

## PARECER SOBRE

### **“TARIFAS E PREÇOS DE GÁS PARA O ANO GÁS 2022-2023”**

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

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

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT o documento “**Tarifas e Preços de Gás para o Ano Gás 2022-2023**”<sup>3</sup>, cabendo ao CT emitir parecer até 29 de abril de 2022.

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

#### **I – ENQUADRAMENTO**

##### **A. RECOMENDAÇÕES ANTERIORES DO CT**

Em 31 de março de 2021, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) submeteu a parecer do Conselho Tarifário (CT) da ERSE, a “Proposta de tarifas e preços de Gás para o ano gás 2021-2022” acompanhada dos documentos justificativos complementares.

No parecer que emitiu, em 30 de abril de 2021, sobre a referida proposta, o CT efetuou um conjunto de recomendações salientando as que seguidamente se elencam, e que aqui se dão por integralmente reproduzidas:

- a. *A realização por parte da ERSE de uma análise da atividade de comercialização de último recurso retalhista (presentemente exercida por 11 empresas) e uma recomendação ao Governo/Poder Executivo sobre a atividade dos CURR, que permita a otimização do custo da atividade num universo de clientes cada vez menor, tendo por base cenários que permitam evidenciar a resposta eficiente às necessidades do setor.*
- b. *A prossecução da trajetória da redução das descontinuidades tarifárias nas fronteiras dos escalões de consumo, a fim de evitar o eventual benefício de consumidores menos eficientes.*
- c. *A reavaliação das previsões do consumo dos centros electroprodutores com base em todas as fontes de informação disponíveis, nomeadamente projeções adotadas pelo ORT/ORD.*
- d. *A necessidade de que a informação relativa à componente de entrada da tarifa URT, que pode ser repercutida na fatura do cliente, seja apresentada pelos comercializadores aos clientes no decurso do processo de negociação contratual, explicitando de forma clara e transparente o modo como propõem cobrar esta rubrica de custo.*

---

<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/2022/424/IA/Msb

- e. *A revisão da metodologia utilizada para fixação do termo fixo do desconto da tarifa opcional de MP e BP, que garanta o acompanhamento do diferencial gerado entre tarifas de alta e média pressão e o não agravamento das tarifas para estes clientes em linha com os restantes.*
- f. *A necessidade da TE ser mantida num nível adequado, evitando-se que sejam criadas condições de "competitividade" da tarifa transitória face às ofertas comerciais existentes, o que funcionaria como desincentivo à desejada migração dos clientes ainda fornecidos pelos CURR para o regime de mercado.*
- g. *O CT reitera que é essencial que se proceda a uma avaliação da implementação da tarifa social em toda a área coberta pela rede de distribuição de gás natural, que apresente, nomeadamente, os efeitos desta medida na situação dos agregados familiares economicamente mais vulneráveis.*
- h. *O CT renova a recomendação expressa no parecer anterior no sentido de que a ERSE proceda à elaboração de cenários resultantes do crescimento dos potenciais beneficiários desta tarifa, em especial no quadro da atual crise do Covid-19, e o seu impacto no equilíbrio económico-financeiro das empresas que suportam estes encargos: ORT, ORD, Comercializadores e CURR.*
- i. *O CT recomenda à ERSE o acompanhamento das medidas pertinentes decorrentes da política nacional de combate à pobreza energética, designadamente as que tenham eventual impacto nas tarifas do setor de gás.*
- j. *Finalmente, relativamente à TOS, a necessidade de serem estabelecidos tetos máximos para as taxas a aplicar e mecanismos que promovam a homogeneização da sua aplicação, assim como a necessidade de assegurar o equilíbrio económico-financeiro dos ORD, nos termos previstos nos seus contratos de concessão e na regulamentação em vigor".*

O CT regista que as recomendações explicitadas mereceram o acolhimento/concordância por parte da ERSE.

Das recomendações do CT que não tiveram acolhimento por parte da ERSE destacam-se as relativas à Tarifa Social, nomeadamente o efeito da medida na situação dos agregados familiares mais vulneráveis e o efeito no equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas (ORT, ORDs e CURRs).

O CT nota, contudo, que a ERSE reconheceu a relevância da primeira questão (cf. Aprovação do Tarifário do AG2021-22), expressando que *".../ a ERSE não dispõe da informação necessária, designadamente no que respeita à sua aplicação em contexto de pobreza e caracterização económico-social da população abrangida sendo, por natureza, matérias do foro da Segurança Social e da Autoridade Tributária. Sem prejuízo do exposto, está empenhada a dar o seu contributo no âmbito das políticas públicas de combate à pobreza energética."*

No entanto resulta menos clarificador a indicação, também na mesma aprovação, de que *"A ERSE, no âmbito das competências que lhe são legalmente atribuídas, continuará a monitorizar os possíveis impactes económicos e financeiros do financiamento da tarifa social nas empresas reguladas."*

O financiamento da Tarifa Social, que tem uma natureza de apoio público, tem vindo a ser suportado pelas empresas reguladas e pelos comercializadores em regime de mercado, devendo assim a ERSE, enquanto regulador independente, explicitar e discutir os impactos nestes agentes, considerando que estão a ser chamados a cumprir uma responsabilidade que não é diretamente sua.

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

### **B.1 Mercado Grossista e Preços de Energia**

A proposta de tarifas e preços de gás natural para o período de 1 de outubro de 2022 a 30 de setembro de 2023, em apreço, é apresentada pela ERSE num contexto de forte incerteza, marcada pela escassez de oferta face à procura de matérias-primas e energia devido à situação pandémica de Covid-19 e à situação de guerra na Ucrânia.

Esta conjuntura, agravou a subida dos preços da energia nos mercados grossistas, aumentando os receios de um cenário de menor crescimento económico e de maior inflação, que afeta de forma significativa os consumos e preços de gás, que em março subiram 631%, em termos homólogos, no mercado de referência europeu, o *Title Transfer Facility* (TTF).

Os clientes ainda fornecidos pela Tarifa Transitória praticada pelos CURRs têm tido preços de energia mais reduzidos do que os praticados nos mercados grossistas europeus, devido ao facto do aprovisionamento de energia para o mercado regulado ser assegurado através de contratos históricos de longo prazo, celebrados em regime de *take or pay* com a empresa nigeriana produtora de GNL.

Não obstante, verifica-se um acréscimo na tarifa de energia de 22% face ao ano gás 2021-2022, que vai impactar no preço de venda a clientes finais do mercado regulado.

Contudo, o CT nota que este aumento não será, previsivelmente, exemplificativo do que irá ocorrer nas ofertas comerciais no mercado livre, em que os custos de aprovisionamento seguirão mais proximamente os indexantes internacionais, em particular o TTF.

Deste modo, o CT volta a recomendar à ERSE que não crie expectativas em termos da “evolução das ofertas em regime de mercado”. Não se observa evidência na Proposta do conhecimento da política de aprovisionamento dos comercializadores que permita essa previsão tão otimista quanto a sugerida pelo Regulador.

Neste particular, o CT retoma a observação, expressa em Pareceres anteriores, da necessidade de defesa da credibilidade do regime de mercado, privilegiando a sua supervisão.

### **B.2 Desenvolvimentos Legislativos e Regulatórios**

Em termos legais e regulamentares a presente proposta tarifária considera o novo regime legal aprovado pelo Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que introduziu uma nova atividade no setor do gás, o que determinou a revisão regulamentar do Regulamento Tarifário do gás (RT), destacando-se ainda as novas funções atribuídas às entidades reguladas, bem como a adaptação das regras de aplicação tarifária devidas pela injeção de gases renováveis e de baixo teor de carbono nas redes de transporte e distribuição de gás.

Mais recentemente, foram publicados outros normativos igualmente relevantes para a concretização do quadro legal associado à injeção de gases renováveis ou de baixo teor de carbono, nas redes do SNG, designadamente o Regulamento da Rede Nacional de Transporte de Gás, aprovado através do Despacho n.º 806-C/2022, de 19 de janeiro, que aprova, entre outras alterações, a quota máxima de incorporação de outros gases na Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG).

De igual modo, dando cumprimento ao disposto no n.º 1 do artigo 97.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, foi aprovada a Portaria n.º 59/2022, de 28 de janeiro, que fixa a quantidade global mínima de

reservas de segurança de gás e aprova as medidas que determinam a constituição de uma reserva adicional no SNG.

