que desenvolvam determinadas atividades nos subsectores da eletricidade (produção, transporte, distribuição e comercialização grossista), do gás natural (transporte, distribuição, armazenamento ou comercialização grossista) e do petróleo e produtos de petróleo (refinação, tratamento, armazenamento, transporte, distribuição ou comercialização grossista).
4. O carácter extraordinário da CESE foi referenciado como justificativo nas solicitações de impugnação realizadas na sequência da sua publicação, situação que se alterou com a perenidade recursiva da sua manutenção na Lei do Orçamento do Estado.
5. Um pedido de impugnação à Autoridade Tributária sobre o ato de liquidação da CESE relativo ao ano de 2018, conduziu à apresentação de recursos nas devidas instâncias, culminando no Tribunal Constitucional, onde se questionava a constitucionalidade das normas aplicadas.
6. De acordo com a interpretação deste tribunal, o legislador reduziu os objetivos a que a CESE se dirige em termos tais, que deixou de ser possível afirmar que as concessionárias das atividades de transporte, de distribuição ou de armazenamento subterrâneo de gás natural podem ser consideradas responsáveis pela sua concretização, e muito menos presumíveis causadoras ou beneficiárias das prestações públicas que ao Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Setor Elétrico (FSSSE) incumbe providenciar.
7. O CT regista a decisão transversal do Tribunal Constitucional<sup>4</sup> de “*Julgar inconstitucional, por violação do artigo 13.º da Constituição, o artigo 2.º, alínea d), do regime jurídico da CESE (aprovado pelo artigo 228.º da Lei n.º 83- C/2013, de 31 de dezembro, cuja vigência foi prorrogada para o ano de 2018 pela Lei n.º 114/2017, de 29 de dezembro), na parte em que determina que o tributo incide sobre o valor dos elementos do ativo a que se refere o n.º 1 do artigo 3.º do mesmo regime, da titularidade das pessoas coletivas que integram o setor energético nacional, com domicílio fiscal ou com sede, direção*”

---

<sup>4</sup> Acórdão 101/2023 (tribunal constitucional)

*efetiva ou estabelecimento estável em território português, que, em 1 de janeiro de 2018, sejam concessionárias das atividades de transporte, de distribuição ou de armazenamento subterrâneo de gás natural (nos termos definidos no Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na sua redação atual)”.*

### **B.3. TAXA DE OCUPAÇÃO DE SUBSOLO**

1. A Lei n.º 53-E/2006, de 29 de dezembro, que aprovou o regime geral das taxas das autarquias locais (RGTA), estabeleceu que as taxas das autarquias locais são tributos que assentam na prestação concreta de um serviço público local, na utilização privada de bens do domínio público e privado das autarquias locais ou na remoção de um obstáculo jurídico ao comportamento dos particulares, quando tal seja atribuição das autarquias locais, nos termos da lei, sendo seu sujeito ativo a autarquia local, entidade titular do direito de exigir o tributo e o sujeito passivo a pessoa, singular ou coletiva, e outras entidades legalmente equiparadas que, nos termos da referida Lei e dos Regulamentos aprovados pelas autarquias locais, esteja vinculado ao cumprimento da prestação tributária. Nos termos desta Lei, o legislador estabeleceu que compete às Assembleias Municipais a definição das taxas municipais.
2. O Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, que desenvolve os princípios gerais relativos à organização e ao funcionamento do Sistema Nacional de Gás Natural, regulamentando o regime jurídico aplicável ao exercício das atividades de transporte, armazenamento subterrâneo, receção, armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito, à distribuição e comercialização de gás natural e à organização dos mercados de gás natural, estabeleceu que:
  - a. A atribuição das concessões para o exercício da atividade de distribuição de gás natural competia ao Conselho de Ministros, sendo os respetivos contratos de concessão outorgados pelo ministro responsável pela área da energia, em representação do Estado.
  - b. Os contratos de concessão de distribuição regional em vigor tinham de ser alterados de acordo com as bases estabelecidas no seu Anexo IV, assegurando-se nos novos contratos o direito das concessionárias à manutenção do equilíbrio económico e financeiro das respetivas concessões.
3. A Resolução do Conselho de Ministros n.º 98/2008, de 23 de junho, que aprovou as minutas dos contratos de concessão de serviço público de distribuição regional de gás natural a celebrar entre o Estado Português e as concessionárias da atividade de distribuição de gás natural (exercida em regime de concessão de serviço público), determinou que, através daqueles contratos:
  - a. Assistia às concessionárias o direito de repercutir sobre os utilizadores das suas infraestruturas, quer se tratassem de entidades comercializadoras de gás ou de consumidores finais, o valor integral de quaisquer taxas, independentemente da sua designação, desde que não constituíssem impostos diretos, que lhe viessem a ser cobrados por quaisquer entidades públicas, direta ou indiretamente atinentes à distribuição de gás, incluindo as taxas municipais de ocupação do subsolo (TOS) cobradas pelas autarquias locais.
  - b. No que respeitava à TOS a liquidar pelas autarquias locais que integravam a área da concessão, os valores pagos pela concessionária em cada ano civil seriam repercutidos por município sobre as entidades comercializadoras utilizadoras das infraestruturas ou sobre os consumidores finais servidos pelas mesmas, nos termos a definir pela ERSE.
4. Em suma, até à entrada em vigor da Resolução do Conselho de Ministros n.º 98/2008, de 23 de junho, o pagamento da TOS, enquanto contrapartida pela utilização privada de bens do domínio público e

privado das autarquias locais pelas redes de distribuição de gás natural, era, por força do preceituado nos artigos 6.º, n.º 1 al. c) e 7.º, n.º 2 do RGTAL, da exclusiva responsabilidade das concessionárias. Após a entrada em vigor da referida Resolução, e por força da mesma, o pagamento da TOS passou a ser passível de repercussão, por parte das concessionárias, sobre os utilizadores das suas infraestruturas, quer se trate de entidades comercializadoras de gás ou de consumidores finais.

5. A Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, que aprovou o Orçamento do Estado para 2017, no n.º 3 do artigo 85.º, determinou que *“A taxa municipal de direitos de passagem e a taxa municipal de ocupação do subsolo são pagas pelas empresas operadoras de infraestruturas, não podendo ser refletidas na fatura dos consumidores.”*
6. O Decreto-Lei n.º 25/2017, de 3 de março, que estabelece as disposições necessárias à execução do Orçamento do Estado para 2017, veio, no artigo 70º, estabelecer as definições para cumprimento das obrigações decorrentes do artigo 85 da lei de orçamento de estado para 2017, bem como determinar que as entidades reguladoras sectoriais procedessem a uma avaliação das consequências do regime jurídico estabelecido pela Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, no equilíbrio económico-financeiro das empresas operadoras das infraestruturas, acrescentando ainda, no n.º 5, que, tendo por base aquela avaliação, o Governo deveria proceder à alteração do quadro legal em vigor, nomeadamente em matéria de repercussão das taxas na fatura dos consumidores.
7. A ERSE, cumprindo a orientação normativa referida no ponto anterior, efetuou a avaliação e apresentou em julho de 2017 um relatório ao governo indicando que *“caso as TOS passem a não ser repercutidas, o equilíbrio económico-financeiro de vários ORD será posto em causa a médio prazo, inviabilizando novos investimentos, pondo conseqüentemente em risco a segurança do sistema, tanto técnica, como económica”*. Refere ainda que *“Neste contexto, considera-se ser oportuno rever o atual quadro legislativo de cálculo e aplicação das TOS, de modo a garantir a sustentabilidade económica do sistema e a não pôr em causa a estabilidade e a uniformidade tarifária”*.
8. A Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro, que aprovou o Orçamento de Estado para 2019, consagrou, no seu artigo 246.º, que:
  - a. *“O Governo procede, até final do 1.º semestre de 2019, à revisão do quadro legal enquadrador da taxa de ocupação do subsolo em vigor, nomeadamente em matéria de repercussão das taxas na fatura dos consumidores”*.
  - b. Deveria ser assegurada a fixação de um limite mínimo e máximo indicativo do valor das taxas de ocupação do subsolo para os fornecimentos em BP< [menor que] e para os fornecimentos em BP> [maior que] e MP por parte dos municípios, atendendo aos princípios da objetividade, proporcionalidade e não discriminação.
9. O Despacho n.º 315/2021, de 11 de janeiro, que determinou a constituição, e respetiva composição, de um grupo de trabalho com o objetivo de alterar o quadro legal da TOS – que ainda se mantém em vigor – e a apresentação de proposta de alteração legislativa aos membros do Governo no prazo de quatro meses a contar da sua publicação, apresenta, nos respetivos considerandos:
  - a. *“Considerando que, através do n.º 3 do artigo 85.º da Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro (Lei do Orçamento de Estado para 2017), ficou determinado que a taxa municipal de direitos de passagem e a taxa municipal de ocupação do subsolo são pagas pelas empresas operadoras de infraestruturas, não podendo ser refletidas na fatura dos consumidores, concretizando o artigo 70.º do Decreto-Lei n.º 25/2017, de 3 de março (Normas de Execução*

*do Orçamento de Estado para 2017), que o Governo procederá à alteração do quadro legal em vigor, nomeadamente em matéria de repercussão das taxas na fatura dos consumidores.”*

- b. “Considerando que o artigo 246.º da Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro (Lei do Orçamento de Estado para 2019), estabelece que o Governo procederá à revisão do quadro legal enquadrador da taxa de ocupação do subsolo em vigor, nomeadamente em matéria de repercussão das taxas na fatura dos consumidores.”*
  - c. “Considerando que a proposta de lei apresentada pela Secretaria de Estado das Autarquias Locais, em 3 de maio de 2019, conheceu parecer desfavorável da Associação Nacional de Municípios Portugueses.”*
  - d. “Almejando o fim da repercussão da TOS na fatura dos consumidores e que a alteração legislativa a efetuar, tal como estabelecido pelo n.º 2 do artigo 246.º da Lei do Orçamento de Estado para 2019, assente a incidência na efetiva ocupação do subsolo e assegure a fixação de um limite mínimo e máximo indicativo do valor das taxas de ocupação do subsolo para os fornecimentos em BP < e para os fornecimentos em BP > e MP por parte dos municípios, atendendo aos princípios da objetividade, proporcionalidade e não discriminação.”*
- 10.** O CT não tem conhecimento de ulteriores desenvolvimentos, com impacto no quadro legal enquadrador da TOS, resultantes do disposto no Despacho n.º 315/2021, de 11 de janeiro.
- 11.** De recurso interposto para o Supremo Tribunal Administrativo (STA) sobre sentença proferida em tribunal de 1ª instância relativa, sumariamente, a pedido de Impugnação Judicial à repercussão de valores da TOS numa fatura de consumidor final, foi proferido, pelo STA, o Acórdão de 23 de fevereiro de 2023 (Processo nº 02/21.3BEALM), que, em síntese, e relativo ao caso em apreço, decidiu que:
- a. “Nos termos do artigo 85.º, n.º 3 da Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro (Lei do Orçamento do Estado para o ano de 2017), a taxa municipal de direitos de passagem e de ocupação do subsolo são pagas pelas empresas operadoras de infraestruturas, não podendo ser refletidas na fatura dos consumidores.”*
  - b. Sendo a referida norma válida e eficaz desde 1 de janeiro de 2017, há que julgar ilegal o ato de repercussão integrado em fatura relativa ao ano de 2018.”*
  - c. “A atividade ou prestação de um serviço público essencial não perde a sua natureza pública administrativa pela circunstância de ser desenvolvida por uma pessoa coletiva de direito privado (no caso constituída sob a forma de sociedade anónima), nem o ato de repercussão, realizado ao abrigo de um direito legalmente reconhecido, deixa de ser materialmente tributário apenas por ter sido praticado por uma concessionária (de serviço público essencial), pelo que, os valores cobrados ao consumidor na parte que respeitam à contrapartida da utilização pela concessionária do bem de domínio público ainda possuem a natureza de créditos tributários.”*
  - d. “Não determinando a natureza privada da entidade que praticou o ato lesivo (repercussão ilegal) a sua exclusão do conceito de “serviços” previsto no artigo 43.º da LGT e estando verificados os demais pressupostos para atribuição de juros indemnizatórios previstos no mesmo preceito, deve concluir-se que não existe qualquer obstáculo a que seja reconhecido à repercutida (consumidor final) o direito a reaver o que ilegalmente lhe foi exigido e pago e, bem assim, o direito a receber o valor correspondente aos juros indemnizatórios,*

*calculados à taxa de 4%, desde a data em que esse pagamento indevido se verificou até efetivo e integral pagamento.*

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

1. A necessidade de serem estabelecidos tetos máximos para as TOS a aplicar (como se verifica na Taxa Municipal de Direitos de Passagem), e mecanismos que promovam a homogeneização da sua aplicação, obviando, desta forma, às significativas discrepâncias existentes no território nacional.
2. Que a ERSE, em resposta ao que vem sendo alertado pelo CT em pareceres anteriores, tem reiteradamente referido que não tem competências para definir limites máximos cobrados nas TOS, na medida em que essa definição depende de ato legislativo e não tem competência para limitar a autonomia das autarquias por via regulamentar. Entendendo as limitações aludidas pela ERSE, na sua resposta, o CT considera, no entanto, que a mesma poderá ter um papel importante, enquanto entidade reguladora do setor, e à qual aporta todo o interesse no melhor funcionamento possível do mesmo, junto do poder legislativo, por forma a que a questão em apreço seja resolvida de forma adequada, no menor espaço de tempo possível.
3. Que regista o teor do Acórdão do STA, referido no ponto 11 acima, o qual – pese embora a sua aplicação ao caso em concreto - poderá vir a desencadear iniciativas semelhantes por parte de outros clientes, conduzindo à necessidade de ajustamento do quadro legal aplicável.
4. Que, face ao conteúdo da decisão do STA, o CT vem uma vez mais reforçar a urgência de ser analisado e, eventualmente, se for esse o caso, garantido o equilíbrio económico-financeiro dos ORD, nos termos previstos nos seus contratos de concessão e na regulamentação em vigor.

#### **C. MERCADO GROSSISTA E PREÇOS DE ENERGIA**

1. O CT reconhece que, apesar de algum alívio no preço do gás natural observado nos mercados grossistas a partir do início de 2023, face ao verificado no 2º semestre de 2022, em que os preços atingiram valores absolutamente invulgares no principal índice de referência do mercado europeu, o *Title Transfer Facility* (TTF), com valores médios superiores na ordem dos 150 €/MWh e com um pico na vizinhança de 300€/MWh, se mantém uma situação instável, com os preços ainda marcadamente superiores aos que se verificavam no contexto pré-pandémico.
2. Por outro lado, sendo certo que o mercado português é especialmente fornecido a partir de GNL, produto em que os preços verificados nos mercados internacionais são algo inferiores aos observados no TTF, a própria ERSE nota na Proposta que o preço deste produto tem apresentado uma elevada volatilidade, a que se tem adicionado alguns problemas do lado dos produtores, o que não permite simplesmente considerar o preço do GNL como a referência única para o mercado ibérico.
3. Deste modo, o CT considera justificável a posição assumida pela ERSE na proposta de tarifas e preços de gás natural para o Ano Gás 2023-24, mantendo alguma reserva quanto a uma desejável diminuição continuada dos preços de aprovisionamento, quando é certo que se mantém um enquadramento geopolítico incerto, nomeadamente devido à situação de guerra na Ucrânia.
4. O anterior é concretizado pela proposta de custo implícito de aquisição de gás natural para fornecimento ao CURG de 23.95 €/MWh, por comparação com o adotado na Aprovação do Tarifário para o Ano Gás 2022/23 de 22.80 €/MWh. Note-se que, a este último valor deve ser acrescido, para



efeitos de comparação, o aumento de 2 €/MWh, aprovado em 1 de janeiro de 2023, pela aplicação do mecanismo de monitorização da adequação da Tarifa de Energia.

5. O CT reconhece que com esta proposta se manterá uma situação mais favorável para os clientes fornecidos pela Tarifa Transitória praticada pelos CURRs, dado o aprovisionamento do mercado regulado ser garantido através do último contrato histórico de longo prazo, celebrado em regime de *take or pay* com a empresa nigeriana produtora de GNL, o qual tem mantido preços de energia mais reduzidos do que os praticados nos mercados grossistas europeus, nomeadamente os indexados ao TTF.
6. Contudo, o CT mantém a nota de cautela expressa no Parecer emitido sobre a Proposta de Tarifas do ano gás anterior, quanto à não necessária reprodutibilidade deste nível de preços nas ofertas em mercado livre, considerando os diferentes indexantes aplicados pelos produtores nos seus contratos de venda aos comercializadores ativos no mercado português.
7. Neste particular, o CT reconhece aliás a iniciativa da Comissão Europeia de criação de um novo indexante, que pretende ser mais representativo das transações de GNL, evitando alguma “contaminação” dos preços de fornecimento por eventuais novas oscilações extremas no TTF. Contudo, o novo indexante apenas foi operacionalizado em março de 2023, apresentando ainda uma liquidez insuficiente para que os seus potenciais efeitos estabilizadores possam começar a ser sentidos no curto prazo.
8. Assim, o CT considera a proposta da ERSE equilibrada no que respeita aos fornecimentos ao mercado regulado, mas mantém a recomendação de pareceres anteriores de que seja adotada uma parcimónia quanto a alguma expectativa apresentada quanto à “evolução das ofertas em regime de mercado”. Com esta opção, o CT acredita que será mais bem defendida a credibilidade do regime de mercado, devendo a ERSE privilegiar a supervisão deste no lugar de expressar estimativas insuficientemente fundamentadas.