Salienta a ERSE que esta revisão das quantidades mínimas visou dar resposta à evolução dos mercados de energia e o papel reforçado das centrais termoelétricas a gás natural no abastecimento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), em resultado da desclassificação das centrais termoelétricas a carvão.

Naturalmente, este diploma legal não considera, ainda, as duas Comunicações da Comissão Europeia ao Parlamento Europeu, ao Conselho Europeu, ao Comité Económico e Social Europeu e ao Comité das Regiões, de 8 de março e de 23 de março de 2022.

A primeira Comunicação, relativa a uma ação conjunta europeia para uma energia mais segura e mais sustentável a preços mais acessíveis (REPowerEU) estabelece as bases de discussão para uma atuação extraordinária no contexto do mercado de energia europeu, de modo a assegurar o acesso sustentável e economicamente equilibrado à energia.

A segunda Comunicação tem por objetivo a redução da dependência energética da União Europeia face à Rússia, na sequência da guerra com a Ucrânia, e o controlo da volatilidade dos preços de gás natural, solicitando aos Estados-Membros que aumentem as suas reservas de gás natural até 90% da capacidade das infraestruturas de armazenamento até 1 de novembro de cada ano, e que cumpram os objetivos antecipadamente à aprovação das alterações ao Regulamento (UE) 2017/1938, que estabelece as medidas de salvaguarda da segurança de abastecimento.

Por fim, cumpre referir a aprovação pela ERSE, no decurso do ano gás 2020-2021, de medidas excecionais no âmbito do SEN e do SNG, visando criar ferramentas de cobertura dos riscos de preço e de aprovisionamento para evitar o risco de desestruturação do funcionamento dos setores elétrico e do gás natural e prováveis retrações na pluralidade empresarial dos mercados retalhistas de eletricidade e de gás natural, consubstanciadas no Regulamento n.º 951/2021, de 2 de novembro, e no Regulamento n.º 836/2021, de 7 de setembro.

Sem prejuízo da posição apresentada na Consulta Pública nº 107 sobre Regras Excecionais no SNG, o CT reitera o então expresso quanto ao aparente caráter extemporâneo das medidas propostas nesta CP, quando se aguardam desenvolvimentos a nível comunitário sobre respostas à crise energética e situação altista de preços.

A Proposta de Tarifas e Preços agora em análise procura responder à situação atípica existente com base no enquadramento legal e regulamentar em vigor.

Neste particular o CT regista com alguma apreensão o lançamento de Consultas Públicas em sobreposição com o período de análise da Proposta de Tarifas, que somado ao agravamento da situação económica existente assim como às dificuldades de aprovisionamento do mercado, poderá vir a motivar o surgimento de novos instrumentos normativos, e eventuais revisões extraordinárias das Tarifas, não contribuindo para a clareza do processo.

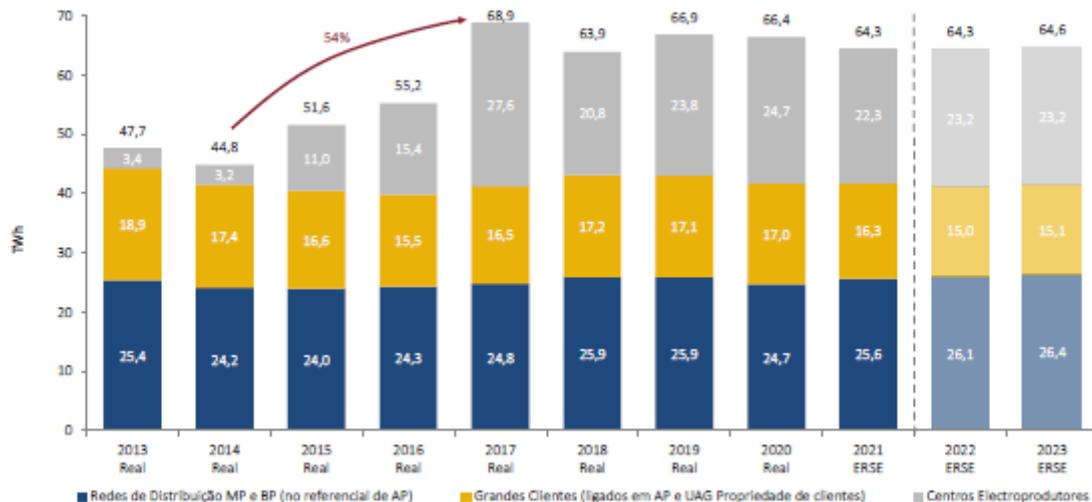
## II – ESPECIALIDADE

### A. CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE GÁS NO ANO GÁS 2022-2023

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

- O consumo é um dos fatores que merece atenção no momento de fixar tarifas pois está fortemente relacionado com o seu valor e a capacidade de ajustar a recuperação de proveitos à realidade da procura.
- O perfil de evolução do volume de gás consumido em Portugal por ano civil evidencia a manutenção dos consumos nas redes de distribuição ao longo dos anos, uma moderada redução do consumo industrial, mas ainda assim alinhado com os valores médios de anos anteriores, a par de uma maior volatilidade no consumo de gás para produção de eletricidade nas centrais de ciclo combinado.

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



Nota: Neste exercício tarifário, ou seja a partir de 2020, passou a incluir-se nas quantidades dos Grandes Clientes os clientes das UAG propriedade de clientes para além dos ligados em AP

- É notório o nível de consumo ter atingido um patamar na ordem dos 64 a 67 TWh desde 2017 que tem contribuído para um bom comportamento da base de consumo para efeitos tarifários. Esta estabilidade, contudo, não deve ser indicadora de continuidade tendo em conta a experiência de anos anteriores onde se verificaram consumos das centrais de ciclo combinado significativamente reduzidos.
- Sendo um ano intercalar com previsão de consumo para efeitos tarifários, o CT constata que as projeções da ERSE, baseadas no conhecimento atual para os anos de 2020 e 2022 são adequadas, muito vulneráveis à evolução da situação económica.

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

- O CT regista que as previsões da ERSE para o consumo de gás nos centros electroprodutores para os anos de 2022 e 2023 são idênticas, e registam um ligeiro aumento face ao valor real verificado em 2021.

- b. Apesar deste segmento de consumo estar sujeito a uma elevada volatilidade, o CT considera que tendo em conta as atuais condições de funcionamento do mercado ibérico, com eliminação de grande parte da produção a carvão e com atrasos significativos na entrada em operação de parte dos novos projetos renováveis, será bastante provável que as centrais de ciclo combinado, enquanto backup necessário à variabilidade da energia renovável, incluindo a hídrica, mantenham em 2023 um consumo muito alinhado com o que se tem vindo a verificar em 2022.
- c. Adicionalmente, e apesar do ano 2022 estar a ser um ano de reduzida hidraulicidade, a verdade é que foi também acompanhado por temperaturas amenas ao longo do período de inverno pelo que, mesmo que em 2023 as condições de produção hídrica se alterem, é sempre possível que o inverno seja mais rigoroso pelo que as centrais de ciclo combinado serão chamadas a funcionar.
- d. O CT considera assim que o cenário assumido pela ERSE é aceitável.

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

- a. A ERSE prevê para os anos 2022 e 2023 um consumo semelhante para os grandes clientes de gás natural ligados em AP, que representa uma redução de cerca de 1,3 TWh face ao ano 2021.
- b. Tendo em conta a evolução do nível de preços de todo o contexto energético, é adequado prever ajustes na atividade produtiva dos grandes clientes industriais, com os consequentes impactos nos seus consumos de gás natural. O cenário parece-nos assim adequado, talvez até um pouco conservador.

#### **B. TARIFAS E PROVEITOS PERMITIDOS NO ANO GÁS 2022-2023 POR ATIVIDADE**

##### **B.1. - Proveitos permitidos e ajustamentos**

- a. As tarifas de gás são aplicadas no período compreendido entre 1 de outubro do ano civil (s) e 30 de setembro do ano civil (s+1). Por esta razão a determinação dos proveitos para efeito de cálculo de tarifas em ano gás é também calculada na proporção de 0,25 dos proveitos permitidos do ano s e de 0,75 dos proveitos permitidos do ano s+1.
- b. Os pressupostos, as metodologias e os cálculos que sustentam os parâmetros regulatórios definidos para o corrente período regulatório, 2020-2023, encontram-se no documento “Parâmetros de regulação para o período 2020 a 2023”, de maio de 2019.
- c. A atualização dos valores anuais depende:
  - das metas de eficiência aplicadas às atividades reguladas
  - do Índice de preços implícito no produto interno bruto (PIB)
  - da taxa de remuneração dos ativos
- d. As componentes fixas e variáveis por atividade são atualizadas anualmente com o fator de eficiência e com o índice de preços implícito no PIB (IPIB).
- e. O quadro seguinte resume os fatores de eficiência a aplicar às atividades reguladas por incentivos nos 2 últimos períodos regulatório e no período regulatório em curso (2020-2023).

**Quadro 2-6 - Metas de eficiência anuais aplicadas às atividades reguladas**

Atividade	Metas de eficiência Período Regulatório 2016-2017 a 2018-2019	Metas de eficiência Período Regulatório 2020-2023
Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	2,0%	2,0%
Armazenamento Subterrâneo	3,0%	3,0%
Transporte	3,0%	3,0%
Gestão Técnica e Global do Sistema	2,0%	2,0%
Distribuição	2,0% a 7,0%	2,0% a 5,0%
Comercialização	2,0%	2,0%

Fonte: PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS PARA O ANO GÁS 2021-2022

- f. O IPIB adotado pela ERSE para 2022 e 2023 é de 1,8% e 1,4%, respetivamente, e corresponde à previsão da Comissão Europeia, de novembro de 2021.
- g. O CT reconhece, conforme mencionado pela ERSE, que as previsões utilizadas para o deflador do PIB estão sujeitas a um considerável grau de risco e incerteza em virtude do atual contexto económico e geopolítico, contudo, tendo em conta que existem previsões mais atuais para o ano 2022 da Comissão Europeia (fevereiro de 2022), o CT recomenda a atualização do deflador utilizado.
- h. O quadro abaixo apresenta as taxas de remuneração consideradas no cálculo dos proveitos permitidos.

**Quadro 2-1 - Taxas de remuneração dos ativos regulados**

	Taxa 2020	Taxa 2021	Taxa estimada 2022	Taxa prevista 2023
Alta Pressão	4,56%	4,52%	4,72%	4,72%
Média e Baixa Pressão	4,76%	4,72%	4,92%	4,92%
Taxa de remuneração implícita no cálculo da parcela de TOTEX da atividade de OLMC	4,40%	4,40%	4,40%	4,40%

Fonte: PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS PARA O ANO GÁS 2022-2023

- i. Aos proveitos permitidos que resultam do modelo regulatório de cada atividade há que adicionar os ajustamentos definitivos do ano s-2 e, eventualmente, o provisório do ano s-1.
- j. Os ajustamentos a repercutir no ano gás 2022-2023 dos operadores das infraestruturas são determinados essencialmente a partir dos desvios entre a procura de gás do ano 2020 versus os valores estimados, bem como na melhor estimativa do ano 2021 baseada nos dados disponíveis à data de emissão da Proposta.

- k. No caso dos comercializadores de último recurso os desvios resultam da diferença entre o consumo e número de consumidores no mercado regulado relativamente ao estimado e ao desvio da realidade decorrente dos fluxos associados à atividade tarifária.
- l. O quadro seguinte permite comparar os proveitos a recuperar por atividade subjacentes ao cálculo das tarifas de 2021-2022 com os da proposta de tarifas 2022-2023, segmentados por atividade com os respetivos ajustamentos e mecanismos de atenuação de desvios atualmente em vigor.

Unid. M€	tarifas 2021-2022	tarifas 2022-2023	Variação	
Terminal	37,8	43,3		
Armazenagem	17,8	17,8		
Transporte (exclui transporte rodovia)	64,3	67,5		
Gestão Global do Sistema (exclui ERSE)	8,1	8,1		
OLMC	0,4	0,4		
Distribuição	206,6	211,6		
<b>Acesso às redes</b>	<b>334,9</b>	<b>348,5</b>	<b>13,6</b>	<b>4,1%</b>
CUR G (energia)	14,8	15,4		
Curr (comercialização)	9,8	9,2		
<b>Proveitos permitidos atividades reguladas</b>	<b>359,4</b>	<b>373,1</b>	<b>13,7</b>	<b>3,8%</b>
GLUAG	0,3	0,3		
ERSE	4,9	5,1		
Transporte de GNL por rodovia	4,9	4,9		
Tarifa social	0,0	0,0		
PPEC	0,6	0,3		
<b>Custos pass through</b>	<b>10,8</b>	<b>10,7</b>	<b>-0,1</b>	<b>-0,8%</b>
Diferimento intertemporal	-9,8	-10,6		
Proveitos da atribuição de capacidade				
Terminal	-10,4	-34,7		
Transporte	-6,1	-32,9		
Ajust s-1 (exclui proveitos de atribuição de capacidade)	-12,5	-0,9		
Ajust s-2 (exclui proveitos de atribuição de capacidade)	-16,0	-15,7		
<b>Outros</b>	<b>-54,8</b>	<b>-94,6</b>	<b>-39,8</b>	<b>72,7%</b>
<b>Total proveitos a recuperar com as tarifas</b>	<b>315,4</b>	<b>289,2</b>	<b>-26,2</b>	<b>-8,3%</b>
Mecanismo atenuação dos desvios tarifários				
Terminal	0,0	12,6		
Armazenagem	0,0	9,8		
<b>Transferências para a UGS I</b>	<b>0,0</b>	<b>22,4</b>		

Fonte: "PROPOSTA DE PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA O ANO GÁS 2022-2023, pp 58, 61, 85, 93, 101, 106, 114, 140, 142, 143, 310 316, 318

- m. Da análise do quadro o CT constata que relativamente aos valores considerados para o ano gás 2020/2021, o total de proveitos permitidos a recuperar com as tarifas apresentam um decréscimo de 26,2 M€ (-8,3%):

- o Os proveitos permitidos das atividades reguladas apresentam um acréscimo de cerca de 13,6 M€ (4,1%), como consequência da aplicação dos parâmetros regulatórios em vigor, designadamente do custo com o consumo de eletricidade no terminal e da reposição de valores não aceites a título provisório em tarifas 2021/22 na Distribuição.
  - o Os custos *pass through* mantém o nível do previsto em tarifas 2021/22.
  - o Os ajustamentos a devolver às tarifas (excluindo os proveitos da atribuição de capacidade – leilão que ocorreu no ano gás 2020/21) tiveram um decréscimo de 12 M€.
  - o O mecanismo intertemporal dos desvios de procura na atividade de transporte no presente exercício tarifário, não foi ativado. O valor 10,6 M€ corresponde às anuidades dos diferimentos referente aos anos gás de 2019-2020 e 2021-2022.
  - o Para a redução dos proveitos permitidos contribuiu ainda os proveitos do leilão de atribuição de capacidade nas infraestruturas do Terminal de GNL e da RNTG referentes ao ano gás 2020-21, tendo sido acionado o mecanismo criado para o efeito na última revisão regulamentar apenas para o Terminal, tendo a ERSE optado por considerar a totalidade das receitas recebidas no transporte.
- n. O CT regista que o mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários previsto para atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e da atividade de Armazenamento Subterrâneo, foi novamente ativado, mas pela primeira vez os valores destas transferências não se anulam. O montante das transferências do Terminal de GNL e da Armazenagem para a gestão global do sistema contribuiu para a existência de uma tarifa nula de UGS I.
- o. O CT não pode deixar de sublinhar o comportamento favorável do consumo e da utilização das infraestruturas que têm sistematicamente provocado desvios tarifários a devolver às tarifas pelos operadores. A volatilidade dos consumos do setor elétrico, e as circunstâncias associadas à conjuntura atual, aconselham a alguma preparação no sentido de as tarifas de acesso poderem vir a ter variações significativas nos próximos anos, quando deixar de haver ajustamentos tarifários de anos anteriores a reverter às tarifas que permitem atenuar, designadamente o aumento do custo da energia.

## **B.2. PROVEITOS PERMITIDOS DAS ATIVIDADES DE ALTA PRESSÃO**

### **B.2.1 ATIVIDADE DE USO GLOBAL DO SISTEMA**

O CT regista que no ano gás 2022-2023 a aplicação do mecanismo de atenuação dos desvios tarifários nas atividades de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e no Armazenamento Subterrâneo permitiram anular a totalidade dos proveitos a recuperar na UGSI. Assim, este ano apenas se aplica a tarifa UGSII que permite no âmbito da sustentabilidade do mercado livre e do mercado regulado devolver/recuperar os desvios extraordinários de custos de aquisição de gás natural.