#### **D. DESENVOLVIMENTOS LEGISLATIVOS E REGULATÓRIOS**

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

1. A Comunicação de 23 de março de 2022, com o objetivo de redução da dependência energética da União Europeia da Rússia e o controlo da volatilidade dos preços de gás natural, solicita aos Estados-Membros que aumentem as suas reservas de gás natural até 90% da capacidade das infraestruturas de armazenamento até 1 de novembro de cada ano, solicitando ainda que os Estados-Membros cumpram os objetivos antecipadamente à aprovação das alterações ao Regulamento (UE) 2017/1938, que estabelece as medidas de salvaguarda da segurança de abastecimento, aprovadas pelo Regulamento (UE) 2022/1032, do Parlamento Europeu e do Conselho de 29 de junho;
2. A Comunicação de 18 de maio de 2022, da Comissão Europeia, relativa ao «Plano REPowerEU», que estabelece a criação de uma Plataforma da UE para a Aquisição de Energia, juntamente com os Estados-Membros, para a aquisição comum de gás, gás natural liquefeito (GNL) e hidrogénio. No sentido de manter os objetivos de descarbonização, resulta dos instrumentos comunitários que a aquisição conjunta poderá resultar na concessão de um tratamento mais vantajoso ou apoio ao

aprovisionamento e fornecimento de gases renováveis, como o biometano e o hidrogénio, na medida em que possam ser injetados com segurança no sistema de gás, para fornecimento aos clientes finais.

3. O Regulamento (UE) 2022/1369, do Conselho, de 5 de agosto, que veio preconizar a necessidade de a nível europeu se adotarem medidas coordenadas de redução do consumo de gás e aumento da capacidade de armazenamento de gás natural.
4. O Regulamento (UE) 2022/2578 do Conselho, de 22 de dezembro de 2022, que cria um mecanismo temporário de correção do mercado para as ordens colocadas para a negociação de derivados no *Title Transfer Facility* (TTF) e de derivados ligados a outros pontos de negociação virtual, a fim de limitar episódios de preços do gás excessivamente elevados na União, que não refletem os preços do mercado mundial.
5. O Relatório da Agência Internacional da Energia, de 12 de dezembro de 2022, que estima que poderá ocorrer uma escassez de gás em 2023, a menos que as medidas já tomadas na União sejam complementadas por ações adicionais para substituir ou poupar gás.
6. O Relatório de acompanhamento sobre a revisão do Regulamento (UE) 2022/1369, da Comissão, que analisa a redução da procura alcançada, os riscos e possíveis cenários de oferta e escassez até ao final do próximo Inverno e que demonstra que é necessária uma redução contínua da procura de 15% até ao final de março de 2024 para garantir que os Estados-Membros possam cumprir o objetivo de armazenamento de 90% estabelecido pelo Regulamento (UE) 2022/1032 e assegurar a adequação da oferta e da procura de gás para o Inverno 2023/2024 .
7. O Regulamento (UE) 2023/706 do Conselho, de 30 de março, que altera o Regulamento (UE) 2022/1369 no respeitante à prorrogação do período de redução da procura para as medidas de redução da procura de gás.

Já a nível nacional, o CT destaca:

- a. O Decreto-Lei n.º 30-B/2022, de 18 de abril, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 6/2023, de 27 de janeiro, que reforça o sistema de incentivos «Apoiar as Indústrias Intensivas em Gás».
- b. O Decreto-Lei n.º 57-B/2022, de 6 de setembro, que permite o regresso dos clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> ao regime de tarifas reguladas de venda de gás natural.
- c. O Decreto-Lei n.º 84-D/2022, de 9 de dezembro, que procede à criação do regime transitório de estabilização de preços do gás por pessoas coletivas com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup>.
- d. O Decreto-Lei n.º 70/2022, de 14 de outubro, que estabelece medidas extraordinárias e temporárias no quadro da segurança de abastecimento de gás e cria a reserva estratégica de gás natural, procedendo à primeira alteração ao Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto.
- e. A Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro, que determina que o operador de terminal de gás natural liquefeito promova, de imediato e com urgência, a instalação das infraestruturas e equipamentos necessários à trasfega de GNL entre navios, em Sines, usando as instalações que opera, aspeto que se refletiu nos investimentos a efetuar pela REN Atlântico e que se enquadram na presente proposta tarifária. Aquela Resolução determina, também, que o operador de armazenamento subterrâneo de gás promova, no âmbito das suas atividades reguladas, as diligências necessárias para assegurar o reforço da capacidade de armazenamento instalada em Portugal em,

pelo menos, duas cavidades adicionais, não tendo estes investimentos, ainda, impacto nas tarifas do ano gás 2023-2024.

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

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

## II

### ESPECIALIDADE

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

##### A.1. CENÁRIOS ADOTADOS PARA O CONSUMO DE GÁS POR TIPO DE CONSUMIDORES

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

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

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

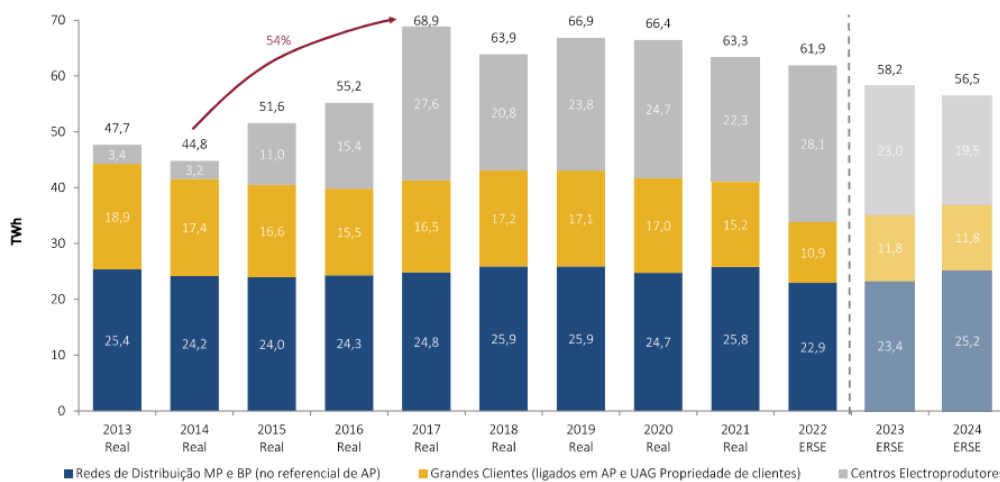
d. O CT regista que as projeções apresentadas pela ERSE são no global conservadoras, com valores de previsão no limite inferior do que se tem verificado nos últimos anos para os grandes clientes industriais, o que nos parece adequado face ao contexto atual de elevada volatilidade e nível de preços do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

e. Já no que diz respeito ao consumo em centrais de ciclo combinado para produção de eletricidade, a ERSE opta pela adoção para 2023 e 2024 de níveis de consumo ao nível dos verificados em 2021, no caso do ano 2023, e em 2018, no caso do ano 2024. Esta opção tem naturalmente um elevado impacto nos

valores globais da procura e consequentemente nos níveis tarifários necessários para recuperação dos proveitos permitidos estabelecidos para as atividades reguladas.

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

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



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

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

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

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

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

d. Adicionalmente, e também como já referido anteriormente, apesar do ano 2022 ter sido um ano de reduzida hidraulicidade, foi também acompanhado por temperaturas amenas ao longo do período de inverno pelo que, mesmo que em 2023 as condições de produção hídrica se alterem, é sempre possível que o inverno seja mais rigoroso pelo que as centrais de ciclo combinado serão chamadas a funcionar.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

#### **B.1. PROVEITOS PERMITIDOS E DESVIOS TARIFÁRIOS DE 2021 E DE 2022**

1. As tarifas do ano gás 2023-2024 são aplicadas no período compreendido entre 1 de outubro de 2023 e 30 de setembro de 2024. Por esta razão a determinação dos proveitos para efeito de cálculo de tarifas em ano gás é também calculada na proporção de 0,25 dos proveitos permitidos de 2023 e de 0,75 dos proveitos permitidos de 2024.
2. O ano gás 2023-2024, é no que se refere ao ano de 2023, o quarto ano e último de aplicação dos parâmetros definidos para o período de regulação 2020-2023, e ao ano de 2024 o primeiro ano do novo período de regulação 2024-2027.
3. Os pressupostos, as metodologias e os cálculos que sustentam os parâmetros regulatórios definidos para o corrente período regulatório, 2020-2023, encontram-se no documento “Parâmetros de regulação para o período 2020 a 2023”, de maio de 2019 e os que sustentam os parâmetros regulatórios definidos para o próximo período regulatório, 2024-2027, encontram-se no documento “Proposta de Parâmetros de regulação para o período 2024 a 2027”.

4. Assim, as componentes fixas e variáveis associadas aos custos operacionais por atividade e empresa, para 2023, foram atualizadas com os fatores de eficiência definidos para o período regulatório de 2020-2023 e com o índice de preços implícito no PIB de 2022 de 4,49%.
5. Para 2024, os proveitos permitidos foram calculados considerando as novas bases de custos e taxas de remuneração propostas pela ERSE para o novo período de regulação 2024 a 2027 cuja apreciação em detalhe será objeto na parte III deste Parecer.
6. O quadro abaixo apresenta as taxas de remuneração consideradas no cálculo dos proveitos permitidos.

Quadro 2-7 – Taxas de remuneração dos ativos regulados

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

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

7. Da análise do quadro verifica-se que as taxas de remuneração apresentaram uma trajetória ascendente até 2023, acompanhando a evolução das obrigações do tesouro. O ano 2024 reflete as taxas propostas para o novo período de regulação, inferiores às de 2023, em contraciclo com o atual contexto financeiro.
8. Aos proveitos permitidos que resultam do modelo regulatório de cada atividade há que adicionar os ajustamentos definitivos do ano s-2 e, eventualmente, o provisório de s-1.
9. Os ajustamentos a repercutir no ano gás 2022-2023 dos operadores das infraestruturas são determinados essencialmente a partir dos desvios entre a procura de gás do ano 2021 versus os valores estimados, bem como na melhor estimativa do ano 2022 baseada nos dados disponíveis à data de emissão da Proposta.
10. No caso dos comercializadores de último recurso os desvios resultam da diferença entre o consumo e número de consumidores no mercado regulado relativamente ao estimado e ao desvio decorrente dos fluxos associados à atividade tarifária.
11. O quadro seguinte permite comparar os proveitos a recuperar por atividade subjacentes ao cálculo das tarifas de 2022-2023 com os da proposta de tarifas 2023-2024, segmentados por atividade com os respetivos ajustamentos e mecanismos de atenuação de desvios atualmente em vigor.

CONSELHO TARIFÁRIO

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

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

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

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

- b. Os proveitos permitidos dos comercializadores de último recurso mais do que duplicaram devido não só ao preço de energia mas também pela quantidade (consumo e número de clientes) pelo regresso ao CUR dos clientes ao abrigo do Decreto-Lei n.º 57-B/2022, de 6 de setembro, que estabeleceu um regime excecional e temporário que tem permitido aos clientes finais de gás com consumos anuais inferiores ou iguais a 10.000 m<sup>3</sup> regressarem ao mercado regulado no contexto das medidas de mitigação dos impactes dos aumentos dos custos de energia resultantes do conflito militar entre a Ucrânia e a Rússia.
  - c. Para o acréscimo dos custos *pass through* contribuiu não só o aumento dos custos com o transporte por rodovia, mas também os valores do PPEC atualmente em vigor cujo pagamento aos promotores a ERSE prevê que tenha início em 2023.
  - d. Os ajustamentos a devolver às tarifas incluindo os proveitos da atribuição de capacidade – leilão que ocorreu no ano gás 2020/21 reduziram cerca de 69 M€, ainda que a ERSE tenha decidido não incluir os ajustamentos provisórios de 2022, num montante estimado por esta entidade em 46,9 M€ a recuperar pelas empresas.
  - e. O mecanismo intertemporal dos desvios de procura na atividade de transporte no presente exercício tarifário, não foi ativado. O valor 3,4 M€ corresponde as anuidades dos diferimentos referente ao ano gás de 2021-2022.
- 13.** O CT não pode deixar de sublinhar que as decisões da ERSE da não inclusão dos ajustamentos de 2022 de 46,9 milhões de euros a recuperar pelas empresas e da inclusão de apenas 50% das transferências para exploração dos investimentos do período 2022-2024 poderão gerar uma elevada pressão nas tarifas de 2024-2025 como a própria ERSE alerta no documento *“Para a mitigação do impacte de variação dos ajustamentos, não foram considerados no cálculo dos proveitos permitidos do ano gás 2023-2024 os ajustamentos provisórios de 2022, que ascendem a 47 milhões de euros a favor das empresas. Refira-se que estes ajustamentos, embora provisórios, foram calculados já com vários meses ocorridos, pelo que existe uma probabilidade elevada que se concretizem como ajustamentos definitivos da mesma ordem de grandeza, que deverão ser considerados nas tarifas do ano gás 2024-2025, podendo gerar uma elevada pressão nas tarifas desse ano”*.
- 14.** Por isto mesmo, o CT insta a ERSE a reavaliar a sua proposta, de forma a reconhecer no ano custos/ganhos expectáveis de forma a não onerar/desonerar os anos futuros, o que se aplica, quer aos ajustamentos provisórios, que na altura em que são enviados já incluem 10 meses reais, quer das estimativas de transferências para exploração. Eventuais correções *a posteriori* com base no real terão sempre um impacte inferior relativamente à não consideração de qualquer valor.

## **B.2. PROVEITOS PERMITIDOS E TARIFAS DO ACESSO ÀS REDES**

### **B.2.1. ATIVIDADE DE RECEÇÃO, ARMAZENAGEM E REGASEIFICAÇÃO**

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



CONSELHO TARIFÁRIO

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

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

2. A variação dos proveitos permitidos desta atividade em cerca de 322,3% traduz, essencialmente, a redução dos desvios a devolver de anos anteriores resultantes das receitas extraordinárias obtidas com o prémio de leilão da atribuição da capacidade das infraestruturas em situação de congestionamento do ano gás 2020-2021.
3. Nas tarifas do ano gás 2022-2023 foram considerados os 13,8 M€ recebidos em 2020 (incluídos no ajustamento do ano s-2) e 50% dos 41,4 M€ recebidos em 2021, ao abrigo do mecanismo de diferimento intertemporal das receitas com o prémio de leilões de atribuição de capacidade (incluídos no ajustamento de s-1).
4. Ao abrigo deste mecanismo, o remanescente de 20,7 M€ foi diferido revertendo para a tarifa acrescido de juros, ao longo de um período que no máximo corresponderá a 4 anos. Desta forma, foi considerado em tarifas 2023-2024 um quarto deste valor.
5. Para mitigar este acréscimo e permitindo reduzir para 57,3% a variação dos proveitos a recuperar com as tarifas, a ERSE:
  - a. Não considerou o desvio provisório de 2022 de 3,4 Milhões de euros, adiando o reconhecimento do mesmo para tarifas 2024-2025
  - b. Ativou o Mecanismo de Atenuação de ajustamentos tarifários a repercutir na parcela I da UGS que contribuiu para uma redução dos proveitos a recuperar com as tarifas desta atividade em 7,6 M€ (em tarifas 2022-2023 tinham revertido para o sistema 12,4 M€).
6. Os proveitos permitidos sem ajustamentos, ou seja, com origem no ano e decorrentes da atividade, gastos operacionais e custos com capital, resultam da aplicação dos parâmetros propostos para o novo período de regulação cuja apreciação em maior detalhe é feita na parte III deste Parecer e dos montantes de ativos sobre o qual incide a taxa de remuneração.
7. Relativamente aos custos operacionais, o acréscimo resulta essencialmente da variação dos preços de energia que se refletem nos custos com eletricidade consumida no terminal.
8. Relativamente aos valores de ativos considerados quer no desvio definitivo de 2021, quer nas transferências previstas para 2022 a 2024, a ERSE solicitou, ao Operador do terminal, informação adicional que se encontra em análise pelo que o valor que consta da Proposta é condicional, sendo apurado o valor definitivo após analisada a fundamentação do operador aos esclarecimentos solicitados pela ERSE.

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

### B.2.2. ATIVIDADE DE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

- Os proveitos permitidos da atividade, gastos operacionais e custos com capital, resultam da aplicação dos parâmetros propostos para o novo período de regulação cuja apreciação em maior detalhe é feita na parte III deste Parecer, dos montantes de ativos sobre o qual incide a taxa de remuneração e dos desvios tarifários de anos anteriores.
- A variação de 41,1% destes proveitos resulta da redução dos desvios a devolver de anos anteriores, uma vez que os proveitos da atividade reduzem cerca de 2,3%, conforme quadro abaixo.

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

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

- O CT tomou nota da decisão da ERSE da aceitação condicional dos investimentos desta atividade enquanto analisa a fundamentação enviada pelo operador aos esclarecimentos solicitados pela ERSE e de não fazer refletir, o ajustamento provisório referente a 2022, de 0,7 M€ a reverter para as tarifas.
- A redução do valor relativamente a tarifas 2022-2023 do montante a transferir para a UGS I por aplicação do mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários, permitiu limitar a variação dos proveitos a recuperar com as tarifas de Armazenamento Subterrâneo em 3,1%.

### B.2.3. ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE GÁS

- Os proveitos permitidos do ano gás 2022-2023 beneficiaram da receita obtida com o prémio de leilão da atribuição da capacidade das infraestruturas em situação de congestionamento do ano gás 2020-2021 (32,7 M€) que foi na íntegra revertido às tarifas em sede dos ajustamentos tarifários do ano s-1 e ano s-2 e das anuidades do mecanismo de atenuação dos desvios tarifários do ano gás 2019/20 (7,1 M€) e 2021/22 (3,3 M€).
- Com esta reversão para as tarifas, os proveitos permitidos a recuperar com as tarifas de uso da rede de transporte no ano gás 2022-2023 reduziram para um terço o proveito permitido da atividade

(OPEX + CAPEX), tendo o CT oportunamente alertado para o facto de decorrer de uma receita extraordinária e um montante singular, pelo que seria expectável que no ano gás 2023-2024 esta tarifa voltasse ao nível dos anos anteriores.