### **B.2.2. ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE GÁS**

- a. O CT regista que a receita obtida com o prémio de leilão da atribuição da capacidade das infraestruturas em situação de congestionamento do ano gás 2020-2021 num total de 32,7 M€ foi na íntegra revertido às tarifas no presente ano gás em sede dos ajustamentos tarifários do ano s-1 e ano s-2.

- b. Com esta reversão os proveitos permitidos a recuperar com a tarifa de uso da rede de transporte reduziram para metade. O CT alerta para o facto que tendo sido uma receita extraordinária de um montante singular é expectável que no ano gás 2023-2024 esta tarifa volte ao nível dos anos anteriores.

### B.2.3. ATIVIDADE DE RECEÇÃO, ARMAZENAGEM E REGASEIFICAÇÃO

- a. O atual enquadramento regulatório da atividade de receção, armazenamento e regaseificação de GNL prevê dois tipos de custos operacionais sujeitos a eficiências:

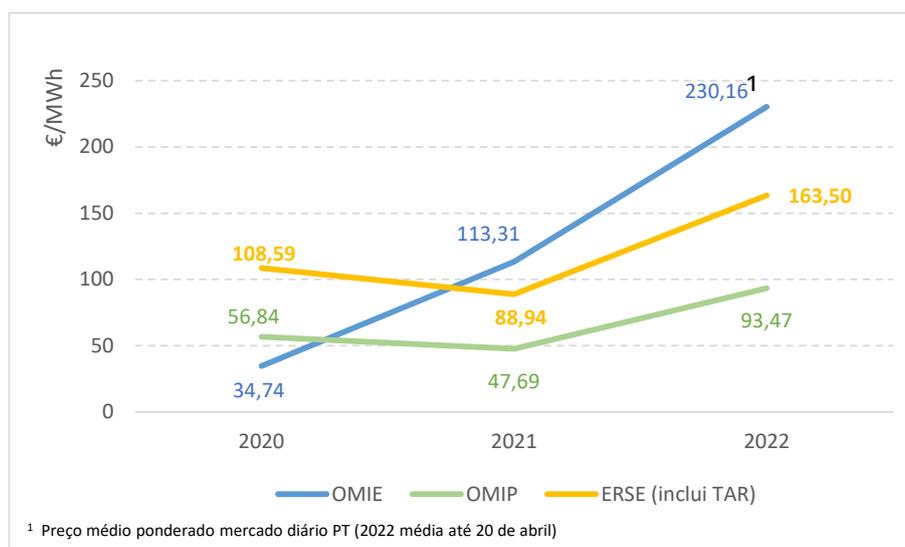
- **Custos com aquisição de energia elétrica:** a este custo é aplicada uma metodologia do tipo *price cap* com um valor unitário pré-estabelecido no início do período regulatório que inclui não só o preço de energia, transacionado em mercado, como a parcela da tarifa de acesso definida anualmente pelo Regulador, a qual não é negociável com o Comercializador.

Este valor unitário é indexado à variação média das cotações diárias entre 1 de janeiro do ano *s*-1 e o último dia útil de fevereiro do ano *s*, de todos os contratos de futuros (FP e FT) do mercado português e espanhol, com o último dia de entrega para 31 de dezembro do ano *s*, acrescida de um fator de eficiência de 2% ao ano.

- **Outros custos:** esta componente visa cobrir os restantes custos de OPEX do terminal e consistem numa componente fixa e outra variável (indexada à energia regaseificada), ambas sujeitas a um fator de eficiência de 2%.

- b. A figura seguinte apresenta a evolução do preço médio de energia no mercado diário (“OMIE”), do preço médio de energia no mercado SPOT (“OMIP”) e do preço médio da componente variável associada ao custo com aquisição de energia elétrica (“ERSE (inclui TAR)”).

#### Evolução dos preços médios do mercado diário e SPOT e da componente variável associada ao custo de energia



Fonte: OMIE, OMIP, ERSE

- c. O facto de o preço ser indexado a preços de futuros transacionados maioritariamente no ano anterior ao ano em que o *price-cap* vigora, se por um lado, permite ao regulador antecipar parcialmente o custo a incorporar nas tarifas evitando correções significativas a incluir nos desvios em anos subsequentes, por outro a diferença entre o *price cap* e os preços de mercado geram perdas/ganhos para o operador que resultam do modelo regulatório e não de (in)eficiências do operador.
- d. Tendo em conta a conjuntura atual, e sendo o Terminal uma infraestrutura crítica no setor do gás, o CT recomenda que a ERSE analise esta situação por forma a evitar perdas ou ganhos excessivos decorrentes de um fator externo não controlável pelo operador.
- e. O CT regista que a receita obtida com o prémio de leilão da atribuição da capacidade das infraestruturas em situação de congestionamento do ano gás 2020-2021 foi de 55,3 M€. Nas tarifas do ano gás 2022-2023 foi considerada a totalidade do valor recebido em 2020 (13,8 M€ correspondente ao ajustamento do ano s-2). Do valor recebido em 2021 (41,4 M€), ao abrigo do mecanismo de diferimento intertemporal das receitas com o prémio de leilões de atribuição de capacidade, reverteram para as tarifas 50% do valor num montante de 20,7 M€.
- f. Adicionalmente, pela aplicação do mecanismo de Atenuação de ajustamentos tarifários são transferidos desta atividade para parcela I da tarifa de uso global do sistema do operador da rede de transporte 12,6 M€.

#### **B.2.4. ATIVIDADE DE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO**

- a. O CT tomou nota da decisão da ERSE de não fazer refletir, novamente, o valor do ajustamento provisório referentes ao ano civil s-1, justificando tal decisão no impacte tarifário que os montantes teriam nos proveitos permitidos da atividade.
- b. Importa referir que, ainda assim, resultante da aplicação do mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários, a ERSE prevê a transferência de um montante de 9,8 M€ para a atividade de gestão global do sistema.

#### **B.3. TARIFAS POR ATIVIDADE DAS INFRAESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO**

- a. As tarifas a aplicar pelas infraestruturas em alta pressão, permitem recuperar os proveitos das atividades de: (i) Gestão Global do Sistema, (ii) Transporte de gás, (iii) Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e (IV) Armazenamento Subterrâneo.
- b. O quadro seguinte sintetiza a variação do preço médio por atividade das infraestruturas em alta pressão.

Figura 6-2 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas por atividade das infraestruturas em alta pressão

Tarifa	Preço médio 2021-2022	Preço médio 2022-2023	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	0,37 €/MWh Receitas: 22 478 k€ Quantidades: 60 362 GWh	0,36 €/MWh Receitas: 22 474 k€ Quantidades: 61 609 GWh	-2,0%	0,0%	-2,0%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	5,28 €/MWh Receitas: 16 628 k€ Quantidades: 3 151 GWh	7,48 €/MWh Receitas: 16 628 k€ Quantidades: 2 224 GWh	41,7%	-3,0%	46,0%
Tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte	0,43 €/MWh Receitas: 29 749 k€ Quantidades: 69 044 GWh	0,21 €/MWh Receitas: 15 374 k€ Quantidades: 71 832 GWh	-50,3%	-53,1%	5,8%
Tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	0,27 €/MWh Receitas: 17 559 k€ Quantidades: 65 407 GWh	0,01 €/MWh Receitas: 966 k€ Quantidades: 64 540 GWh	-94,4%	-94,4%	-0,6%

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

Fonte: ERSE: DOCUMENTO PROPOSTAS DE TARIFAS NO ANO GÁS 2022-2023

- c. A estabilidade tarifária da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL (TURAR) e a redução que se verifica nas restantes tarifas foi conseguida à custa de receitas extraordinárias de anos anteriores e dos diversos mecanismos de estabilidade tarifária que se encontram atualmente em vigor, a saber:
- i. Mecanismo de atenuação dos desvios tarifários – 12,6 M€ transferidos do Terminal e 9,8 M€ transferidos da Armazenagem para a UGS I
  - ii. Mecanismo intertemporal dos desvios de procura - 10,6 M€ correspondente às anuidades dos diferimentos referente aos anos gás de 2019-2020 e 2021-2022, a deduzir à tarifa de Uso da Rede de Transporte (TURT).
  - iii. Proveitos do leilão de atribuição de capacidade – 34,7 M€ a deduzir na TURAR e 32,9 M€ a deduzir na TURT.
- d. O CT não pode deixar de sublinhar a importância destes mecanismos para a estabilidade tarifária do sistema e como o comportamento favorável do consumo e da utilização das infraestruturas que têm sistematicamente provocado desvios tarifários a devolver às tarifas pelos operadores, contudo, por se tratar de acontecimentos pontuais, o nível de proveitos tenderá a estabilizar nos anos seguintes, não se prevendo reduções tarifárias sistemáticas nos próximos anos.