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

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

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

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

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

5. O CT tomou, contudo, nota que a ERSE decidiu não incluir, nos proveitos do ano gás, o desvio provisório de 2022 no montante de 10,1 M€ a recuperar pelo operador da rede de transporte adiando para um ano a sua inclusão nas tarifas.
6. À semelhança do que aconteceu nas restantes atividades a ERSE decidiu aceitar de forma condicional apenas parte das transferências para exploração previstas pelo Operador de Transporte, enquanto analisa os esclarecimentos efetuados por este. O CT recomenda que esta análise seja efetuada de forma célere de modo a que não seja colocado em risco o equilíbrio económico financeiro do Operador na garantia do cumprimento das suas obrigações da concessão. Em especial, há que atender aos investimentos com justificação operacional e de segurança, destinados a não comprometer a continuidade e qualidade do abastecimento e a não colocar em risco o consumo nem a segurança de abastecimento nacional ou de pessoas e bens.
7. O CT alerta que estas decisões da ERSE, resultantes de adiamento de custos ou de proveitos, caso os montantes se tornem efetivos, irão pressionar em alta as tarifas do ano gás 2024-2025.

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

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

CONSELHO TARIFÁRIO

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

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

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

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

3. Os investimentos da atividade de UGS decorrem das imposições legais nacionais e por aplicação das diretivas comunitárias, e materializam-se em desenvolvimento e atualização de sistemas de

informação e de ferramentas de cibersegurança com elevados padrões de exigência, com vista ao cumprimento dos níveis de qualidade de serviço exigidos, não estando subjacentes ao âmbito dos planos de desenvolvimento e investimento nas redes que visam assegurar a oferta de capacidade a longo prazo da RNTG, contribuindo para a segurança do abastecimento.

4. A redução dos custos da atividade de UGS em 5,9% deveu-se essencialmente: (i) aos novos parâmetros propostos para o novo período de regulação, (ii) ao não reconhecimento pela ERSE dos valores de investimento entrados em exploração no ano 2021 que afeta o desvio definitivo de s-2, (iii) ao reconhecimento de apenas 50%, ainda que condicionalmente, das previsões de transferências para exploração 2022-2024, (iv) ao não reconhecimento do desvio provisório de s-1 estimado em 5,3 M€ a recuperar pelo operador.
5. Entende o CT que esta decisão da ERSE deverá ser complementada com uma análise dos impactos na atividade de UGS, garantindo que não é colocado em risco o desenvolvimento desta atividade crítica para o sistema e o cumprimento das suas obrigações.
6. A variação dos proveitos desta atividade em cerca de 390% deve-se, essencialmente, ao sentido simétrico dos valores relativos ao mecanismo de atenuação de ajustamento tarifários associados às atividades de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL e de Armazenamento Subterrâneo de gás enquanto em 2022-2023, ao abrigo deste mecanismo, reverteram para o sistema 22,4 M€.

#### **B.2.5. ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO**

1. Face ao ano gás 2022-2023, os proveitos a recuperar da atividade de distribuição de gás apresentam uma variação de +5,8%, sendo que essa variação se deve essencialmente ao aumento da taxa de remuneração da base de ativos das empresas induzido pelo aumento da taxa das obrigações de tesouro, bem como pelos ajustamentos de anos anteriores.
2. Quanto à componente de custos de exploração, verifica-se uma redução de 0,7% face ao período anterior justificada pela definição das bases de custos a aplicar no novo período regulatório.
3. O aumento de 5,7% do nível dos proveitos permitidos da atividade de distribuição para o ano gás 2023-2024 face ao ano anterior, resulta do aumento da parcela de custos com capital motivado pela taxa de remuneração do ativo fixo. Esta taxa de remuneração é indexada às cotações diárias das Obrigações de Tesouro da República Portuguesa com maturidade a 10 anos para empréstimos em euros, que após um período com níveis bastante reduzidos têm tido uma tendência de subida desde 2020.

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

4. De acordo com o referido pela ERSE, a parcela de custos com capital afeto à atividade de distribuição foi revista em baixa devido à não consideração de investimentos realizados/propostos pelas empresas para no período 2022-2024. A ERSE justifica que a não consideração dos investimentos se deve, em parte, ao facto de os montantes realizados pelas empresas excederem o PDIRD-G 2018, único até ao momento aprovado, pelo que procede a uma desconsideração de 50% do excedente face a esses planos.
5. O CT entende o argumento da ERSE pela factualidade de não existir aprovação dos planos de investimento quinquenais (PDIRD-G 2020 e PDIRD-G 2022). No entanto não pode deixar de relevar o

que já por diversas ocasiões manifestou em anteriores pareceres sobre a necessidade de aprovação atempada, por parte da tutela, dos planos de investimento apresentados pelas empresas, de acordo com o Decreto-Lei nº 62/2020, de 28 de agosto, que passou a definir claramente os prazos e responsáveis por cada fase do processo de aprovação dos PDIRD-G.

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

**Quadro 4-33 - Proveitos da atividade de Distribuição de gás**

Unidade: 10<sup>6</sup> EUR

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

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

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

8. O CT reconhece a dificuldade de previsão da evolução de todas as variáveis do sistema tarifário, especialmente no que ao consumo diz respeito em períodos atípicos como o que temos vivido, que poderão manter-se nos próximos anos.
9. O CT regista que, mais uma vez, a ERSE optou por não incluir o ajustamento provisório do ano s-1 no cálculo dos proveitos permitidos, tendo-o estimado em 19 milhões de euros, a favor das empresas, justificado pelo aumento significativo das *Yields* das Obrigações de Tesouro da República Portuguesa a 10 anos, com impacte no custo de capital, ao qual se adiciona a variação do consumo com impacte na recuperação dos proveitos por aplicação de tarifas. No documento, a ERSE justifica a não inclusão deste montante pela aplicação do n.º 9 do artigo 113º do RT.
10. Em qualquer caso o CT considera que a ERSE deve assegurar que o atraso na devolução destes montantes às empresas, não condiciona o seu equilíbrio económico-financeiro.
11. Como se pode verificar no quadro anterior, os ajustamentos indicados pela ERSE para o ano de 2021 (s-2) a recuperar pelas empresas são na ordem dos 6,4 milhões de euros. Importa realçar que o ano de 2021 não foi alvo de qualquer ajustamento provisório no ano gás 2022-2023, no que se refere à atividade de distribuição.

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

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

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

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

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

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

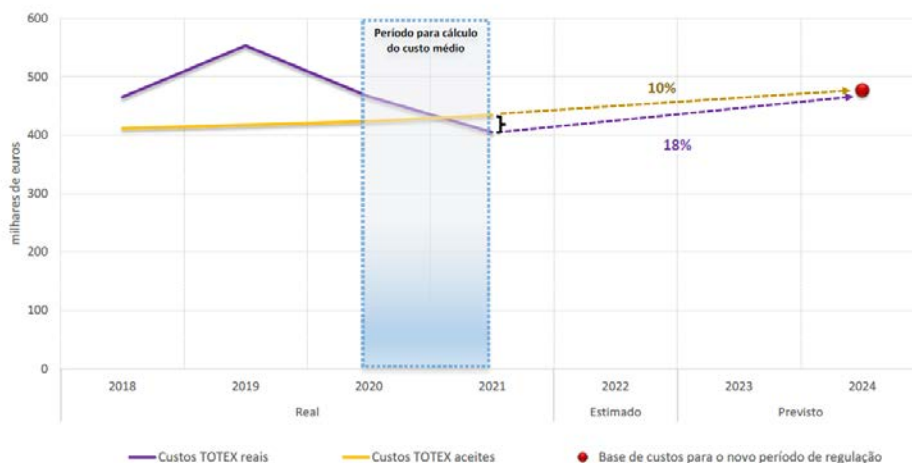
Após apreciação da situação, o CT concorda com a proposta de regularização apresentada pela ERSE, sugerindo maior atenção na preparação e validação da informação que suporta a definição das tarifas e preços regulados.

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

1. A transposição da Diretiva 2003/55/CE, de junho de 2003, veio acelerar a abertura do mercado do gás natural, proporcionando o direito de escolha de fornecedor a todos os clientes.
2. A possibilidade de escolha do fornecedor de gás foi implementada em 2007, abrangendo inicialmente apenas os produtores de eletricidade em regime ordinário, tendo-se alargado o âmbito a todos os consumidores progressivamente até janeiro de 2010.
3. Nesse sentido, foi prevista na legislação de bases do setor, desde 2006, a figura do operador de mudança de comercializador, cuja atividade, por falta de regulamentação autónoma, foi atribuída transitoriamente ao operador da rede de transporte de gás.
4. Através do Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, foi aprovado o regime jurídico aplicável à atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador de eletricidade e gás, como entidade independente, tendo sido atribuída essa função à ADENE – Agência para a Energia.
5. A publicação do novo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, veio alargar o âmbito da atividade do operador logístico de mudança de comercializador (OLMC), introduzindo a função de agregador.
6. Estas alterações estão presentemente a ser apreciadas na “Consulta Pública n.º 114 – Reformulação do Regulamento Tarifário do setor do gás”, sobre a qual o CT irá emitir parecer em sede própria.
7. A alteração proposta nesta consulta pública nº 114 estabelece que os proveitos permitidos da atividade de OLMCA (operador logístico de mudança de comercializador e de agregador) passam a ser recuperados através de preços regulados e, supletivamente, pela aplicação da tarifa de UGS, estando por isto esta atividade sujeita à regulação pela ERSE.
8. A fórmula de proveitos permitidos associados à atividade do OLMC é calculada de acordo com um “*revenue cap*” ao nível dos gastos totais (exploração e investimento) que evolui em função do IPIB-X (Índice de preços implícito no PIB), sendo que para o ano de 2023, o fator de eficiência (X) estabelecido foi 0%. Para 2024 o valor resulta dos novos parâmetros propostos pela ERSE para vigorarem no período 2024-2027.
9. O CT tomou boa nota da alteração do fator de eficiência de 0% para 1,5%, o qual incentivará o OLMC a estabilizar os custos, numa atividade iniciada em 2018, e que, atualmente, se encontra num estado mais maduro e estável.
10. Face ao ano gás 2022-2023, os custos previstos com a atividade de OLMC apresentam uma variação de +5,6%, de acordo com a proposta de tarifas para o ano gás 2023-2024. O CT nota a evolução prevista dos gastos reais, a preços correntes, da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador de acordo com a figura seguinte.



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



Fonte: Gastos aceites liquidados de proveitos – dados ERSE e gastos reais liquidados de proveitos – dados ADENE

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

- Na proposta de proveitos não se verificam quaisquer ajustamentos relativos aos anos s-1 e s-2 da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador da ADENE.
- O CT não pode deixar de notar o aumento significativo de 31,7% dos proveitos permitidos para o ano gás de 2023-2024 da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e que são apresentados na tabela abaixo:

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

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR				
		ano gás t-1 (a)	2023 (ano civil s)	2024 (ano civil s+1)	ano gás t (b)	Δ % (b-a)/(a)
A	Custos afetos à atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador para o setor do gás aceites pela ERSE, previstos para o ano t	447	457	477	472	5,6%
B	Outros proveitos desta atividade afetos ao setor do gás que não resultam da aplicação da tarifa, previstos para o ano t	24	0	0	0	-
C	Ajustamento no ano s, dos proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-1.	64			0	-
D	Ajustamento no ano s, dos proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2.	0			0	-
E=A · B · C · D		358			472	31,7%

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

- A alteração proposta na consulta pública nº 114 vem também alterar o modelo de recuperação de gastos, o qual assentará na sua recuperação principalmente por via das receitas geradas pelo estabelecimento de um preço regulado aplicado ao serviço de intermediação prestado pelo OLMCA pago pelos comercializadores e agregadores cessionários, sendo que, os gastos não recuperados por estas receitas deverão ser recuperados pela parcela I da tarifa de UGS.
- No ano gás 2023-2024, a ERSE considerou que, dos proveitos permitidos para esta atividade, 50% serão recuperados através da tarifa de UGS I.
- O CT nota com apreensão o facto de a ADENE ainda não ter remetido à ERSE o seu Relatório e Contas de 2021 devidamente auditado e que impacta na elaboração desta proposta de proveitos permitidos.

16. Entendendo que a ERSE se reserve o direito de alterar os proveitos permitidos pelo OLMC em função do novo relatório, o CT não pode deixar de manifestar o seu desconforto com o atraso desta publicação da ADENE e o conseqüente potencial impacto nas tarifas.
17. O CT não pode deixar de ressaltar, o que expressou no anterior parecer sobre as propostas de tarifas para o ano gás 2021-22, que: *“sendo esta atividade regulada pela ERSE, não podem subsistir dúvidas quanto ao cumprimento das obrigações de informação e respetivos calendários ao Regulador, com a finalidade de elaboração anual das respetivas tarifas. ”*

### B.2.7. TARIFAS POR ATIVIDADE DO ACESSO ÀS REDES

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

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

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR
		Proveitos Permitidos 2023-2024
<b>Proveitos do operador de receção, armazenamento e regaseificação de GNL</b>	[a]	43 149
<b>Proveitos dos operadores de armazenamento subterrâneo de gás</b>	[b]	10 063
<b>Proveitos do operador da rede de transporte de gás</b>	[c]	88 815
Proveitos da atividade de Transporte de gás		73 535
Proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema - UGS I		15 280
Proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema - UGS II		0
<b>Proveitos do operador logístico de mudança de comercializador e agregador</b>	[d]	472
<b>Proveitos dos operadores das redes de distribuição de gás</b>	[e]	231 015
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS I		-216
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS II>		231
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS II<		-92
Proveitos do operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de URT		-285
Proveitos da função de Distribuição de gás		231 378
<b>Proveitos do Comercializador de último recurso grossista</b>	[f]	39 887
Proveitos da atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento aos CUR		39 887
<b>Proveitos dos Comercializadores de último recurso</b>		
<b>Proveitos dos Comercializadores de último recurso retalhistas - &gt; 10 000m<sup>3</sup></b>		<b>8 019</b>
Proveitos da função de Compra e Venda de gás		5 177
Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTG e às RNDG		2 740
Proveitos da função de Comercialização	[g]	103
<b>Proveitos dos Comercializadores de último recurso retalhistas - &lt; 10 000m<sup>3</sup></b>		<b>108 639</b>
Proveitos da função de Compra e Venda de gás		36 177
Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTG e às RNDG		52 970
Proveitos da função de Comercialização	[h]	19 493
<b>Total dos proveitos permitidos [a]+[b]+[c]+[d]+[e]+[f]+[g]+[h]</b>		<b>432 996</b>

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

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

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

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

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

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

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

Quadro 0-4 - Variação tarifária das tarifas por atividade

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

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

4. A justificação para estas variações por atividade foram apresentadas de forma detalhada nos pontos b.2.1 a b.2.5 e resulta essencialmente de as tarifas do ano gás 2022-2023 terem beneficiado de receitas extraordinárias que não voltaram a ocorrer.
5. De todas estas tarifas reguladas apenas são refletidas nas tarifas de acesso às redes:
- Tarifa de Uso da Rede de Transporte
  - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição
  - Tarifa de Uso Global do Sistema
6. A Tarifa de Uso Global do sistema engloba um conjunto de proveitos a recuperar que se apresentam resumidamente abaixo.

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

	Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR	
	Parcela recuperada no ano gás 2023-2024 pela tarifa de UGS	Operador/ Entidade
<b>transferências para UGSI</b>	<b>8 130</b>	
Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso retalhistas, a repercutir na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	2 005	CURr
Parcela dos proveitos permitidos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador, previstos recuperar através da UGS	236	OLMCA
Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	7 587	Terminal
Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás	-7 587	AS
Desconto resultante da aplicação da tarifa de acesso às redes opcionais em MP, previstos para o ano gás t	5 889	ORD
<b>transferências para UGSI I</b>	<b>191</b>	
Ajustamentos positivos ou negativos da atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento aos comercializadores de último recurso referentes a anos anteriores, definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados, a repercutir nos proveitos do ano gás t, recuperados pela tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte.	-134	
<i>Desvio outros custos CSNGN</i>	1 108	CURg
<i>Ajustamento s-1 CURG</i>	0	CURg
<i>Ajustamento s-2 CURG</i>	-2 017	CURg
<i>Ajustamentos s-1 CURr</i>	0	CURr
<i>Ajustamentos s-2 CURr</i>	882	CURr
<i>Devolução e repercussão tarifária de créditos devidos aos clientes por parte dos CURr</i>	-107	CURr
Custos associados ao Gestor Logístico UAG's	325	CURg

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

### B.3. PROVEITOS PERMITIDOS E TARIFAS DA ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

#### B.3.1. PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

### **B.3.3. MECANISMO DE ADEQUAÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA**

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

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

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

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

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

#### **B.4. PROVEITOS PERMITIDOS E TARIFAS DA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO**

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

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

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

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

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

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

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

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

#### **B.4.2. PROVEITOS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS**

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

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

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

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

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

Adicionalmente, o CT questiona o motivo para os proveitos permitidos dos CURR, propostos para o novo período regulatório, continuarem a ser definidos por nível de pressão, quando as TVCF para os clientes com consumos >10.000 m<sup>3</sup>/ano foram extintas a 31 de dezembro de 2022.

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

#### **B.4.3. TARIFAS DE COMERCIALIZAÇÃO**

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

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

Tendo em conta a alteração de contexto de atuação destas empresas que, até à publicação da legislação que possibilitou o regresso ao mercado regulado para clientes com consumos anuais inferiores a 10 mil

m<sup>3</sup>, tinham uma atividade progressivamente residual, importa salientar que a ERSE deverá monitorizar o impacto desta alteração de paradigma na organização dos CURRs e a adequação da Tarifa de Comercialização a esta nova realidade.

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

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

O CT salienta também que o atual enquadramento económico, marcado por uma elevada taxa de inflação, e também o facto de, no curto prazo, os CURRs virem a perder o montante que lhes estava assegurado por via dos contratos de concessão, que estabeleciam para estes comercializadores um valor mínimo a recuperar de 4 €/cliente/ano durante os cinco primeiros períodos regulatórios, deverão ser fatores a acautelar pela ERSE. No primeiro caso pelo impacto real nos custos incorridos por estas empresas num contexto de aumento da sua base de clientes e, no segundo, pela necessidade de ser acautelada a sua substituição por receita equivalente uma vez que a definição de cinco períodos regulatórios para a anulação deste proveito foi pensada num contexto de eliminação gradual desta atividade de comercialização regulada.

## **B.5. TARIFAS**

### **B.5.1. ADITIVIDADE TARIFÁRIA**

- a. O princípio da aplicabilidade da aditividade tarifária ao cálculo de tarifas está consagrado no Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação do Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro, para garantir que sejam alocados aos clientes apenas os custos associados às atividades utilizadas no abastecimento do seu ponto de consumo.
- b. A ERSE determina os custos de todas as atividades envolvidas no SNG, de acordo com os serviços que lhe estão associados e respetivos custos que decorrem da sua operação. A soma das tarifas reguladas para a atividade de uso global do sistema, uso da rede de transporte e uso da rede de distribuição, resulta na tarifa de Acesso às Redes, que reflete as atividades necessárias ao abastecimento de cada tipo de cliente. Neste sentido, as tarifas de Acesso às Redes suportadas por cada cliente estão dependentes do nível de pressão a que este se encontra ligado.
- c. Para além da tarifa de Acesso às Redes, os clientes em mercado livre suportam os custos de energia negociados livremente com comercializadores em mercado.
- d. No caso dos clientes em mercado regulado, à tarifa de Acesso às Redes, somam a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização, resultando na Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais.
- e. O CT concorda com o princípio associado à aditividade tarifária na definição das tarifas reguladas e volta a reiterar a necessidade permanente de manutenção do rigor na determinação dos custos eficientes e dos proveitos permitidos e a revisão dos critérios de atribuição destes às respetivas variáveis de faturação a serem suportadas pelos vários consumidores nos diversos níveis de pressão.



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

- a. Todos os consumidores com faturação em Média Pressão (MP), incluindo os consumidores com ligação em Baixa Pressão (BP) e faturação em MP, com consumos anuais superiores ou iguais a 10 000 000 m<sup>3</sup>/ano, podem optar por tarifas de acesso às redes opcionais em MP, beneficiando de um desconto que depende do consumo anual efetivo e da sua distância à rede de transporte em Alta Pressão (AP).
- b. Esta tarifa tem como objetivo evitar decisões de investimento inadequadas para o sistema, designadamente a construção de ligações diretas à rede AP por grandes clientes, atualmente abastecidos em MP ou BP, em resultado do valor da tarifa de Acesso às Redes de Distribuição ser mais elevado face a AP.
- c. Por outro lado, evita um aumento nas tarifas de Acesso às Redes a serem suportadas por todos os consumidores ligados às redes de distribuição em MP e em BP, devido a uma redução do volume distribuído através destas infraestruturas.
- d. A metodologia de cálculo para o apuramento do valor de desconto a aplicar por via das tarifas de acesso às redes opcionais em MP, encontra-se regulamentada através de uma fórmula que tem em conta a diferença entre as tarifas de Acesso às Redes em AP e MP e o custo de investimento associado à construção de um ramal de ligação à rede de AP, considerando igualmente o consumo efetivo anual e a distância entre o ponto de consumo e a rede AP . O termo fixo do desconto 'C<sub>w</sub>' que integra a fórmula acima referida, tem sido alterada anualmente, em função do valor das tarifas de Acesso às Redes e da modulação<sup>5</sup> considerada em cada ano gás.

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

- e. A atual proposta tarifária, prevê que o diferencial médio entre as tarifas de Acesso às Redes em MP face a AP, varie de 1,98 €/MWh (tarifas para 2022/23) para 1,95 €/MWh (proposta de tarifas e preços para 2023/24), o que significa um decréscimo do diferencial em 0,03 €/MWh. Já o termo fixo do desconto constante da proposta da ERSE é atualizado para 1,855 €/MWh quando nas tarifas para 2022/23 foi fixado em 1,873 €/MWh, o que corresponde a uma diminuição 0,018 €/MWh.
- f. Por outro lado, o CT relembra que o objetivo deste mecanismo é evitar investimentos considerados ineficientes na mudança de abastecimento de clientes da rede de MP para AP, motivo pelo qual a ERSE deve ter em conta a tendência de redução do valor do desconto a aplicar, que poderá conduzir a que os clientes ligados a MP possam em determinado momento concluir sobre potenciais vantagens económicas em mudar de nível de pressão, e avançar com pedidos de ligação à rede em AP e investimentos decorrentes.
- g. Por último, e tal como salientado em pareceres anteriores, este mecanismo não tem em consideração os custos da TOS suportados pelos clientes abastecidos pelas redes de distribuição e que não são aplicáveis aos clientes em AP, o que aumenta o diferencial de custos gerado entre os clientes abastecidos em AP e os abrangidos por este mecanismo.

<sup>5</sup> Medida em dias e define-se como o quociente entre o consumo anual e o consumo diário máximo, ou seja, a capacidade.

### B.5.3. OPÇÕES TARIFÁRIAS DE ACESSO ÀS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

1. No ano gás 2023-2024, as opções tarifárias de acesso às redes de distribuição em MP e em BP>5 mantêm-se as seguintes: (i) tarifa de longas utilizações, (ii) tarifa de curtas utilizações; (iii) tarifa flexível anual e (iv) tarifa flexível mensal.
2. Os fatores multiplicativos que relacionam os preços de capacidade das opções tarifárias flexíveis em MP e em BP> com os preços de capacidade da opção tarifária de longas utilizações para o ano gás 2023-2024 são apresentados no quadro seguinte.

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

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

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

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

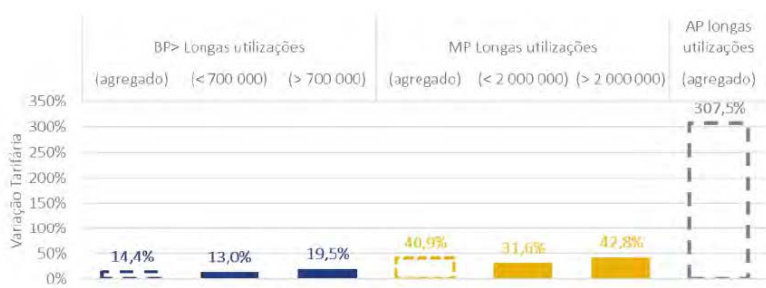
### B.5.4. ESCALÕES DE CONSUMO NAS TARIFAS DE USO DAS REDES DE AP, MP E BP>

1. A ERSE introduziu escalões de consumo nos vários níveis de pressão no ano gás 2016-2017, com o propósito de aproximar as Tarifas de Acesso às Redes (TAR) entre os vários níveis de pressão nos intervalos de consumo em que se observam diversos consumidores com características de consumo semelhantes, mas ligados a redes de pressão diferentes.
2. A proposta da ERSE mantém as descontinuidades tarifárias nas fronteiras dos escalões de consumo de acordo com os seguintes escalões de consumo por nível de pressão:
  - Média Pressão:
    - Consumo anual < 2 000 000 m<sup>3</sup>
    - Consumo anual >= 2 000 000 m<sup>3</sup>
  - Baixa Pressão > 10 000m<sup>3</sup>/ano:
    - 10 000 m<sup>3</sup> < Consumo anual < 700 000 m<sup>3</sup>

- Consumo anual  $\geq 700\,000\text{ m}^3$

3. O CT constata que as tarifas propostas aos clientes nos escalões de maiores consumos dentro do mesmo nível de pressão aumentam percentualmente mais do que as tarifas dos clientes com consumos inferiores, como pode ser analisado na figura seguinte:

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



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

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

Quadro 9-2 - Características dos consumidores faturados em BP> e MP com consumos anuais superiores a  $100\,000\text{ m}^3$ , com tarifas do ano gás 2023-2024

Tarifas 2023-2024		N.º Consumidores	Consumo Médio ( $\text{m}^3/\text{ano}$ )	Modulação Média (dias/ano)	Faturação Média (€/ano)	Preço Médio (€/MWh)
BP>	100 000 < 700 000	627	260 163	161	183 695	60,52
	700 000 < 1 000 000	60	838 356	194	561 018	57,36
MP	100 000 < 2 000 000	197	1 162 137	190	718 956	53,03
	$\geq 2\,000\,000$	185	6 682 564	228	4 098 753	52,57

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

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

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

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

**Quadro 9-5 - Impactes económicos na faturação dos consumidores nas fronteiras dos escalões de consumo com tarifas do ano gás 2022-2023<sup>48</sup>**

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

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

- No caso dos consumidores BP na fronteira de 1 000 000 m<sup>3</sup>/ano, a ERSE concluiu que cerca de 20% dos consumidores da amostra (12 de 60 consumidores) teria um benefício económico estimado de cerca de 4% na fatura, em incrementar o consumo para aceder à tarifa de acesso de MP < 2 000 000 m<sup>3</sup>/ano (considerando a tarifa de energia e de acesso às redes).
- Por fim, analisando os consumidores MP na fronteira de 2 000 000 m<sup>3</sup>/ano, pode-se concluir que 1.5% dos consumidores da amostra (3 de 197 consumidores) beneficiariam em média até 0.3% de uma redução na fatura se aumentassem os seus consumos para transitar para a tarifa de acesso MP >=2 000 000 m<sup>3</sup>/ano.
- O CT nota que, para todos os escalões de consumo, se verificou uma redução quer da ocorrência quer do benefício estimado face à análise realizada para o ano gás anterior.
- No caso dos consumidores BP na fronteira de 1 000 000 m<sup>3</sup>/ano e face aos níveis elevados de ocorrência na amostra, superior a 20%, o CT sugere à ERSE uma análise mais profunda ao impacto da descontinuidade tarifária nestas condições.
- O CT alerta de novo a ERSE para a importância de se evitarem eventuais benefícios de consumidores menos eficientes por força da descontinuidade tarifária dos escalões de consumo, pelo que recomenda à ERSE a adoção dos mecanismos necessários que evitem estas descontinuidades.

#### **B.5.5 - EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES**

- O CT entende a alteração das condições que originam a fixação dos proveitos permitidos associados às atividades reguladas, em especial o facto de terem deixado de se verificar ajustamentos de anos anteriores a devolver à tarifa. Estes deveram-se não só a opções tarifárias da ERSE de afetação de

receitas extraordinárias, mas também à redução acentuada do consumo motivada pelos cenários pandémicos e crise energética verificados.

Figura 6-6 - Receitas, quantidades e preços médios associados às tarifas de Acesso às Redes, por tipo de cliente <sup>72</sup>

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

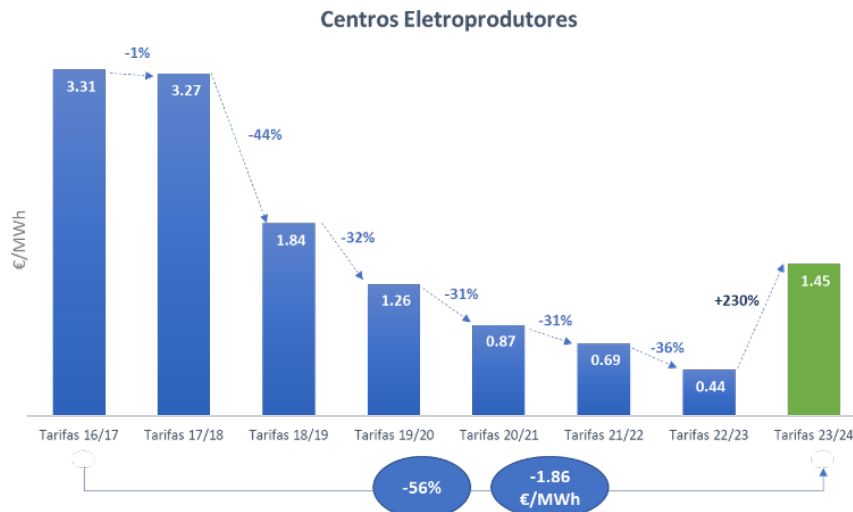
Nota: a relação entre as três variações é a seguinte:  $(1 + \text{Variação do preço médio}) = (1 + \text{Variação tarifária}) \times (1 + \text{Efeito consumo})$ .

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

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

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

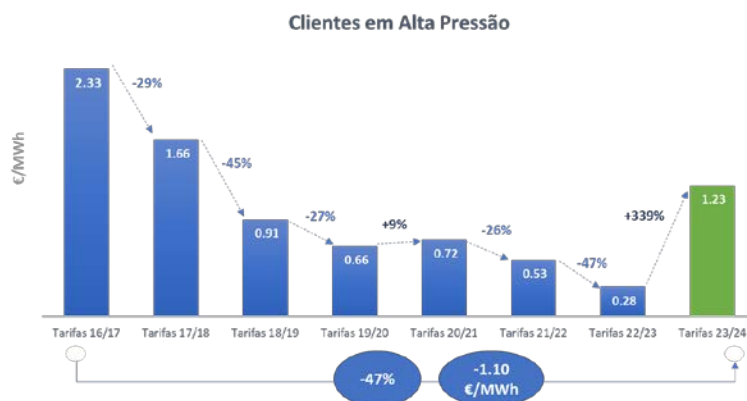
### Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos Centros Eletroprodutores



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

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

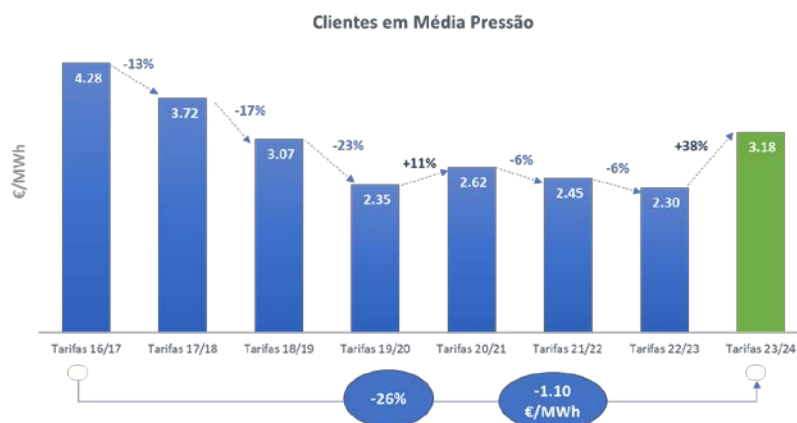
### Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Alta Pressão



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

6. No caso do preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Alta Pressão, a proposta da ERSE aponta para um aumento global na fatura de 339% motivada pelo aumento dos custos a repercutir nas tarifas (305%) como pela redução do consumo prevista (8.8%).
7. Uma análise evolutiva destas tarifas nos últimos anos mostra uma subida da tarifa que a aproxima do verificado no ano gás 2017/18 e uma redução de 47% face ao preço médio verificado no ano gás 2016/17.
8. O CT não pode deixar de expressar a sua preocupação quanto ao impacto deste aumento de cerca de 1€/MWh nas tarifas a serem suportadas pelos clientes em AP. Este aumento, que acresce ao aumento já verificado nos mercados de gás, terá um forte impacto na competitividade destes consumidores em relação aos seus competidores internacionais, dado o seu grande volume de consumo e o facto de o gás ser, em muitos casos, “matéria-prima” do seu processo produtivo.

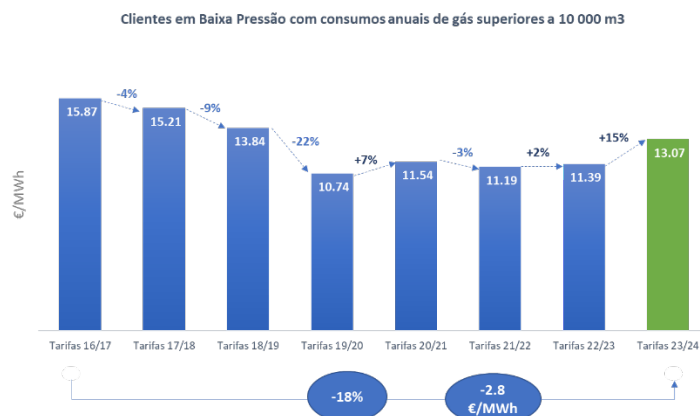
#### Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Média Pressão



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

9. A proposta de tarifas para os clientes de média pressão apresenta um aumento de 38% face à tarifa do ano gás 2022/23, devido essencialmente a um aumento de 40% dos custos a suportar pela tarifa, sendo o impacto do consumo praticamente residual.
10. Analisando a evolução desde o ano gás 2016/2017 podemos notar uma redução de 26% (1.1€/MWh), no entanto em tendência oposta à redução que se tem vindo a verificar nos últimos três anos.
11. Estando muito do consumo nesta tarifa associado às principais atividades económicas nacionais, o CT alerta para o impacto que o aumento de 1.1€/MWh terá na atividade económica nacional e no consumo doméstico em geral, num momento especialmente crítico de crise inflacionista.