## B.5. ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO

### B.5.1. PROVEITOS PERMITIDOS

- a. Face ao ano gás 2021-2022, os proveitos a recuperar da atividade de distribuição de gás apresentam uma variação de +4,9%, sendo que essa variação se deve essencialmente ao aumento da taxa de

remuneração da base de ativos das empresas induzido pelo aumento da taxa das obrigações de tesouro, bem como pelos ajustamentos de anos anteriores.

- b. De facto, constata-se um aumento do nível dos proveitos permitidos da atividade de distribuição para o ano gás 2022-2023 face ao ano anterior de 4,4%, resultante do aumento da parcela de custos com capital motivado pela taxa de remuneração do ativo fixo. A componente de custos de exploração apresenta uma redução de 1% face ao período anterior suportada pela aplicação das metas de eficiência.

Quadro 4-36 - Proveitos da atividade de Distribuição de gás

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

		Tarifas 2021-2022 (1)	Tarifas 2022-2023 (2)	Variação % [(2)-(1)]/(1)
<b>A=B+(C*D)</b>	Custos com capital afetos a esta atividade, previstos para o ano gás t	134 188	141 684	5,6%
B	Amortizações do ativo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos ativos participados, previstas para os anos s e s+1			
C	Valor médio do ativo fixo afecto à actividade de distribuição do ORD líquido de amortizações e participações, previstos para os anos s e s+1			
D	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à actividade de Distribuição			
E	Custos de exploração aceites pela ERSE	70 620	69 880	-1,0%
F	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás t-2, do operador da rede de distribuição k, aceites pela ERSE	0	0	
G	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da atividade de Distribuição do ORD para o ano s-1	0	0	
H	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da atividade de Distribuição de gás, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	-2 370	-4 710	
<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	207 178	216 274	4,4%
J	Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP do operador da rede de distribuição k previstos para o ano gás t	6 262	5 599	-10,6%
<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	200 915	210 675	4,9%
	Proveitos unitários por unidade distribuída (€/MWh)	7,774	8,015	3,1%

FONTE: PROPOSTA PROVEITOS E AJUSTAMENTOS PARA O ANO GÁS 2022-2023

- c. No que respeita à atividade de distribuição de gás para o ano gás 2022-2023, cujo valor é recuperado por via da aplicação da tarifa de URD, os ajustamentos são neste período a devolver às empresas, aumentando assim o valor dos proveitos a recuperar pela tarifa de URD.
- d. Como se pode verificar no quadro anterior, os ajustamentos do ano de 2020 a recuperar pelas empresas são na ordem dos 4,7 milhões de euros. Importa realçar que o ano de 2020 não foi alvo de qualquer ajustamento provisório no ano gás 2021-2022, no que se refere à atividade de distribuição.
- e. O CT reconhece a dificuldade de previsão da evolução de todas as variáveis do sistema tarifário, especialmente no que ao consumo diz respeito em períodos atípicos como o que temos vivido, que tenderão a manter-se nos próximos anos.

- f. O CT regista que, mais uma vez, a ERSE optou por não incluir o ajustamento provisório do ano s-1 no cálculo dos proveitos permitidos, tendo-o estimado em 7 milhões de euros, a favor das empresas. No documento, a ERSE justifica a não inclusão deste montante pela aplicação do n.º 9 do artigo 113º do RT.
- g. Em qualquer caso o CT considera que a ERSE deve assegurar que o atraso na devolução destes montantes às empresas, não condiciona o seu equilíbrio económico-financeiro.

#### **B.5.2. TARIFAS DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS**

- a. A atividade de Distribuição de gás consiste na veiculação de gás em redes de distribuição de média pressão (entre 4 e 20 bar) e de baixa pressão (inferior a 4 bar), para entrega às instalações fisicamente ligadas à rede de distribuição. Esta atividade é assegurada por 11 ORD em áreas geográficas exclusivas.
- b. A remuneração desta atividade é assegurada através dos proveitos permitidos definidos nos termos do regulamento tarifário em função do nível de investimento e dos custos aceites. A atividade de distribuição é regulada por aplicação de uma metodologia *price-cap* no OPEX e *rate of return* no CAPEX.
- c. Os proveitos permitidos para a atividade de distribuição de gás são os proveitos atribuídos a uma atividade em particular, recuperados através da aplicação das suas tarifas ou através de transferência entre empresas. Assim, os proveitos permitidos para cada operador podem ser recuperados pela aplicação da tarifa de sua atividade, mas também por outros operadores, sendo posteriormente transferidos, nos termos estabelecidos pela ERSE, entre operadores de acordo com os respetivos proveitos permitidos.
- d. Por outro lado, nos termos definidos no RT, as tarifas de Uso da Rede de Distribuição (URD) devem proporcionar os proveitos permitidos da atividade de Distribuição de gás natural de cada operador da rede, recuperando os custos que lhe estão associados de exploração, de desenvolvimento e de manutenção das redes. Para obter esta recuperação estão definidas tarifas de URD, a saber:
  - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP, aplicável às entregas em MP e BP.
  - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP>, aplicável às entregas em BP>.
  - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP<, aplicável às entregas em BP<.
- e. Genericamente, a tarifa de URD é composta pelos seguintes termos tarifários:
  - Termo de capacidade utilizada, aplicável ao consumo máximo diário registado nos últimos doze meses, definido em euros por kWh/dia, por mês, aplicável a clientes com registo diário de consumos.
  - Termo de energia, com diferenciação entre períodos de vazio e de fora de vazio, definido em euros por kWh. Define-se como período de vazio o mês de agosto.
  - Termo fixo, com preços dependentes da periodicidade de registo do equipamento de medição, a qual pode ser diária, mensal ou superior.

- f. Numa análise referencial global sobre a variação do preço médio da tarifa de URD, a ERSE refere que o preço médio aumenta 2,6% quando comparado com o ano gás anterior, e de acordo com a figura seguinte em especial devido ao impacto de um acréscimo tarifário de 4,1%, ainda assim atenuado pela ligeira redução do efeito consumo em -1,4%.

Figura 6-5 - Decomposição da variação do preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição

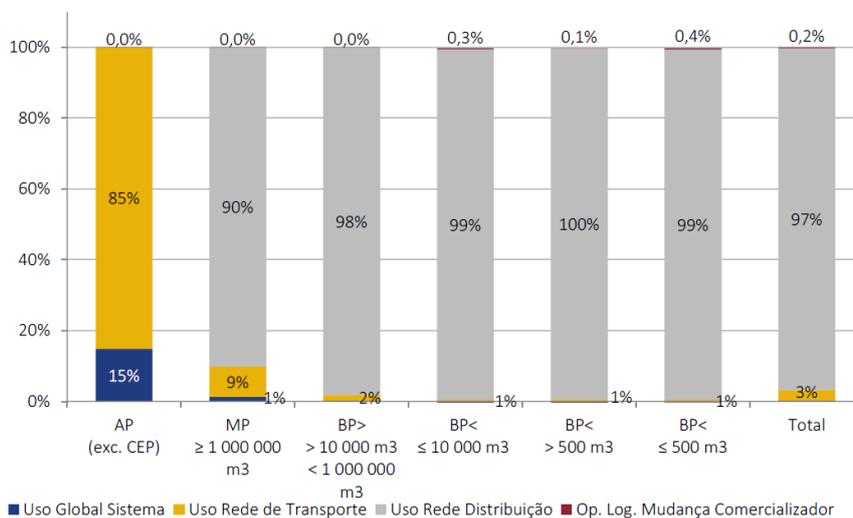
Tarifa	Preço médio 2021-2022	Preço médio 2022-2023	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	8,02 €/MWh Receitas: 207 178 k€ Quantidades: 25 830 GWh	8,23 €/MWh Receitas: 216 274 k€ Quantidades: 26 278 GWh	2,6%	4,1%	-1,4%

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

FONTE: PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS PARA O ANO GÁS 2022-2023

- g. Tendo a tarifa de uso da rede de distribuição um impacto muito significativo nos custos finais regulados suportado pelos consumidores, como demonstrado pelo peso nas tarifas de acesso reguladas conforme figura abaixo, o CT não pode deixar de recomendar à ERSE um acompanhamento rigoroso dos custos elegíveis a serem suportados na tarifa.