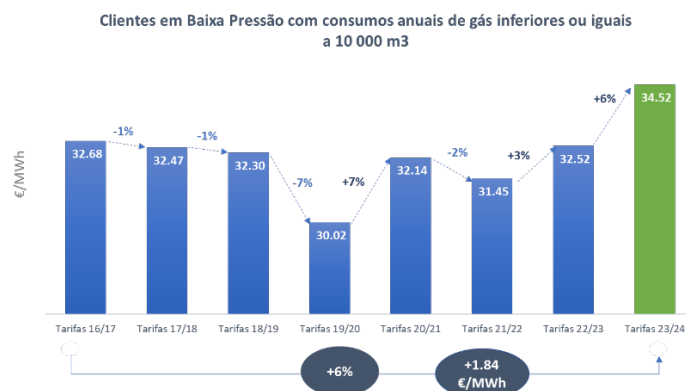
**Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em baixa pressão com consumos de gás superiores a 10 000m<sup>3</sup>**



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

12. A proposta de tarifas para os clientes de baixa pressão com consumos de gás superiores a 10 000m<sup>3</sup>, apresenta um aumento de 15% face à tarifa do ano gás 2022/23, devido essencialmente ao aumento dos custos a suportar pela tarifa.
13. Tal como já referido nos casos anteriores, o aumento de quase 2€/MWh face ao ano gás anterior nas tarifas propostas irá afetar essencialmente a pequena indústria e atividade de comércio, que repercutirão este aumento nos produtos e serviços prestados aos seus clientes.

**Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em baixa pressão com consumos de gás inferiores ou iguais a 10 000m<sup>3</sup>**



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



14. A proposta de tarifas para os clientes de baixa pressão com consumos de gás inferiores ou iguais a 10 000m<sup>3</sup>, apresenta um aumento de 6% face à tarifa do ano gás 2022/23, devido essencialmente ao aumento dos custos a suportar pela tarifa. Este aumento representa um acréscimo de 2€/MWh na fatura a suportar pelos consumidores domésticos.
15. De notar a evolução destas tarifas ao longo dos últimos anos, em que não se verifica um valor tão alto desta tarifa pelo menos desde o ano gás 2016/2017.
16. O CT toma nota de que a decisão da ERSE em não reconhecer os ajustamentos do ano s-1 nos proveitos das diversas atividades reguladas permitiu limitar o aumento das tarifas apresentadas, mas alerta para o impacto que esta opção poderá ter no próximo AG.
17. No entanto, reitera a sua preocupação quanto ao impacto deste aumento na atividade económica em geral, na viabilidade das atividades industriais e no consumo doméstico neste momento de grande instabilidade.
18. Nesse sentido, o CT recomenda à ERSE adequar a repercussão dos ajustamentos e receitas/custos extraordinários ao longo dos anos de forma a prevenir oscilações tarifárias significativas.

#### **B.5.6. TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS f**

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

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

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

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

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

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

Estes preços são fixados para os seguintes serviços:

- Preço de leitura extraordinária;
  - Quantia mínima a pagar em caso de mora;
  - Preços dos serviços de interrupção e de restabelecimento do fornecimento de gás.
  - Interrupção e restabelecimento do fornecimento;
- b. Adicionalmente, o RRC estabelece que a ERSE deverá aprovar:
    - Encargos com a rede a construir;

- Valores de referência, a considerar para efeitos tarifários, referentes aos custos com a integração nas redes de polos de consumo existentes;
  - Fatores a considerar no cálculo do sobrecusto de veiculação de gás natural relativamente ao custo médio dos ativos considerados nas tarifas de uso das redes, para ligações às redes de instalações com consumo anual superior a 10 000 m<sup>3</sup> (n).
- c. No que diz respeito à quantia mínima a pagar em caso de mora, a ERSE recebeu propostas dos CURRs, tendo adotado na presente proposta para o ano gás 2023-2024, a manutenção dos valores em vigor, de acordo com o proposto pelas empresas.
- d. Quanto aos preços dos serviços de leitura extraordinária, de interrupção e de restabelecimento do fornecimento de gás e dos custos com a integração dos polos de consumo, a ERSE recebeu propostas dos ORDs de um aumento de 1,9% face aos valores em vigor, abaixo do valor previsto para a inflação.
- e. No que se refere aos encargos com a rede a construir e aos valores de referência a considerar no cálculo dos custos de integração de polos de consumo existentes nas redes de gás, a ERSE propõe um aumento de 1,9% face aos valores em vigor, como proposto pelos ORDs.

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

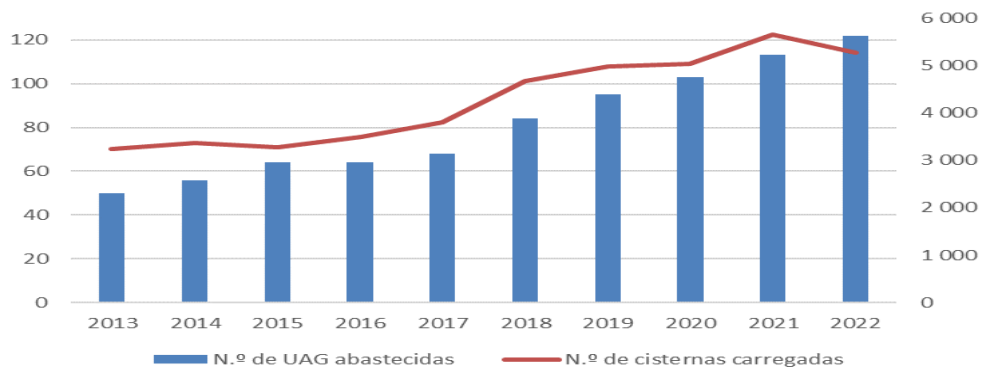
- a. Os custos de transporte de GNL, por camião-cisterna, para unidades autónomas de gás natural (UAG), privadas ou públicas, são suportados pelo operador da rede de transporte (ORT), até um custo máximo determinado. Estes custos são recuperados através da aplicação da tarifa de uso da rede de transporte, aos agentes de mercado que transportam gás natural em cisterna, relativamente aos fornecimentos em UAG e em redes interligadas. Este mecanismo, previsto no RT, permite uma perequação de custos evitando a discriminação negativa de zonas do país sem acesso à rede de transporte.
- b. Como consequência da elevada volatilidade dos preços dos combustíveis e incerteza sobre a sua evolução, o custo máximo de transporte em cisterna está sujeito a ajustamentos durante o ano. Nesse sentido, no ano gás 2022-2023 foi introduzido um mecanismo de correção trimestral ao parâmetro variável da fórmula de custo máximo, em função da média trimestral, no trimestre anterior, do preço médio diário do gasóleo simples publicado pela DGEG, sem IVA.

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

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

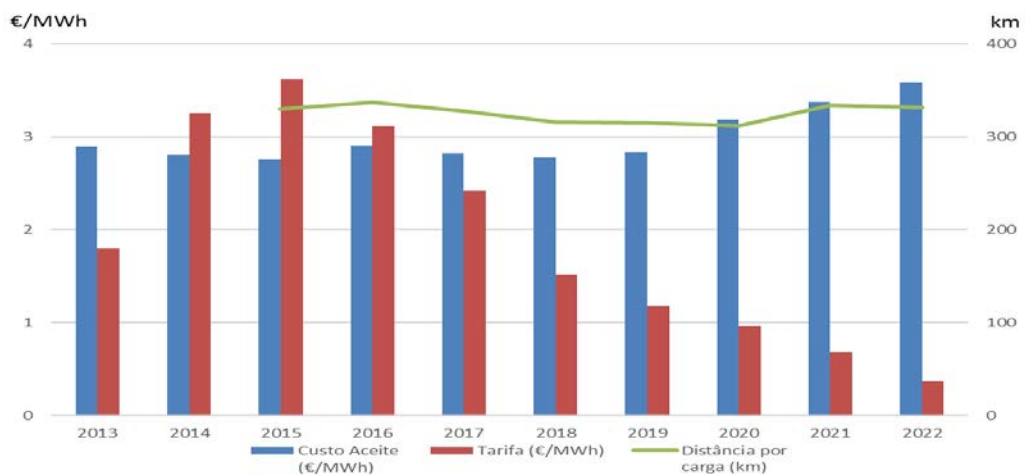
- c. Relativamente à evolução da quantidade de UAG abastecidas, algumas delas para satisfação de serviços públicos essenciais, e das cisternas carregadas, verifica-se, na figura abaixo, um aumento no número de UAG abastecidas (8%) e a redução de 7% no número de cargas de cisternas e também de 5% na respetiva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

CONSELHO TARIFÁRIO



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

- d. A figura infra permite também concluir que a proporção do custo coberto pelo financiamento do ORT varia consoante o comercializador e situa-se entre 89% e 100% do custo total incorrido pelo comercializador.
- e. Quanto à evolução do sobrecusto, a figura abaixo apresenta o custo unitário aceite e a tarifa de acesso paga pelos operadores, nos últimos dez anos, em que se evidencia a redução da tarifa e o aumento do custo aceite relativamente a 2021. É possível verificar ainda que, o aumento do custo aceite em 2022 se deve aos aumentos dos custos do preço do gasóleo e da inflação, entre outros fatores de custo da atividade de transporte.



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

- f. O CT regista que, tal como tinha alertado no seu parecer anterior, o sobrecusto a suportar pelos comercializadores aumentou em 2022, justificado pelo aumento dos combustíveis, que não se encontrava previsto no preço de referência. Este sobrecusto verificou-se até à entrada em vigor dos novos parâmetros para o ano-gás 2022-2023, isto é, durante os primeiros três trimestres de 2022.
- Já no último trimestre de 2022, com a entrada em vigor da nova fórmula, o valor do custo máximo aceite foi atualizado refletindo os aumentos trimestrais dos combustíveis, como recomendado pelo CT.

#### **D. TARIFA SOCIAL**

1. Por forma a garantir o acesso dos consumidores domésticos em situação de carência socioeconómica a serviços essenciais, como é o caso do fornecimento de gás natural, foi criada, pelo Decreto-lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, a tarifa social de fornecimento de gás natural a aplicar a clientes finais economicamente vulneráveis, independentemente do prestador do serviço.
2. A tarifa social consiste num desconto na tarifa de acesso às redes em baixa pressão, aprovado por Despacho do membro do Governo responsável pela área da energia.
3. Aquele diploma legal foi alterado pelo Decreto-Lei n.º 100/2020, de 26 de novembro, que veio alargar o universo de beneficiários, tendo passado a poder beneficiar da tarifa social todos os consumidores que, cumulativamente, reúnam as seguintes condições:
4. Se encontrem a receber da Segurança Social um dos seguintes apoios:
  - Complemento solidário para idosos;
  - Rendimento social de inserção;
  - Prestações de desemprego;
  - Abono de família (primeiro escalão);
  - Pensão social de invalidez do regime especial de proteção na invalidez ou do complemento da prestação social para a inclusão, e
  - Sejam titulares de um contrato de fornecimento de gás natural, com consumo destinado exclusivamente a uso doméstico em habitação permanente, integrando escalões de consumo anual inferior ou igual a 500 m<sup>3</sup>.
5. A Lei nº 7-A/2016, de 30 de março, que aprovou o Orçamento do Estado para 2016, redesenhou os descontos sociais existentes determinando que o acesso ao benefício da tarifa social de energia elétrica e de gás natural passaria a ser realizado através de um mecanismo de reconhecimento automático, com efeitos a partir de 1 de julho de 2016, centralizado na Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG).
6. O membro do Governo responsável pela área da energia aprovou o desconto da tarifa social de gás aplicável a partir de 1 de outubro de 2023 até 30 de setembro de 2024, correspondendo a um desconto de 31,2% sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais.
7. Conforme expresso em pareceres anteriores, o CT entende ser desejável harmonizar o acesso à tarifa social de gás natural com o setor elétrico, nomeadamente no que diz respeito aos beneficiários.
8. De acordo com o Quadro 3-61, cerca de 52,3 mil clientes beneficiavam de tarifa social de gás no final do 4.º trimestre de 2022, representando um decréscimo de -3,3% em relação ao trimestre homólogo.

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

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

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

9. Para o ano gás 2023-2024, a ERSE prevê que cerca de 52,3 mil clientes continuarão a beneficiar de tarifa social de gás. O valor total do número de clientes com tarifa social de gás previsto para o ano gás 2023-2024 tem como base os dados enviados pelos comercializadores de gás para a ERSE, no âmbito da monitorização de preços no mercado retalhista de gás, assumindo-se o valor máximo de número de clientes com tarifa social registado durante o ano de 2022 (4.º trimestre de 2022).
10. No que se refere ao financiamento dos custos com a tarifa social, que eram suportados por todos os consumidores na proporção da energia consumida, a Lei n.º 114/2017 de 29 de dezembro (Lei do Orçamento do Estado para 2018) introduziu alteração nesta matéria estipulando no seu artigo 209º, que os custos decorrentes da aplicação da tarifa social aos consumidores de gás natural passam a ser suportados “...pelas empresas transportadoras e comercializadoras de gás natural na proporção do volume comercializado de gás no ano anterior.” Esta disposição legal tem sido sucessivamente confirmada pelos Orçamentos de Estado para 2019 (artigo 241º da Lei 71/2018), 2020 (artigo 290º da Lei n.º 2/2020, de 31 de março) e 2021 (artigo 307º da Lei n.º 75-B/2020, de 31 de dezembro).
11. Por seu turno, a Lei n.º 24-D/2022, de 30 de dezembro (Lei do Orçamento do Estado para 2023) estipula no artigo 212º que: “Os custos decorrentes da aplicação da tarifa social aos clientes de gás, definido como tal na alínea y) do artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, e nos termos do artigo 121.º da Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, do Despacho n.º 3229/2017, publicado no Diário da República, 2.ª série, de 18 de abril de 2017, e do Regulamento n.º 385/2018, de 21 de junho, são suportados pelos operadores das redes de transportes, operadores da rede de distribuição e comercializadores de gás, na proporção do volume comercializado de gás no ano anterior”.
12. A ERSE considera que a situação e a redação do Orçamento do Estado para 2023 mantém incólume o critério de repartição do custo da tarifa social consagrado desde o Orçamento do Estado para 2018 que corresponde à “proporção do volume comercializado de gás no ano anterior”, tendo a Lei n.º 24-D/2022, de 30 de dezembro, vindo apenas explicitar que no âmbito subjetivo da norma estão incluídos, igualmente, os operadores das redes de distribuição.
13. Com efeito, no que respeita ao conceito de gás comercializado para efeitos de imputação de custos com a tarifa social do gás, de acordo com aquele mesmo Parecer do Conselho Consultivo da Procuradoria-Geral da República de 2018 o que releva, no caso da REN Gasodutos, é a quantidade veiculada. Nas palavras do Parecer: “(...) deve aqui ser considerado como transporte de gás toda a veiculação de gás quer se faça através de uma rede interligada de alta pressão quer se faça através de redes de distribuição”. O parecer acrescenta ainda que para efeitos de repartição dos custos decorrentes da aplicação da tarifa social, deve considerar-se o respetivo “volume de entregas/fornecimentos de gás no ano anterior”.

14. No que se refere à metodologia de repartição da tarifa social, a ERSE menciona que recebeu uma carta da REN Gasodutos invocando que o apuramento a repartição dos encargos com a tarifa social deve divergir do que tem sido efetuado, pois, segundo interpreta e refere estar suportado na lei vigente, o que releva para efeitos de imputação de custos com a tarifa social são as quantidades “comercializadas” pelas redes de cada operador e não os fluxos transportados e distribuídos, ou seja, as quantidades entregues a clientes finais pela rede respetiva.
15. O ORT apresentou ao CT a exposição que fez à ERSE quanto à sua interpretação da Lei atualmente em vigor e a metodologia de repartição destes custos, considerando que apenas se enquadram no critério de “volume de entregas/fornecimentos de gás no ano anterior” e na lógica de consumo subjacente, as entregas feitas aos clientes finais ligados diretamente às redes em causa. Assim, em alta pressão serão de considerar os clientes diretamente ligados que inclui os centros electroprodutores. No entendimento do ORT, apenas estas deveriam ser consideradas na proporção de gás comercializado para repartição de custos decorrentes da aplicação da tarifa social.
16. Neste sentido, o ORT propõe a consideração exclusiva das entregas a clientes finais de cada rede o que implica excluir (i) as entregas feitas aos ORD por serem intermédias; (ii) as quantidades destinadas a exportação (saídas de Campo Maior e Valença), já que não constituem entregas/fornecimentos a mercado nacional e estarão fora do âmbito da aplicação deste normativo; e das iii) quantidades destinadas à armazenagem por não serem para consumo final, além de serem posteriormente fornecidas à rede a partir do armazenamento duplicando o seu efeito (entrada e saída do mesmo gás).
17. Esta metodologia terá impacte na repartição destes custos pelos diversos agentes, conforme se evidencia nos quadros seguintes:

Situação atual:

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

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

Proposta do ORT:

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

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

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

19. O CT considera que a proposta do ORT em nada contradiz o espírito da lei e recomenda que a ERSE reaprecie a mesma, tornando a repartição deste custo mais equitativa em termos do contributo de cada atividade para o SNG.
20. No último Parecer sobre as Tarifas e Preços de Gás para o ano gás 2022-2023, o CT teve já a oportunidade de afirmar que *“O financiamento da Tarifa Social, que tem uma natureza de apoio público, tem vindo a ser suportado pelas empresas reguladas e pelos comercializadores em regime de mercado, devendo assim a ERSE, enquanto regulador independente, explicitar e discutir os impactos nestes agentes, considerando que estão a ser chamados a cumprir uma responsabilidade que não é diretamente sua.”*
21. Face ao exposto, o CT reforça a recomendação de que a ERSE diligencie junto do Governo a revisão do modelo de financiamento da tarifa social da eletricidade e do gás, com vista à implementação de uma solução que garanta o cumprimento das diretrizes da legislação europeia em matéria de igualdade e não discriminação.