Figura 6-14 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes



FONTE: PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS PARA O ANO GÁS 2022-2023

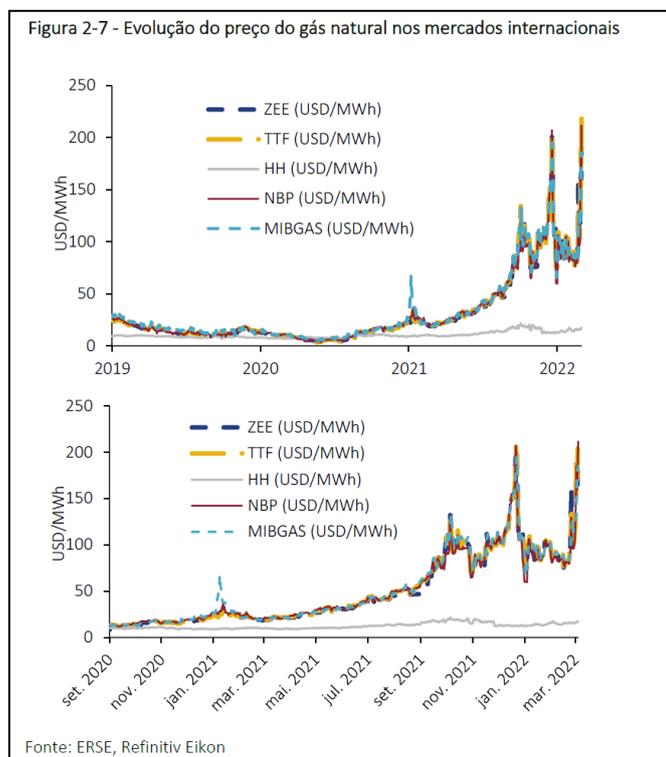
## B.6. ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

- a. Nos termos regulamentares, a atividade de compra e venda de gás natural para fornecimento ao mercado regulado, o qual ainda é suprido à Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais aprovada pela ERSE (“Comercialização de Último Recurso”), é garantida pelo Comercializador de Último Recurso Grossista (CURG), que opera como ponte entre o Comercializador do Sistema Nacional de Gás (CSNG, que atua como importador e vendedor de GN ao CURG) e os Comercializadores de Último Recurso Retalhistas (CURRs, que compram o GN ao CURG e o vendem aos clientes finais).

- b. A cadeia de aprovisionamento-fornecimento é suportada pelos contratos históricos do CSNG, celebrados em regime de *take-or-pay*, com data anterior à Diretiva 2033/55/CE, de 26 de junho, sendo que, conforme referido no RT, existem ainda dois contratos nestas condições, válidos até 2023 e 2027.

### B.6.1 CUSTO DE AQUISIÇÃO DO GÁS NATURAL

- a. O custo de aquisição do gás natural a fornecer ao mercado regulado é determinado pelo preço médio de aquisição do gás natural nos referidos contratos históricos do CSNG, referindo a ERSE que estes contratos têm atualmente uma indexação mais favorável do que aqueles que estarão atualmente a ser acordados pelos comercializadores, por via da tendência altista verificada nos mercados de referência, em particular no TTF e no MIBGAS.
- b. A ERSE antecipa custos de aquisição de gás pelo CURG de 23,02 €/MWh (em 2022) e de 22,60 €/MWh (em 2023), que conduzem a um valor ponderado (25%/75%) de 22,71 €/MWh, o qual ainda que represente um aumento de cerca de 30% face ao valor considerado no ano gás anterior que foi de 17,60 €/MWh, surge como muito inferior aos valores verificados nos meses mais recentes nos diferentes mercados de referência, com a exceção do Henry Hub nos EUA que, contudo, não serve de referência para a Europa uma vez que não incorpora os necessários custos de liquefação e de transporte marítimo. (cf. Fig. 2-7 do Documento de “Proposta de Proveitos Permitidos e Ajustamentos para o AG2022-23”):



- c. Deve atender-se que no cálculo deste custo de aquisição do gás natural, além da própria *commodity*, são incluídos outros *items*, como as tarifas de acesso aplicáveis, custos obrigatórios (por ex. a constituição das reservas de segurança), bem como os custos próprios do CSNG, de acordo com o disposto no Regulamento Tarifário.

- d. No documento da Proposta de Tarifas e Preços, a ERSE apresenta a respetiva desagregação que conduz a um valor de custo da *commodity* de 22,8113 €/MWh para o Ano Gás 2022-23:

Quadro 2-24 - Custo unitário de aquisição do gás natural e custos das infraestruturas de gás

Unidade: cent€/kWh (Custo unitário à saída da rede de transporte)	2022-2023
Custo unitário total Infraestruturas (cent€/kWh)	0,08621
Custo GN (Sem custos de ATR, cent€/kWh)	2,19016
Custo GN (Incluindo custos de ATR e encargos de neutralidade, cent€/kWh)	2,28113

FONTE: PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS PARA O ANO GÁS 2022-2023

- e. O CT observa que a comparação apresentada pela ERSE para os preços verificados nos contratos históricos do CSNG e nos mercados de referência, evidencia um comportamento divergente, especialmente marcado a partir do 3.º trimestre de 2021, o que sugere que a proposta para o mercado regulado representará custos implícitos de energia não reproduzíveis no mercado livre, como mais detalhadamente discutido noutra ponto deste Parecer.
- f. O CT nota ainda que parece existir um consenso nos analistas de mercado de que os níveis de preço nos *hubs* europeus se manterão elevados – observe-se aliás a proposta dos Governos Espanhol e Português para criação de *price cap* no gás natural destinado à produção de eletricidade – pelo que uma fixação excessivamente reduzida do custo do gás natural para o mercado regulado parece estar a assumir que este ficará indemne ao observado no restante mercado, de muito maior dimensão. É uma opção que surge como algo otimista e que criará uma situação de desequilíbrio concorrencial que não se afigura desejável, quer em termos da credibilização do processo de liberalização, quer da criação de expectativas nos consumidores.
- g. Deste modo, o CT recomenda uma reapreciação e melhor fundamentação da proposta na lógica de transparência e objetividade.

#### B.6.2 TARIFA DE ENERGIA

- a. A Tarifa de Energia aplicável na cadeia de fornecimento do CURG para os CURRs deve fundamentalmente permitir recuperar os custos de aquisição do gás natural, determinados nos termos discutidos no ponto anterior, os quais apenas deverão ser afetados pelos Fatores para Perdas e Autoconsumos verificados nas redes.
- b. O valor proposto pela ERSE para esta tarifa ascende a 22,7047 €/MWh, conforme indicado no Documento de “Proposta de Tarifas e Preços”:

Quadro 3-38 - Tarifa de Energia da atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas

TARIFA DE ENERGIA	
Venda a comercializadores de último recurso retalhistas (EUR/kWh)	0,02270747

FONTE: PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS PARA O ANO GÁS 2022-20223

Dado que este valor é ligeiramente inferior ao custo do gás natural indicado no ponto B.1 anterior (22,8113 €/MWh), o CT sugere que a ERSE apresente alguma clarificação a esta diferença para melhorar a transparência da proposta.

- c. Como indicado, o valor da Tarifa de Energia de venda do CURG aos CURRs é finalmente corrigido pelos fatores de perdas e autoconsumos, e desdobrado nos segmentos de consumo BP< e BP> (respetivamente inferiores e superiores a 10.000 m<sup>3</sup>/ano), sendo que estes últimos apenas vigorarão até ao final de 2022, data de extinção prevista para as tarifas transitórias para estes consumidores:

Quadro 3-39 - Tarifa de Energia transitória dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>

TARIFA DE ENERGIA		
Baixa Pressão ≤ 10 000 m <sup>3</sup> (EUR/kWh)		
BP<	Escalão 1	0,02280063
	Escalão 2	0,02280063
	Escalão 3	0,02280063
	Escalão 4	0,02280063

Quadro 3-40 - Tarifa de Energia transitória dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m<sup>3</sup>

TARIFA DE ENERGIA	
Baixa Pressão > 10 000 m <sup>3</sup> (EUR/kWh)	0,03113380

FONTE: PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS PARA O ANO GÁS 2022-20223

### B.6.3 MECANISMO DE ADEQUAÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA

- a. Nos termos da revisão do Regulamento Tarifário de 2020, a ERSE aprovou um mecanismo para verificação trimestral da adequação do nível da Tarifa de Energia, considerando os custos observados no mercado grossista.