#### **G. QUALIDADE DE SERVIÇO**

1. O Regulamento da Qualidade de Serviço dos setores elétrico e gás, que se encontra presentemente em processo de revisão, estabelece o dever das empresas do setor do gás e da ERSE divulgarem anualmente informação sobre a avaliação da qualidade de serviço percebida pelos clientes.
2. O CT considera a qualidade de serviço como uma das componentes essenciais do processo regulatório do setor energético com impactos no domínio da competitividade das empresas e dos interesses dos consumidores.
3. Neste contexto, o CT valoriza a divulgação por parte das empresas reguladas da informação atinente à avaliação da qualidade de serviço e simultaneamente reconhece o esforço desenvolvido pela ERSE para seguir e supervisionar o desempenho das empresas reguladas neste especial domínio das relações de consumo.
4. O CT assinala e destaca positivamente a publicação pela ERSE do Relatório da Qualidade de Serviço Técnica do Setor do Gás e do Relatório da Qualidade de Serviço Comercial, relativos ao ano de 2021.
5. Como recorrentemente tem dito em anteriores pareceres, o CT entende que a avaliação das Propostas de Tarifas e Preços deve incluir dados referentes ao cumprimento dos padrões dos indicadores da qualidade de serviço estabelecidos no RQS e, por essa razão, julga essencial dispor de informação atualizada sobre a qualidade de serviço nas componentes comercial e técnica.
6. O CT assinala positivamente que, não obstante o ano de 2021 ter ficado marcado pela pandemia gerada pela Covid-19, que teve forte impacto na organização e no funcionamento da generalidade das empresas com reflexos ao nível da sua atividade, ainda, assim, verificou-se um bom desempenho por parte das empresas reguladas no cumprimento dos indicadores de qualidade de serviço.
7. Com efeito, no que tange à qualidade de serviço técnica, na componente da continuidade de serviço, o CT sinaliza que não foi registada em 2021 qualquer interrupção na rede de transporte de gás e que relativamente aos operadores da rede de distribuição, apenas a Lisboagás não deu cumprimento ao padrão estabelecido para o número médio de interrupções controláveis previstas.
8. Por outro lado, destaca-se o cumprimento de todos os limites estabelecidos no RQS no que respeita às características do gás natural, tanto no Terminal de GNL, como na rede de transporte de gás.

9. Quanto à avaliação da qualidade de serviço comercial, o CT lembra que a mesma abrange o atendimento aos clientes, a resposta a pedidos de informação e reclamações, os serviços prestados na instalação dos clientes e as questões atinentes a clientes com necessidades especiais.
10. Relativamente à qualidade de serviço prestada na vertente comercial, o CT assinala que, em 2021, a generalidade dos operadores das redes e de infraestruturas e os comercializadores, também cumpriram os padrões de qualidade estabelecidos nas disposições regulamentares.
11. No entanto, embora se verifique elevados níveis de desempenho em matéria de qualidade de serviço comercial - atendimento aos clientes, serviços prestados nas instalações dos clientes e respostas e pedidos de informação e reclamações -, importa assinalar a necessidade de melhoria relativamente ao reporte de informação prestada pelas empresas e de harmonização dos critérios utilizados para registo de dados, bem como, dificuldades no atendimento telefónico por parte de algumas empresas, aspetos a corrigir no futuro.
12. Em suma, o CT considera positivo o nível de desempenho das empresas reguladas em matéria de qualidade de serviço nas suas diversas componentes, reiterando junto da ERSE e dos operadores a recomendação de continuarem a apostar na melhoria contínua da qualidade de serviço enquanto elemento fulcral do sistema regulatório do setor elétrico.
13. Finalmente, encontrando-se em curso um processo de revisão do enquadramento global regulamentar do setor energético, que abrange a reformulação do Regulamento da Qualidade de Serviço, o CT considera que todos os agentes envolvidos no âmbito do sistema de qualidade de serviço deverão concorrer com as suas reflexões e propostas para a sua melhoria efetiva.

### III

#### PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2024-2027

##### A. PARÂMETROS PARA O NOVO PERÍODO DE REGULAÇÃO

1. A duração do período de regulação é atualmente de 4 anos, sendo que o período vigente teve início em 2020 e terminará em 2023. O novo período regulatório irá iniciar-se em 2024 e terminará em 2027.
2. Para a definição do modelo regulatório a aplicar por atividade e dos respetivos parâmetros, a ERSE analisa o desempenho das empresas ao longo dos anos e recorre a estudos de *benchmarking* promovidos pelo Conselho de Reguladores (CEER)<sup>6</sup> com vista a analisar as melhores práticas europeias de outros reguladores, e elabora os seus próprios *benchmarks* ao nível da distribuição e da comercialização.
3. De modo a não pôr em causa a necessária estabilidade do quadro regulatório, a revisão das metodologias deve ser previamente ponderada, visto constituir um instrumento potencialmente disruptivo, que se justifica quando é patente a ineficácia das metodologias existentes ou quando alterações do quadro técnico, legal ou económico assim o impõem. Em contrapartida, a revisão periódica dos parâmetros regulatórios constitui um instrumento flexível, que permite tornar as metodologias existentes mais eficazes e adaptadas ao adequado desempenho das empresas.

---

<sup>6</sup> "Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks", relatório anual e o "Transmission costs benchmarking, electricity and gas" Benchmark bianual, estando em curso a 2ª edição.



4. A ERSE, para o novo período regulatório do gás, decidiu manter os atuais modelos regulatórios de cada atividade, revendo apenas os seus parâmetros, e propõe introduzir o Incentivo à Otimização das Previsões de Procura nos Planos de Investimento na Rede de Distribuição de Gás (IOPP) sendo relevante que se trata de previsões em sede de PDIRDG definidos bienalmente.
5. Os principais parâmetros definidos são as bases de custos para o ano de 2024, os indutores de custos, as metas de eficiência a aplicar nos anos 2025 a 2027, o custo de capital e os parâmetros para o novo incentivo proposto para a distribuição, o IOPP.
6. O CT expressa preocupação que a proposta de fixação de parâmetros tenha por base dois anos atípicos com elevada volatilidade, concretamente os anos de 2020 e 2021. Adicionalmente, sendo a fixação realizada praticamente um ano antes do início da sua aplicação e, tendo em conta que os valores iniciais obtidos e as trajetórias impostas serão aplicáveis até 2027, quando atingido o fim do referido período regulatório, os mesmos terão, então, sete anos de antiguidade sem ajustamento, pelo que o CT recomenda uma monitorização continuada dos valores agora fixados e da sua adequação à evolução do contexto global.
7. O CT considera que, tendo em conta, nomeadamente:
  - Os choques económico-financeiros e de segurança de abastecimento provocados pela guerra na Ucrânia;
  - As elevadas taxas de juro enfrentadas pelas famílias e pelas empresas;
  - As fortes variações positivas, quer do Índice de Preços no Consumidor (IPC), quer do Índice de Preços na Produção Industrial (IPPI);
  - A volatilidade dos preços de gás, da eletricidade e dos combustíveis;
  - O contexto de descarbonização da economia e de transição energética;

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

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

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

#### **A.1. PARÂMETROS ASSOCIADOS AO OPEX**

##### **A.1.1. Definição da base de custos para 2024**

1. A definição dos parâmetros apoiou-se, tal como nos anteriores períodos regulatórios, numa análise pela ERSE do desempenho das atividades reguladas<sup>7</sup>. Assim, foram avaliados os efeitos das diferenças entre os proveitos permitidos e os gastos reais das empresas, a aderência entre os indutores de custos utilizados e a evolução dos custos reais e efetuada uma reavaliação das componentes fixas e variáveis dos custos, assim como do peso de cada uma delas no total dos custos de cada empresa.

---

<sup>7</sup> documento «Análise de desempenho das empresas reguladas do setor do gás»

2. A ERSE fixou as novas bases de custos incidindo a análise exclusivamente nos anos 2020-2021 e partilhando entre empresas e consumidores o diferencial entre o custo aceite e o real, considerando agora e, para o efeito, 25% dos custos aceites e 75% do custo real, enquanto, no período atual, foi usada uma base de partilha equitativa 50/50.
3. O CT considera positiva a aplicação do princípio de partilha entre empresas e consumidores de eventuais ganhos/perdas ocorridos em anos anteriores, mas ressalva que o apuramento dos mesmos deve decorrer de uma análise cuidada que distinga entre ganhos/perdas efetivos de ganhos/perdas que ocorreram por situações conjunturais, expurgando assim contributos de ganhos/perdas não controláveis.
4. Importa realçar o contexto económico atípico dos 4 anos do atual período regulatório 2020-2023. Os anos 2020 e 2021 foram marcados pelo efeito da pandemia COVID-19, que condicionaram a atividade das empresas e o ano 2022 foi marcado pelo conflito na Ucrânia que teve como consequências o agravamento dos custos das matérias-primas e dos bens e serviços, levando ao adiamento da renovação e/ou contratação de novos contratos de prestações de serviços, e consequentemente agravaram os custos das empresas em 2022 e particularmente os seguintes como resultado dos efeitos da inflação. Adicionalmente, é importante ter presente a especificidade da operação desempenhada por estas empresas, cujos principais materiais utilizados, o cobre, o aço e o polietileno tiveram variações superiores ao fator de atualização utilizado pela ERSE.
5. Para definição do ponto de partida dos custos em 2024, numa lógica inerente ao modelo atual de IPIB-X (Índice de preços implícito no PIB deduzido de um fator de eficiência X), o valor apurado que resultou da metodologia descrita no ponto 2 foi atualizado com os índices de preços previstos para 2022 a 2024 e, em cada um dos anos, foi aplicado o fator de eficiência atualmente em curso por atividade/empresa.
6. Sobre esta metodologia, o CT alerta para o facto de a mesma penalizar os operadores com custos inferiores aos permitidos pelo Regulador, uma vez que sobre os custos de 2020/21 a ERSE está a aplicar o mesmo fator de eficiência que definiu para atingir um determinado custo eficiente no final do período regulatório (2023), o qual já alcançado e por vezes ultrapassado por algumas das empresas, perpetuando a ideia não sustentada de que a trajetória de eficiência não se altera, qualquer que seja o nível de custos.
7. Assim, o CT recomenda, não descurando o princípio de partilha de ganhos/perdas, seja realizada uma reanálise da metodologia utilizada para a definição do ponto de partida de 2024, que tenha em consideração o contexto económico atípico dos anos 2020-2023 e que não penalize as empresas que nos anos 2020-2021 apresentaram custos abaixo dos definidos pelo regulador.

#### **A.1.2. Definição do fator de eficiência**

1. Para o novo período de regulação, a ERSE manteve a metodologia de cálculo dos proveitos permitidos associados ao OPEX, fixando as componentes fixas e variáveis por atividade para o primeiro ano do período regulatório e fazendo evoluir-las com o IPIB-X.
2. A ERSE reconhece a dificuldade de estabelecer a comparação do desempenho com empresas similares de outros países a operar nas mesmas atividades, devido à inexistência de estudos públicos.
3. Na determinação do fator de eficiência no Terminal, a ERSE teve em conta o desempenho da empresa nos últimos anos e um *benchmarking* ibérico que inclui a REN Atlântico e 4 operadores espanhóis

com informação financeira e física do período 2017-2021. Embora a REN Atlântico surja como o mais eficiente, a ERSE propõe aplicar, anualmente, o fator de eficiência de 1,5% associado ao progresso tecnológico, apurado para a distribuição nas componentes que não dependem dos custos de eletricidade, e um fator de eficiência de 1%, fator do progresso tecnológico apurado pela ERSE para a atividade de comercialização para a componente associada aos gastos de eletricidade.

4. Para a atividade de Armazenamento subterrâneo, não sendo possível realizar qualquer estudo de *benchmarking* devido ao reduzido número de operadores em Espanha e das soluções técnicas de armazenamento serem substancialmente diferentes, a ERSE decidiu reduzir o fator de eficiência de 3% para 1,5%, valor que reflete os incrementos de eficiência decorrentes do progresso tecnológico estipulados em 1,5% para a distribuição.
5. O CT não pode deixar de sublinhar a necessidade de valorizar a trajetória do nível de custos que os incentivos à eficiência traduzem durante o período regulatório, em particular quando não existam dados objetivos para permitir, de forma sustentada, extrapolar a fixação de metas que podem ser por essa via desadequadas.
6. Na determinação do fator de eficiência a aplicar à atividade de transporte, a ERSE teve em conta os resultados do *benchmarking* ibérico, utilizando na amostra a REN e 4 ORTs espanhóis. A análise considerou a evolução do diferencial positivo entre custos aceites e incorridos, os fatores de eficiência aplicados em outras congéneres que variam entre 0% e 2% e o fator tecnológico de 1,5% associado à distribuição. Conjugando todos estes fatores, a ERSE propõe manter o fator de eficiência de 3% ao ano, o mais elevado da Europa, conforme se pode constatar pela análise do quadro seguinte.

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

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

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

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

- Na atividade de Gestão Técnica Global do SNG, a ERSE mantém a metodologia de aceitação de gastos de OPEX, com uma parcela fixa a evoluir com IPIB e um fator de eficiência de 3% (2% no período anterior). Os gastos com obrigações legais, não sendo controláveis pela empresa, não se encontram sujeitos a metas de eficiência.
- Ao nível da atividade de distribuição, a ERSE elaborou o habitual estudo com os 11 ORDs nacionais utilizando informação dos anos 2016 a 2021, tendo alargado a amostra a empresas espanholas, em parceria com a CNMC. O estudo ibérico incluiu 2 empresas espanholas e 10 portuguesas (excluiu a

Sonorgás devido à sua dimensão quando comparada com as restantes) utilizando dados dos anos 2018 a 2020 e agregando os mesmos por grupos empresariais.

9. O CT expressa reservas quanto à opção da ERSE em excluir a Sonorgás do referido estudo pelo motivo identificado, na medida em que existem outras quatro empresas com níveis de distribuição de energia e clientes similares que não foram excluídas, sendo elas a Dianagás, Duriensegás, Medigás e Paxgás.
10. Como resultado da análise, a ERSE interioriza na determinação dos fatores de eficiência o progresso tecnológico obtido através do índice de Malmequist (MPI). Este Índice é um indicador da variação da Produtividade Total dos Fatores (PTF) de uma entidade entre dois períodos diferentes. Nesta metodologia, estas alterações da eficiência são decompostas *no catch-up effect* e *no efeito frontier shift effect* que permitem analisar os fatores que determinaram as alterações de eficiência das entidades, nomeadamente, se essas alterações resultam da (in)eficiência tecnológica, (in)eficiência de escala e (in)eficiência técnica.
11. O Quadro seguinte apresenta os resultados obtidos para a decomposição do índice.

Quadro 3-17 – Índice *Malmquist*

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

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

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

12. Considerando a informação do quadro anterior, verifica-se que o impacto do progresso tecnológico (*technical efficiency effect*) da atividade de Distribuição de gás é de 1,016. Contudo, e segundo a ERSE, “*precaendo algum desvio residual das metodologias estatísticas*”, decidiu aplicar uma eficiência associada ao progresso tecnológico de 1,5%.
13. Tendo por base este fator tecnológico de 1,5% definiu as seguintes metas de eficiência para o próximo período regulatório:

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

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

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

14. O CT considera que a definição de grupos de eficiência de empresas por escalões, sendo correta, deve ser acompanhada por uma análise da sustentabilidade aplicada caso a caso às empresas, considerando nomeadamente a sua dimensão relativa e a área geográfica de atuação.
15. A ERSE apresenta uma análise de evolução do OPEX líquido das empresas concessionadas e licenciadas (desde 2010), em que a dispersão e localização geográfica tem especial relevância, através da comparação entre os custos reais e os custos aceites pela ERSE. O CT regista positivamente a metodologia que a ERSE tem vindo a implementar, bem como o esforço das empresas em acompanhar os níveis de eficiência que lhes têm sido exigidos.

Figura 3-13 - Evolução do OPEX líquido – Concessionadas  
(preços constantes 2022)

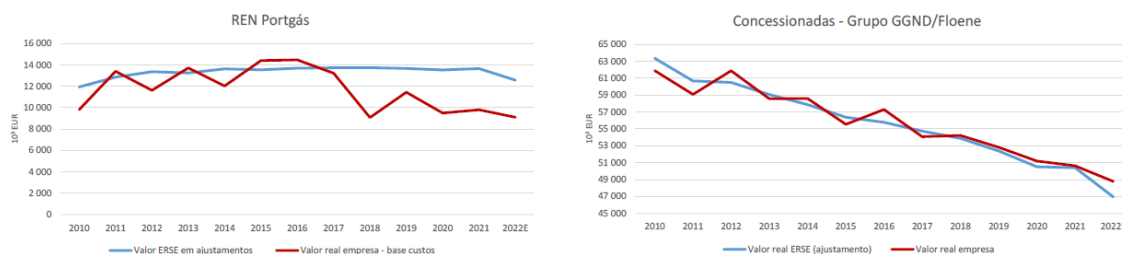
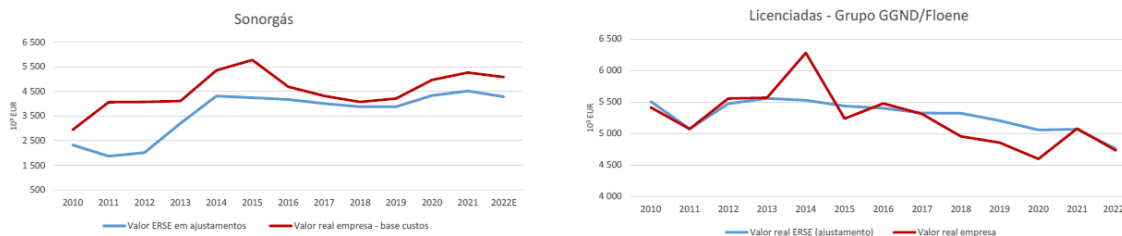


Figura 3-14 - Evolução do OPEX líquido – Licenciadas  
(preços constantes 2022)



16. No que concerne à atividade de comercialização, o *phasing-out* da atividade, o pequeno universo de empresas e a sua heterogeneidade constituem um conjunto de particularidades da atividade de Comercialização dos CURr que dificulta exercícios de *benchmarks* desta atividade com vista à definição de metas de eficiência.
17. Ainda assim, a ERSE considerou a informação financeira dos anos 2018-2020 dos 11 CURRs e para efeitos do cálculo do Índice de Malmquist adotou como input o valor dos gastos de exploração e como outputs o número de clientes. Os resultados obtidos encontram-se no quadro seguinte:

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

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

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

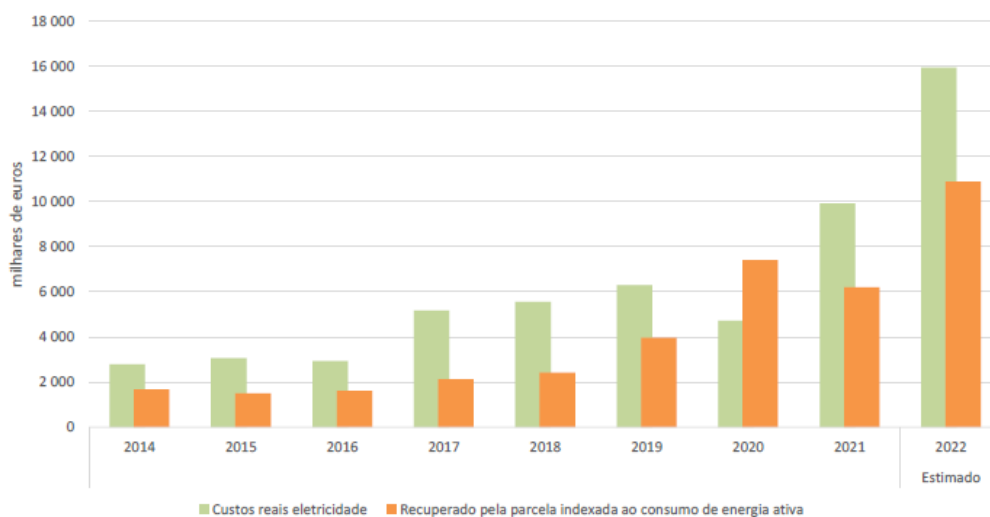
18. Com base nestes resultados, a ERSE considerou adequada a aplicação de uma meta de eficiência de 1% correspondente aos ganhos de eficiência resultante do progresso tecnológico na atividade de comercialização (1,010 cf. tabela acima). Pese embora os CURr apresentarem diferentes especificidades e dimensões entre si, a análise aos custos de referência faz o regulador concluir que a generalidade destas empresas se situa num nível médio de eficiência.
19. O CT não pode deixar de referenciar que as metas de eficiência a fixar devem estar alinhadas com a evolução de custos do setor. Um requisito de eficiência demasiado exigente pode levar a que as empresas não disponham dos meios suficientes para assegurar as ações de manutenção, reparação ou de investimento que evitem a deterioração da qualidade de serviço, ou a expansão ineficiente da rede.
20. Quanto mais tempo uma empresa estiver sob uma regulação por incentivos, mais difícil será obter ganhos adicionais de eficiência. Em complemento, à medida que os ativos envelhecem, a sua manutenção é, naturalmente, mais cara e difícil.
21. Nessa medida, considerando que as infraestruturas necessitarão progressivamente de mais intervenção num mercado energético também cada vez mais exigente, onde se privilegia a manutenção\remodelação dos ativos existentes em detrimento do investimento de expansão\modernização, o CT recomenda que a ERSE pondere a revisão dos níveis de eficiência exigidos a redes que se aproximam da maturidade, quer quanto ao horizonte temporal de aplicação, quer ao nível quantitativo aplicado.

#### A.1.3. Definição das parcelas fixa e variável e dos respetivos indutores

1. Após as análises efetuadas à seleção dos indutores que apresentam uma correlação estatisticamente significativa com os gastos, a ERSE decidiu manter em todas as atividades os indutores utilizados no período regulatório 2020-23 e aumentar o peso da componente fixa em detrimento da componente variável nas atividades de Alta Pressão e reduzir esta componente na atividade de distribuição aumentando a exposição dos ORDs ao risco da procura.
2. No caso específico dos ORD, em que a estrutura de custos assenta essencialmente na gestão da infraestrutura e nos pontos de abastecimento, o CT questiona o motivo pelo qual a ERSE decidiu rever a componente fixa do OPEX da distribuição de 40 para 35%. Esta proposta não está alinhada com a natureza de atuação dos ORD, podendo, no limite, resultar numa destruição de valor do SNG por via da redução de capacidade operacional caso se concretize a previsão de redução de consumos que a ERSE apresenta. Deste modo, o CT considera, em sentido divergente ao da proposta da ERSE, que a revisão deste parâmetro deve ser de aumento da componente fixa, de modo a ser coerente com a natureza de operação destas empresas, em que os ativos tendem a exigir mais manutenção com o decurso do tempo.

3. Todas as componentes fixas e variáveis evoluem anualmente com o IPIB-X, à exceção da componente associada ao consumo de eletricidade do Terminal. Para esta componente de custos a ERSE manteve a indexação à evolução do preço médio da eletricidade no mercado de futuros publicado pelo OMIP considerando a média das cotações diárias entre 1 de janeiro do ano s-1 e o último dia útil de fevereiro do ano s, de todos os contratos de futuros do mercado português e espanhol, com o último dia de entrega para 31 de dezembro do ano s.
4. Analisando a figura seguinte, o CT constata que o indexante utilizado no período 2014 a 2022 não permitiu cobrir os custos com eletricidade, à exceção do ano de 2020.

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



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

5. A própria ERSE reconhece que "no período de regulação 2016-2017 a 2018-2019, apenas cerca de 50% dos gastos com a eletricidade foram recuperados através da parcela indexada à variação média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros publicado pelo OMIP. Para o período de regulação 2020-2023, prevê-se que 94% dos gastos totais com a eletricidade possam ser recuperados com base no consumo de energia ativa".
6. Considerando os valores da figura acima ainda que 2022 seja estimado, verifica-se que a perda de 2021 foi parcialmente compensada pelo ganho obtido em 2020, mas em 2022 está prevista novamente uma perda na ordem dos 30% dos custos.
7. O CT constata que o mecanismo de fixação do preço em vigor não acompanha grandes oscilações de preços que ocorram durante o ano e/ou eventuais mecanismos que sejam implementados de forma transitória, como é exemplo o mecanismo de acerto do MIBEL em vigor desde maio de 2022.
8. O CT recomenda a reanálise da opção da ERSE em manter um indexante que em 2 períodos consecutivos demonstra não ser o mais adequado para acompanhar a evolução do mercado e que provoca perdas/ganhos não controláveis sendo as mesmas agravadas em caso de volatilidade elevada dos preços.



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

Considerações finais:

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

#### **A.2. Parâmetros associados ao custo de capital**

1. Uma remuneração adequada dos ativos regulados promove não apenas a confiança dos agentes económicos, como protege tanto consumidores como empresas reguladas de custos de financiamento mais elevados, ao evitar que o risco percebido pelos investidores aumente. Pelo que a taxa de remuneração (RoR) deve ser definida de forma a cobrir integralmente o custo de capital eficiente da empresa regulada e, conseqüentemente, contribuir para o seu equilíbrio económico-financeiro.
2. A estabilidade da metodologia de cálculo do custo de capital das atividades reguladas tem vindo a ser utilizada pela ERSE ao longo de vários períodos regulatórios com o objetivo de serem assegurados dois princípios: o princípio da estabilidade regulatória que permite aos agentes poderem antecipar o quadro regulatório e, bem assim, diminuir a perceção do risco; e o da coerência metodológica, desde que esteja assegurado o mesmo contexto económico e financeiro em que as atividades se desenvolvem.
3. A redução dos estímulos monetários por parte do BCE levou à subida generalizada das taxas de rendibilidade das dívidas soberanas em todos os prazos e, apesar das taxas de inflação darem mostras de algum abrandamento, não é expectável que as medidas restritivas de política monetária sejam aliviadas no curto e no médio prazo. Neste sentido, considera-se que esta envolvente de incerteza deve ser considerada na definição dos parâmetros externos à empresa.
4. Para o período regulatório 2024-2027, a ERSE propõe fixar em 5,60% o valor base para a remuneração dos ativos das empresas reguladas com atividade de distribuição de gás, 5,20% para as atividades de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, de transporte e de armazenamento subterrâneo de gás, e 1,85% para a atividade de OLMC, para um valor médio de obrigações do tesouro a 10 anos (OT) de 3,177%.

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

**Taxa de remuneração e Yields OT a 10 anos**

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

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

6. Da análise do quadro verifica-se que as taxas de remuneração apresentaram uma trajetória ascendente até 2023, acompanhando a evolução das obrigações do tesouro. O ano 2024 reflete as taxas propostas para o novo período de regulação, inferiores às de 2023, em contraciclo com o atual contexto financeiro.
7. A redução da taxa é maior para as infraestruturas em AP que para as infraestruturas em MP/BP. O alinhamento de remuneração entre a atividade de AP do setor de gás e o setor elétrico não relevam o nível distinto de risco dos dois setores.
8. Para este diferencial contribuiu a ERSE ter decidido alterar o critério relativamente à alavancagem *gearing* (dívida / (dívida + capital próprio) em AP.
9. A ERSE tem aplicado, conforme prática comum entre reguladores dos setores das *utilities*, e em particular do setor energia, estruturas de capital de referência para a definição do custo de capital, de modo a incentivar as empresas a otimizarem as respetivas estruturas de capital. Este ano a ERSE decidiu alterar o critério para o parâmetro *gearing* no caso específico da AP, e utilizar um valor mais elevado, justificando esta decisão “[...]tendo em conta que o grupo que desenvolve essas atividades apresenta um nível de endividamento claramente acima do principal grupo que desenvolve a atividade de distribuição”.
10. Para este novo período regulatório a ERSE mantém o mecanismo de indexação da taxa de remuneração à variação das OT, propondo uma revisão dos parâmetros de indexação de forma equivalente ao definido para as taxas de remuneração dos ativos regulados do setor elétrico, para o período de regulação em vigor.
11. Assim, reduziu o declive de 0,4 para 0,3, e reviu em baixa os limites superiores - para 7,3% para a MP/BP e 6,9% para AP, e os limites inferiores - para 4,00% para MP/BP e 3,60% para AP.

<sup>8</sup> O valor final de 2024 só será conhecido no início de 2025 após divulgação pelo Banco de Portugal de todas as observações diárias das OT a 10 anos, referentes ao ano de 2024.

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

12. Embora a ERSE considere este mecanismo como elemento mitigador das diferenças entre a taxa de remuneração de Portugal e de outros países europeus, na verdade em cada novo período regulatório os mesmos valores das OT conduzem a taxas de remuneração mais baixas, ou seja, a um *spread* entre a OT e a remuneração decrescente. Em 2023, a um valor médio de OT de 3,2% correspondem taxas de remuneração de 5,68% para AP e 5,88% para MP/BP, enquanto, em 2024 para o mesmo valor médio das OT as taxas de remuneração são de 5,21% AP e 5,61% para MP/BP, isto é (-) 47 b.p. em AP e (-) 27 b.p. em MP/BP.
13. A subida das taxas de rendibilidade das OT para níveis muito elevados acarreta uma enorme pressão no custo de capital das empresas devido à maior perceção de risco por parte dos investidores. Neste contexto, a inevitável subida do custo de capital da empresa não é acompanhada pela taxa de remuneração dos ativos, pois o mecanismo de indexação não reflete essas condições dos mercados financeiros nem protege a empresa dessas circunstâncias mais gravosas.
14. À semelhança da recomendação feita pelo CT em 2021 na análise dos parâmetros para o novo período de regulação no Setor Elétrico, o CT considera que o mecanismo de indexação deve ser revisitado, no sentido de garantir que, ao longo da banda de variação da taxa de rendibilidade das OT, as taxas de remuneração mantenham um *spread* positivo e aproximadamente constante face às OT, impossibilitando ter taxas de remuneração inferiores às OT.
15. Com o mecanismo de indexação proposto para uma taxa de 6,1% das OT a taxa de remuneração em AP será igual à taxa de rendibilidade das OT. O CT não pode deixar de sublinhar a necessidade de revisões extraordinárias deste parâmetro caso o *spread* entre a rendibilidade das OT e a taxa de remuneração previsível para o ano, caia abaixo dos 200 b.p.

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

1. Na presente proposta a ERSE introduz a aplicação de um mecanismo de Incentivo à Otimização das Previsões de Procura (IOPP) para avaliação das propostas de PDIRD-G, mas afetando os proveitos das empresas de distribuição.
2. O mecanismo tem como objetivo sinalizar às empresas a tomada de decisões economicamente racionais de investimento, numa perspetiva sistémica de longo prazo, procurando a responsabilização das empresas pelos pressupostos de evolução da procura de gás (energia e número de clientes), que sustentam os investimentos considerados nos PDIRDG aprovados, não pondo em causa o equilíbrio económico e financeiro das empresas.
3. O incentivo premiará ou penalizará as empresas (de forma simétrica) pelos desvios de energia existentes entre as previsões que efetuaram no âmbito dos PDIRD-G e os valores reais posteriormente verificados.
4. Os parâmetros do modelo são os seguintes:

Quadro 3-22 - Resumo parâmetros IOPP

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

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

5. Este incentivo encontra-se previsto na revisão do RT que se encontra em Consulta Pública (“CP 114 – Revisão do RT gás”) em paralelo com esta proposta de tarifas pelo que se remete para o Parecer do CT uma análise mais detalhada, resumindo-se aqui a apreciação do CT sobre o mesmo.
6. O CT, em linha com o que têm sido as suas recomendações, concorda com a introdução de um mecanismo de incentivo que permita a responsabilização dos ORD sobre as suas previsões de consumo e ligação de clientes em PDIRD-G, sempre e quando a sua aplicação não coloque em causa o equilíbrio económico e financeiro das empresas e que não resulte de eventos externos às empresas.
7. O CT igualmente concorda com a necessidade de promover previsões de procura mais rigorosas, contudo também reconhece que este exercício se tem tornado mais difícil atendendo à volatilidade do consumo e aos fatores exógenos que podem influenciar materialmente a evolução da procura, nomeadamente do setor industrial (preços, atividade industrial, descarbonização, legislação, ...) e ao próprio contexto de indefinição decorrente da transição energética.
8. Adicionalmente, o CT considera que devem ficar refletidos nas regras dois limites adicionais da taxa de remuneração efetiva a aplicar por cada ORD, nomeadamente o *cap* e *floor* da metodologia em vigor para a definição da taxa de remuneração da atividade de distribuição, que a ERSE propõe para o período regulatório 2024-2027 de 7,3% e 4,0%, respetivamente.
9. O CT considera ainda que, o bónus\penalização apenas deve incidir sobre os novos ativos que resultaram das decisões de investimento e não afetar a totalidade da base de ativos, a qual resultou de decisões do passado.
10. Para além disso, entende o CT que deve ficar claro qual o período de aplicação da penalização / bonificação na base de ativos remunerada.
11. O CT entende que a ERSE deve aplicar o mecanismo de forma razoável e proporcional, especialmente no que se refere à identificação de oscilações de consumo no sentido da diminuição, aferindo de forma inequívoca se a volatilidade do consumo se deve a uma tendência ou a um fator conjuntural da empresa ou do setor, excluindo os efeitos destes últimos do cálculo.
12. Deve igualmente ter-se em conta que as previsões de consumo em PDIRDG são realizadas com periodicidade bienal e o ciclo de aprovação dos PDIRDG é longo quando ocorre. Neste contexto, entende-se que as previsões deveriam ter uma revisão.

#### IV

### RECOMENDAÇÕES

O CT entende serem de salientar as seguintes recomendações:

- a. Tendo em conta o contexto energético na Península Ibérica e no conjunto do Mercado Europeu, que se continua a caracterizar por elevada incerteza e pela volatilidade nos preços de gás natural e de outras formas de energia, o CT recomenda à ERSE que seja evitada a criação de expectativas na “evolução das ofertas em regime de mercado”. Não se conhecendo as condições de aprovisionamento dos diferentes comercializadores que possam sustentar previsões otimistas, considera o CT que a ERSE deve colocar a tónica na supervisão do regime de mercado, evitando fazer previsões que podem ser pouco sustentadas.
- b. O CT tem vindo a experienciar a necessidade de dar resposta a Consultas Públicas simultâneas dos diferentes setores supervisionados pela ERSE, em sobreposição com o período de análise da Proposta de Tarifas. Se esta sobreposição prejudica desde logo os trabalhos dos conselhos que têm meios e recursos limitados, considera-se que, em especial a revisão simultânea do RT do SNG prejudica a transparência do processo, potenciando a necessidade de revisões extraordinárias de tarifas que poderiam ser evitadas com um planeamento mais alargado.
- c. O CT regista que a proposta de tarifário prevê aumentos significativos das Tarifas de Acesso às Infraestruturas, justificados por uma menor utilização destas, mas também pela esperada inexistência de receitas provenientes de leilões de capacidade que sustentaram reduções importantes do tarifário nos anos precedentes. O CT retoma uma sua recomendação anterior de que em momentos de excesso de recuperação de proveitos, os mesmos deverão ser utilizados com algum diferimento e não de forma intensiva, de modo que, não prejudicando a efetividade de redução das tarifas, seja também possível criar alguma estabilidade e previsibilidade na evolução destas, com benefícios de mais longo prazo para os utilizadores.
- d. Ainda sobre a evolução menos favorável das tarifas de acesso, o CT recomenda que sejam sopesados os efeitos do novo regime de reservas, que reduziu a capacidade comercial disponível no armazenamento subterrâneo, limitando a flexibilidade das operações de aprovisionamento em Sines, com potencial efeito na negociação de contratos com fornecedores.
- e. Considerando a evolução histórica apresentada pela ERSE para os custos de aprovisionamento do mercado de último recurso, o CT recomenda que a ERSE mantenha a monitorização especial desta, considerando que, apesar de algum alívio nos últimos meses, se mantém a situação de incerteza nos mercados internacionais. Assim, deve ser evitada a criação de situações de desequilíbrio concorrencial face ao mercado liberalizado, com danos em termos da sustentabilidade do processo de liberalização e das expectativas criadas aos consumidores.
- f. Concomitantemente com o ponto anterior, o CT recomenda que o mecanismo de verificação da adequação da tarifa de energia seja revisitado, por forma a permitir uma melhor aderência aos preços dos mercados grossistas, nomeadamente pela redefinição dos limiares de verificação das variações dos custos e dos valores máximos de atualização. Em qualquer caso, neste particular, o CT recomenda ainda que os efeitos de desvios tarifários eventualmente verificados sejam alocados ao segmento de clientes que os induzem.