- b.** A aplicação deste mecanismo obriga a uma variação mínima de 4 €/MWh nos custos de aquisição de gás natural, sendo esta diferença repercutida em 50%. O CT nota que o mecanismo foi já aplicado no Ano Gás 2021-22, com um aumento da Tarifa de Energia de 2 €/MWh, com efeitos a 1 de abril de 2022.
- c.** Na proposta, a ERSE recomenda a manutenção para o ano gás 2022-23 dos parâmetros acima referidos (4 €/MWh e 50%). Ainda que o CT valorize a estabilidade regulatória, como tem referido em pareceres anteriores, nota que estes parâmetros conduziram a correções da Tarifa de Energia claramente inferiores à evolução do mercado grossista.
- d.** Por outro lado, o CT nota que, sendo possível à ERSE uma decisão assimétrica quanto à repercussão de eventuais desvios tarifários positivos ou negativos no custo do gás natural pelas Tarifas UGS-II ou de Energia torna-se desejável uma clarificação do procedimento a seguir, relembrando o CT a sua posição de princípio de que desvios tarifários devem ser repercutidos nas tarifas onde tiveram origem.
- e.** A repercussão dos desvios deste mecanismo na tarifa que lhe deu origem, a Tarifa de Energia, torna-se ainda mais premente para não sujeitar todos os clientes a um aumento adicional aos que já foram por eles sentidos na sua fatura, dado não estarem abrangidos por um mesmo mecanismo de redução das variações do custo de energia.

## **B.7. ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO**

### **B.7.1. PROVEITOS PERMITIDOS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO GROSSISTA**

- a.** Tal como referido em pareceres anteriores, o CT volta a frisar que se mantém uma situação de não reconhecimento dos custos associados a todas as atividades da Comercialização de Último Recurso Grossista.
- b.** Efetivamente, a ERSE, continua a não atribuir qualquer margem comercial a este operador, mantendo assim o não reconhecimento dos gastos incorridos pelo CURG numa das atividades mais relevantes que exerce, designadamente a gestão contratual dos contratos de compra e venda de gás natural celebrados com os comercializadores de último recurso retalhistas.

### **B.7.2. PROVEITOS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO**

- a.** Os proveitos da função de Comercialização de gás dos comercializadores de último recurso retalhistas caem cerca de 5% face ao ano gás 2021-2022, de 9,577 M€ para 9,144 M€, devido essencialmente à quebra do número de clientes no mercado regulado, com impacto direto nos custos de exploração variáveis destas empresas.
- b.** A este propósito, o CT, tal como já fez notar em ocasiões anteriores, reafirma a necessidade de monitorização de eventuais desequilíbrios financeiros gerados nestas empresas por via da contínua migração de clientes para o mercado livre, associada às exigências crescentes a nível da qualidade de serviço e outras obrigações regulamentares, fiscais e legais. Assim, é recomendável que a ERSE acompanhe a repartição dos custos destas empresas entre fixos e variáveis, tendo em conta que com a continuada migração de clientes para o mercado livre, a recuperação dos custos fixos pode não estar assegurada.
- c.** O CT recupera a sua recomendação de pareceres anteriores no sentido de ser efetuada uma análise do modelo de organização da atividade de comercialização de último recurso retalhista, considerando o seu carácter progressivamente residual e tendencialmente decrescente.

### B.7.3. TARIFAS DE COMERCIALIZAÇÃO

Relativamente às tarifas de comercialização, mantém-se a desagregação entre tarifa de comercialização dos CURRs para fornecimentos inferiores a 10 mil m<sup>3</sup>/ano e para fornecimentos superiores a 10 mil m<sup>3</sup>/ano, salientando-se que no caso dos fornecimentos a consumidores em AP, MP e BP> em regime supletivo, se aplica a tarifa para fornecimentos superiores a 10 mil m<sup>3</sup>/ano.

### B.8. ATIVIDADE DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

#### B.6.1. TARIFA DE OLMC

- a. A tarifa de OLMC aplicada pelo OLMC ao ORT permite recuperar os proveitos permitidos desta atividade. Esta tarifa é composta por um preço de capacidade utilizada, diferenciado para entregas em AP e para entregas em redes de distribuição.

Tarifa	Preço médio 2021-2022	Preço médio 2022-2023	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	0,00 €/MWh Receitas: 312 k€ Quantidades: 65 407 GWh	0,01 €/MWh Receitas: 355 k€ Quantidades: 64 540 GWh	15,4%	9,9%	5,0%

FONTE: DOCUMENTO “PROPOSTAS DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS PARA O ANO GÁS DE 2022-2023”

- b. Face ao ano gás 2021-2022, o preço médio da tarifa do OLMC aumenta em 15,4%, devido, por um lado, a um aumento da componente tarifária associada aos proveitos permitidos determinados para esta atividade e, por outro, à diminuição das quantidades previstas.
- c. As características das atividades relativas ao OLMC fazem com que o custo mais relevante esteja associado ao número de solicitações decorrentes de ambos os setores regulados (eletricidade e gás). Assim, a variável de faturação mais adequada para refletir este custo é o termo fixo.
- d. Uma vez que a tarifa de AP não contempla esta variável de faturação, a tarifa de OLMC encontra-se refletida no termo de capacidade, motivo pelo qual há diferenças entre a tarifa para entrega em redes de distribuição e a tarifa para entrega em redes de transporte (AP).
- e. Face ao ano gás 2021-2022, a tarifa para entregas em redes de distribuição apresenta uma redução de 4,4%, enquanto que para entregas em AP aumenta em 5,1%. Embora o CT compreenda os motivos inerentes a este cenário, em que o preço médio da tarifa aumenta, reduzindo-se a tarifa para entregas em redes de distribuição e aumentando a tarifa para entregas em AP.
- f. O CT reitera assim a observação de pareceres anteriores relativa às dificuldades práticas que esta estrutura de faturação cria, bem como a sugestão para a sua reavaliação, ligando-a ao número de mudanças de comercializador.

#### B.6.2. REGIME LEGAL DO OLMC

- a. Na sequência da audição do OLMC pelo CT, em 14 de abril de 2021, no âmbito do Parecer daquele Conselho à “Proposta de Tarifas e Preços de gás para o ano gás de 2021-2022”, foram transmitidas um conjunto de preocupações pelo facto de este se encontrar incluído na ADENE, pessoa coletiva de utilidade pública e, conseqüentemente, no perímetro do Orçamento de Estado quanto ao reporte funcional, jurídico e económico do OLMC.

- b.** Relativamente a esta matéria, o CT continua a manter o entendimento expresso no parágrafo anterior, insistindo que a ERSE deverá promover, junto do legislador, a conveniente alteração do regime legal do OLMC, no sentido de clarificar que a sua atividade deve compreender, exclusivamente, a operacionalização da mudança de comercializador.
- c.** Importa agora relembrar o parecer do CT à Consulta Pública n.º 63, “Revisão do Regulamento Tarifário do SGN”, de 2 de março de 2018, e aprovado por unanimidade, em que foram emitidas um conjunto de recomendações no que respeita à atividade do OLMC, das quais se destacam:

*“D. Proveitos permitidos ao Operador Logístico de Mudança de Comercializador:*

*4) Aquando da revisão do RT do SEN, o CT apresentou no seu parecer, as seguintes preocupações que importa aqui replicar, uma vez que se trata da mesma problemática, agora adaptada ao SNGN:*

*a) Deverá existir um cuidado especial na separação das atividades e na identificação dos seus custos para que não sejam considerados em duplicado ou, noutras situações, por omissão;*

*b) O valor a recuperar através da tarifa OLMC não deverá ser superior ao que se verificou em média nos últimos anos, para esta atividade;*

*5) Uma vez que o diploma acima referido, no n.º 2 do art.º 3º, consagra como atividade do OLMC diversas funções que recaem fora da gestão direta do processo de mudança de comercializador, é entendimento do CT que, para o processo de fixação dos proveitos permitidos e restantes parâmetros regulatórios do OLMC, a correspondente atividade regulada deverá respeitar exclusivamente à atividade de gestão do processo de mudança de comercializador.*

*6) O CT entende que o legislador foi explícito aquando da definição das formas de financiamento do OMLC, pelo que reitera a necessidade de ser monitorizado o cumprimento do disposto no art.6º do diploma legal acima mencionado, que “refere que as tarifas de energia como fonte de financiamento não poderão constituir um agravamento de custos para os respetivos clientes finais”.*

...