- g.** Atendendo a que foi novamente concedida aos consumidores a possibilidade de contratação de fornecimento no mercado de último recurso, o CT retoma o expresso anteriormente quanto à necessidade de ser realizada uma avaliação aprofundada do modelo de organização da atividade de comercialização de último recurso retalhista, por forma a garantir uma adequada *performance* dos CURR, quer em termos de cumprimento das exigências regulamentares, quer em termos da garantia do equilíbrio económico-financeiro, que não deve ser prejudicado pela próxima extinção do proveito suplementar de 4 €/cliente/ano.
- h.** Ainda considerando a reabertura da contratação em mercado regulado, e considerando que a data última de extinção das tarifas transitórias de BP< está prevista para 31 de dezembro de 2025, o CT recomenda a monitorização atenta e cuidada da transição dos clientes em mercado regulado para o mercado liberalizado, considerando os interesses dos consumidores, o enquadramento legislativo e a defesa do regime de mercado concorrencial e equilibrado.
- i.** O CT reconhece a relevância do regime de Tarifa Social, sem prejuízo de notar que se mantém dúvidas quanto ao modelo de financiamento mais adequado, considerando a evolução do universo de consumidores elegíveis e o impacte nas empresas sobre as quais esta responsabilidade impende (ORT, ORD, Comercializadores e CUR). Deste modo, a ERSE deverá analisar e sinalizar junto das entidades responsáveis pela Tarifa Social os efeitos que a adoção deste regime poderá ter no equilíbrio do SNG.
- j.** O CT nota a aprovação de mecanismos de apoio a clientes, em particular a clientes industriais (Decreto-Lei 84-D/2022). Considerando a importância decisiva deste segmento no SNG, a ERSE deve monitorizar a adequada aplicação do mecanismo, evitando que setores de especial relevância como a cogeração sejam discriminados quanto à sua elegibilidade para apoios.
- k.** No respeitante aos parâmetros relativos ao OPEX, e não descurando o princípio de partilha de ganhos/perdas, o CT recomenda uma reanálise da metodologia utilizada para a definição do ponto de partida de 2024, que tenha em consideração o contexto económico atípico dos anos 2020-2023 e que não penalize as empresas que nos anos 2020-2021 apresentaram custos abaixo dos definidos pelo regulador
- l.** O CT considera que a definição de grupos de eficiência de empresas por escalões, sendo correta, deve ser acompanhada por uma análise da sustentabilidade aplicada caso a caso às empresas, considerando nomeadamente a sua dimensão relativa e a área geográfica de atuação.
- m.** À semelhança da recomendação feita pelo CT em 2021 na análise dos parâmetros para o novo período de regulação no Setor Elétrico, o CT considera que o mecanismo de indexação deve ser revisitado, no sentido de garantir que, ao longo da banda de variação da taxa de rendibilidade das OT, as taxas de remuneração mantenham um *spread* positivo e aproximadamente constante face às OT, impossibilitando ter taxas de remuneração inferiores às OT.
- n.** O CT tem expressado reiteradamente a sua preocupação pela indefinição quanto ao regime aplicável às Taxas de Ocupação do Subsolo (TOS). Com as recentemente anunciadas decisões judiciais, esta questão torna-se premente, pelo potencial efeito disruptivo que poderá ter no equilíbrio económico-financeiro dos ORD, como aliás a própria ERSE teve oportunidade de sinalizar em audições públicas. Assim, o CT permite-se voltar a insistir na necessidade de estabilização de um quadro legal estável e previsível para o regime de TOS. Este deverá ter em conta, nomeadamente, o estabelecimento de tetos máximos para as taxas a aplicar e de mecanismos que permitam uma uniformidade nacional na

sua aplicação, evitando assimetrias regionais não justificáveis, e que garantam segurança jurídica aos contratos de concessão da distribuição.

- o.** Ainda quanto ao quadro legal aplicável ao setor de energia, o CT regista as recentes decisões anunciadas sobre a CESE. Ainda que as mesmas não devam necessariamente impactar diretamente nas tarifas de acesso do SNG, ou nos proveitos permitidos das empresas reguladas envolvidas, os financiamentos cruzados entre o SNG e o SEN que se têm verificado – em relação aos quais o CT tem expressado reservas – são agora postos em causa. Assim, o CT recomenda que a ERSE avalie potenciais impactes em termos de suficiência de recuperação de proveitos do sistema energético sob a sua regulação, de modo a prevenir efeitos indesejados, quer ao nível do tarifário, quer ao nível do equilíbrio financeiro das empresas reguladas.
- p.** Por último, e ainda em linha com Pareceres anteriores, o CT recomenda que a ERSE dedique especial atenção às informações recebidas das empresas reguladas tendo em vista: garantir a qualidade e fiabilidade dos dados utilizados na preparação das propostas; prevenir acertos *a posteriori* como o agora observado com a Floene; permitir uma maior previsibilidade no processo.

## V

### CONCLUSÕES

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

**Em 28 de abril de 2023**, o parecer que antecede teve a seguinte votação:

**Votos a favor: 19**

**Votos contra: 1(um), ponto B.3.**

tendo sido aprovado por **maioria**

O parecer que antecede contém **63** (sessenta e três) páginas.

Constam ainda, mais **18** páginas, que fazem parte integrante do mesmo:

- 3 (páginas) contendo sentidos de voto e votação final agregada;
- 15 (páginas) contendo sentido de voto,

o que perfaz um total de **81** folhas.



CONSELHO TARIFÁRIO

NOME E ENTIDADE REPRESENTADA	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
<b>Patrícia Carolino</b> Representante da Direção-Geral do Consumidor (DGC)	Anexo 1	—	—
<b>Luís Vasconcelos</b> Representante da Associação Nacional de Municípios Portugueses (ANMP)	Anexo 2	<b>B.3.</b>	—
<b>Luís Pisco</b> Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica	Anexo 3	—	—
<b>Célia Marques</b> Representante dos consumidores nos termos do n.º 5 do artº 46º dos Estatutos da ERSE – Secção GN	Anexo 4	—	—
<b>Eduardo Quintanova</b> Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica	Anexo 4	—	—
<b>Mariana Almeida</b> Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica	Anexo 5	—	—
<b>Ana Vieira</b> Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG) (REN)	Anexo 6	—	—
<b>Paula Almeida</b> Representante das entidades concessionárias das atividades de receção, armazenagem e regaseificação de gás natural liquefeito - (GNL) (REN Atlântico)	Anexo 7	—	—
<b>Jorge Lúcio</b> Representante do CUR Grossista (Transgás) e Representante das entidades concessionárias das atividades de armazenagem de GN	Anexo 8	—	—
<b>José Rodrigues Vieira</b> Representante das entidades concessionárias das redes de distribuição regional de gás natural	Anexo 9	—	—
<b>Eduardo Viana</b> Representante das entidades titulares de licença de distribuição de gás em regime de serviço público.	—	—	—
<b>Ana Teixeira Pinto</b> Representante dos comercializadores de último recurso retalhistas de gás natural (EDP SU)	Anexo 10	—	—
<b>Gonçalo Santos</b> Representante dos comercializadores de gás natural em regime livre	Anexo 11	—	—
<b>Teresa Marques</b> Representante das associações que tenham como associados consumidores de gás natural com consumos anuais superiores a 10 000m3	Anexo 12	—	—
<b>José Faria</b> Representante dos pequenos comercializadores da energia	—	—	—
<b>Rafaela Matos</b> Representante designada pelo membro do Governo responsável pela área do Ambiente	Anexo 13	—	—

CONSELHO TARIFÁRIO

NOME E ENTIDADE REPRESENTADA	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
<b>Paulo Rosa</b> Representante dos consumidores nos termos do n.º 5 do artº 46º dos Estatutos da ERSE – Secção GN	Anexo 12	—	—
<b>Paulo Pires</b> Representante dos consumidores nos termos do n.º 5 do artº 46º dos Estatutos da ERSE – Secção GN	Anexo 12	—	—
<b>Frederico Pisco</b> Representante dos consumidores nos termos do n.º 5 do artº 46º dos Estatutos da ERSE – Secção GN	Anexo 12	—	—
<b>José Maurício</b> Representante dos consumidores nos termos do n.º 5 do artº 46º dos Estatutos da ERSE – Secção GN	Anexo 4		

	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO	VOTO DE QUALIDADE
<b>Manuela Moniz</b> Presidente do Conselho Tarifário nos termos do Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho	Anexo 14	—	—	—

**Parecer do Conselho Tarifário sobre “Consulta Pública n.º 114 – Reformulação do Regulamento Tarifário do setor do gás”**

Patricia Joana Almeida Carolino, na qualidade de representante designada pela Direção-Geral do Consumidor, Secção do Setor do Gás, vota **favoravelmente na globalidade**, o Parecer do Conselho Tarifário sobre “Consulta Pública n.º 114 – Reformulação do Regulamento Tarifário do setor do gás”.

Lisboa, 28 de abril de 2023

A representante da Direção-Geral do Consumidor

Patricia Carolino



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

Na qualidade de representante da Associação Nacional de Municípios Portugueses (ANMP) no Conselho Tarifário (CT), setor do gás, da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), nos termos do n.º 1 do artigo 46º dos estatutos da ERSE, indico por este meio o meu **voto favorável**, na generalidade, ao parecer do CT sobre a **“Consulta Pública n.º 114 – Proposta de reformulação do Regulamento Tarifário do Setor do Gás”**.

Lisboa, 28 de abril de 2023

Dados pessoais

---

(Luis Vasconcelos)



## DECLARAÇÃO DE VOTO

Luis Salvador Pisco, na qualidade de representante da DECO no Conselho Tarifário da ERSE, secção do setor gás, vota favoravelmente e na globalidade, o parecer do Conselho Tarifário, secção setor do gás da ERSE relativo à “Consulta Pública n.º 114 – proposta de reformulação do Regulamento Tarifário do Setor do Gás”.

Lisboa, 28 de abril de 2023

O Representante da DECO

(Luis Salvador Pisco)

**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>



UNIÃO GERAL DE CONSUMIDORES

**PARECER SOBRE “ CONSULTA PÚBLICA N.º 114 – REFORMULAÇÃO DO  
REGULAMENTO TARIFÁRIO DO SETOR DO GÁS”**

Exma. Senhora

Presidente do Conselho Tarifário

Eduardo Quinta-Nova, José André Maurício e Célia Marques, representantes da UGC na Seção do Setor do Gás 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 **“Consulta Pública n.º 114 – Reformulação do Regulamento Tarifário do Setor do Gás”**.

Com os melhores cumprimentos,

Lisboa, 28 de Abril de 2023

***Eduardo Quinta-Nova***

***José André Maurício***

***Célia Marques***



Mariana Rocha Pinheiro de Almeida Martins Fernandes, na qualidade de representante da **DECO** – **Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor**, vota favoravelmente, e na globalidade, o parecer do Conselho Tarifário, secção setor do gás da ERSE relativo à “Consulta Pública n.º 114 – proposta de reformulação do Regulamento Tarifário do Setor do Gás

Porto, 27 de Abril de 2023,

**Mariana Almeida**

Representante da DECO no Conselho Tarifário da ERSE, Seção Setor Gás



*Voto do representante das entidade concessionária da Rede Nacional de  
Transporte de gás  
ao Parecer do Conselho Tarifário sobre a “Consulta Pública N.º 114 -  
Proposta de reformulação do Regulamento Tarifário do SG”.*

A representante da entidade concessionária da Rede Nacional de transporte de gás (RNTG) vota favoravelmente o Parecer do Conselho Tarifário sobre a “consulta pública n.º 114 - proposta de reformulação do regulamento tarifário do setor do gás”.

Lisboa, 28 de abril de 2023

Dados pessoais

Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de gás





*Voto do representante das entidades concessionárias das atividades de  
recepção, armazenagem e regaseificação de GNL  
ao Parecer do Conselho Tarifário sobre a “Consulta Pública N.º 114 -  
Proposta de reformulação do Regulamento Tarifário do SG”.*

A representante das entidades concessionárias das atividades de recepção, armazenagem e regaseificação de GNL vota favoravelmente o Parecer do Conselho Tarifário sobre a “consulta pública n.º 114 - proposta de reformulação do regulamento tarifário do setor do gás”

Lisboa, 28 de abril de 2023

Dados pessoais

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

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

*114ª Consulta Pública da ERSE referente à*

***“PROPOSTA DE REFORMULAÇÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO DO SETOR DO GÁS”***

Comunico o Voto Favorável ao Parecer do Conselho Tarifário da ERSE, emitido sobre a Consulta Pública apresentada pela ERSE acima referida.

Dados pessoais

Jorge Manuel Rodrigues Lúcio

Representante na Seção de Gás Natural do Conselho Tarifário da ERSE das Concessionárias de Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural

Lisboa, 28 de abril de 2023

## DECLARAÇÃO DE VOTO

### **Ao Parecer do Conselho Tarifário da ERSE emitido sobre a “CONSULTA PÚBLICA N.º 114 - PROPOSTA DE REFORMULAÇÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO DO SETOR DO GÁS”**

Comunico o voto favorável ao Parecer do Conselho Tarifário da ERSE, emitido sobre a consulta pública nº 114 - “Proposta de reformulação do regulamento tarifário do setor do gás”.

Lisboa, 28 de abril de 2023

Dados pessoais

José Vieira

Representante das Entidades Concessionárias das Redes de Distribuição Regional de Gás Natural

## Parecer do Conselho Tarifário da ERSE

### “Tarifas e Preços de Gás para o Ano Gás 2023 - 2024 e Parâmetros para o Período de Regulação 2024 - 2027”

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

Os Comercializadores de Último Recurso Retalhistas de Gás Natural votam favoravelmente o parecer emitido pelo Conselho Tarifário – secção de gás natural – sobre a Proposta da ERSE relativa a Tarifas e Preços para o Ano Gás 2023 - 2024 e Parâmetros para o Período de Regulação 2024 – 2027.

Lisboa, 28 de abril de 2023

Dados pessoais

Ana Teixeira Pinto

Representante dos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas

## **Parecer do Conselho Tarifário da ERSE**

### **“Consulta Pública Nº114 – Proposta de Reformulação do Regulamento Tarifário do Setor do Gás”**

#### **Declaração de Voto dos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas**

Os Comercializadores de Último Recurso Retalhistas de Gás Natural votam favoravelmente o parecer emitido pelo Conselho Tarifário – secção de gás natural – sobre a Proposta da ERSE de Reformulação do Regulamento Tarifário do Setor do Gás.

Lisboa, 28 de abril de 2023

Dados pessoais

Ana Teixeira Pinto

Representante dos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas

## **DECLARAÇÃO DE VOTO**

### **“Consulta Pública n.º 114 – Proposta de Reformulação do Regulamento Tarifário do Setor do Gás”**

O representante dos comercializadores de gás natural em regime livre vota favoravelmente o Parecer do Conselho Tarifário da ERSE – secção do gás natural, emitido sobre a consulta acima referida.

Lisboa, 28 de abril de 2023

Gonçalo Santos

Representante dos Comercializadores de Gás Natural em Regime Livre

**Exma. Senhora Presidente do Conselho Tarifário da ERSE**

**Eng.ª Manuela Moniz**

**Parecer sobre a**

**“Consulta Pública n.º 114 – Reformulação do Regulamento Tarifário do setor do gás”**

**VOTO**

Na qualidade de representantes dos consumidores empresariais de gás com consumos anuais superiores a 10.000 m<sup>3</sup>, vimos pelo presente manifestar o nosso voto favorável, na globalidade, ao Parecer do Conselho Tarifário da ERSE sobre a “Consulta Pública n.º 114 – Reformulação do Regulamento Tarifário do setor do gás”.

Teresa Marques

Frederico Pisco

Paulo Pires

Paulo Rosa

Jaime Braga

Lisboa, 28 de abril de 2023



LABORATÓRIO NACIONAL  
DE ENGENHARIA CIVIL

## Declaração de Voto

Rafaela de Saldanha Matos, na qualidade de representante para a área do Ambiente designada pelo Ministério do Ambiente e da Ação Climática (MAAC), no Conselho Tarifário da ERSE, vota favoravelmente e na globalidade o Parecer do Conselho Tarifário relativo à Consulta Pública nº 114 sobre – **“Proposta de Reformulação do Regulamento Tarifário do Setor do Gás (SG)”**

Lisboa, 28 de abril de 2023

Dados pessoais

Rafaela de Saldanha Matos



### **DECLARAÇÃO DE VOTO**

Maria Manuela Pires Nunes Coelho Moniz, Presidente do Conselho Tarifário, secção do Setor Nacional de Gás, voto favoravelmente o parecer anexo referente à **“Consulta Pública n.º 114 – Reformulação do Regulamento Tarifário do setor do gás”**

**Lisboa, 28 de abril de 2023**