*9) O CT considera assim de extrema importância que se garanta a transparência de todo o mecanismo de financiamento do novo OLMC, continuando a ERSE a acompanhar a evolução histórica dos custos com o processo de gestão de mudança de comercializador no setor do Gás Natural.*

*10) Por outro lado, a mudança da atividade de OLMC da REN Gasodutos para a ADENE em janeiro de 2018 deverá originar a oportuna transferência para o novo operador dos montantes alocados a esta atividade, sem criar sobrecustos ao sistema ou desvios para a próxima definição das tarifas de 2018/2019, mas assegurando a correta continuidade das operações.”*

- d.** A finalizar, o CT reafirma que a transferência para os consumidores de outros custos que não os decorrentes da atividade de mudança de comercializador, configura uma medida desadequada e não justa, que não tem guarida na lei.

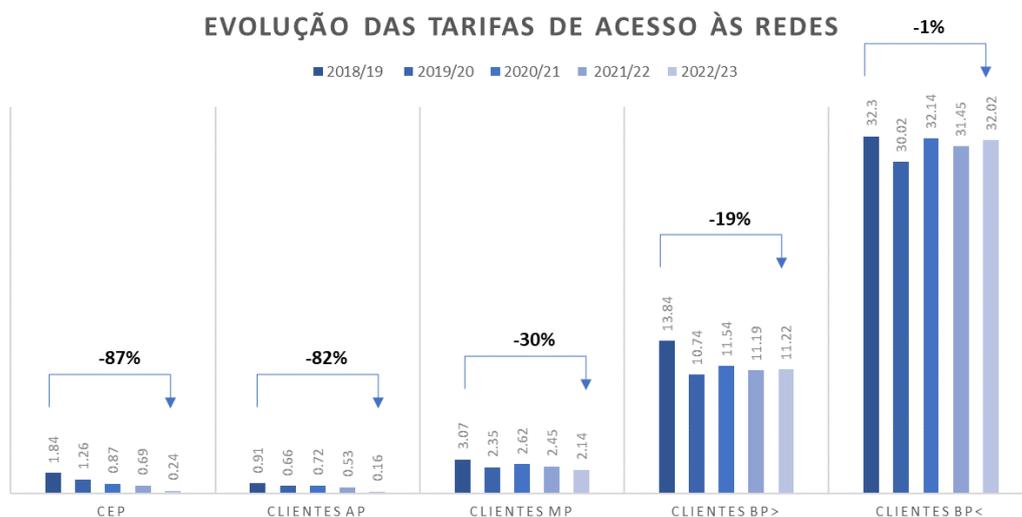
## B.9 EVOLUÇÃO TARIFÁRIA

### B.9.1. ADITIVIDADE TARIFÁRIA

- 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.
- A ERSE determina os custos de todas as atividades envolvidas no SNG, de acordo com os serviços que lhe estão associados e respetivos custos que decorrem da sua operação. Estes são posteriormente agregados em Tarifas de Acesso às Redes de acordo com as atividades necessárias ao abastecimento de cada tipo de cliente. Neste sentido, as tarifas de acesso às redes suportadas por cada cliente estão dependentes do nível de pressão a que este se encontra ligado.
- Para além das tarifas de acesso, os clientes em mercado livre suportam os custos de energia negociados livremente com comercializadores em mercado.
- No caso dos clientes em mercado regulado, à Tarifa de acesso às redes, somam a Energia e a tarifa de Comercialização, resultando na Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais.
- O CT concorda com o princípio associado à aditividade tarifária na definição das tarifas reguladas e reitera o que já manifestou em pareceres anteriores, nomeadamente a necessidade permanente de manutenção do rigor na determinação dos custos eficientes e dos proveitos permitidos e a revisão dos critérios de atribuição destes às respetivas variáveis de faturação a serem suportadas pelos vários consumidores nos diversos níveis de pressão.

### B.9.2 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

- Analisando a evolução das tarifas de acesso às redes dos últimos cinco anos gás, o CT não pode deixar de salientar a sua redução para todos os níveis de pressão, com reduções mais acentuadas a serem sentidas pelos clientes ligados a níveis de pressão mais elevados.



FONTE: Elaboração própria

- b. A variação das TAR por nível de pressão está muito associada à atividade tarifária e à variação das tarifas por atividade já analisadas em ponto prévio deste parecer. O quadro seguinte mostra essa variação tarifária:

Quadro 0-5 - Variação tarifária das tarifas por atividade

Tarifas por atividade	Variação tarifária 2022-2023/2021-2022
Infra-estruturas de Alta Pressão	
Tarifa de Uso do Terminal de GNL	0,0%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	-3,0%
Acesso às Redes e Gestão Global do Sistema	
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	-53,1%
Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	9,9%
Tarifa de Uso Global do Sistema	-94,4%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	4,1%

FONTE: PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS PARA O ANO GÁS 2022-2023

- c. É de salientar, nesta proposta, a descida das tarifas por atividade associadas ao Uso Global do Sistema (-94.4%) e ao Uso das Redes de Transporte (-53%), o que ajuda a compreender a diferença significativa entre as tarifas de acesso propostas para clientes AP e os restantes clientes.
- d. A proposta de tarifas da ERSE para o ano gás 2022-2023 mostra uma variação tarifária por tipologia de clientes muito díspares para o próximo ano gás, nomeadamente: -72,1% para os Centros Electroprodutores (CEP), -71,1% para os clientes em AP, -13,1% em MP, +1,2% em BP> e +1,2% em BP<, como pode ser notado na figura abaixo.

Figura 6-7 - Receitas, quantidades e preços médios associados às tarifas de Acesso às Redes, por tipo de cliente <sup>53</sup>

Tarifa de Acesso às Redes	Preço médio 2021-2022	Preço médio 2022-2023	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Centros eletroprodutores	<b>0,69 €/MWh</b> Receitas: 17 280 k€ Quantidades: 25 032 GWh	<b>0,24 €/MWh</b> Receitas: 5 448 k€ Quantidades: 23 180 GWh	-66,0%	-72,1%	22,2%
Clientes em Alta Pressão	<b>0,49 €/MWh</b> Receitas: 7 153 k€ Quantidades: 14 498 GWh	<b>0,16 €/MWh</b> Receitas: 2 346 k€ Quantidades: 15 036 GWh	-68,4%	-71,1%	9,5%
Clientes em Média Pressão	<b>2,45 €/MWh</b> Receitas: 42 632 k€ Quantidades: 17 415 GWh	<b>2,14 €/MWh</b> Receitas: 38 220 k€ Quantidades: 17 900 GWh	-12,8%	-13,1%	0,3%
Clientes em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m <sup>3</sup>	<b>11,19 €/MWh</b> Receitas: 45 799 k€ Quantidades: 4 093 GWh	<b>11,22 €/MWh</b> Receitas: 45 660 k€ Quantidades: 4 071 GWh	0,2%	1,2%	-1,0%
Clientes em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup>	<b>31,45 €/MWh</b> Receitas: 135 919 k€ Quantidades: 4 321 GWh	<b>32,02 €/MWh</b> Receitas: 137 864 k€ Quantidades: 4 306 GWh	1,8%	1,2%	0,6%

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

FONTE: PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS PARA O ANO GÁS 2022-2023

### **B.9.3 LIMIAR DE CONSUMO E DEMAIS CARACTERÍSTICAS PARA APLICAÇÃO DE TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES OPCIONAIS EM MÉDIA PRESSÃO E EM BAIXA PRESSÃO>**

- a. Todos os consumidores com faturação em Média Pressão (MP), incluindo os consumidores com ligação em Baixa Pressão (BP) e faturação em MP, com consumos anuais superiores ou iguais a 10 000 000 m<sup>3</sup>/ano podem optar por tarifas de acesso às redes opcionais em MP.
- b. Esta tarifa tem como objetivo evitar decisões de investimento inadequadas numa perspetiva global, como a da construção de ligações diretas à rede AP por grandes clientes, atualmente abastecidos em MP ou BP, consequência dos níveis tarifários mais elevados da tarifa de Acesso às Redes de Distribuição. Por outro lado, evita um aumento nas tarifas de Acesso às Redes a serem suportadas por todos os consumidores ligados às redes de distribuição em MP e em BP, devido a uma redução do volume distribuído através destas infraestruturas.
- c. Note-se que este mecanismo não entra em consideração com os custos da TOS suportados pelos clientes abastecidos pelas redes de distribuição e que não são aplicáveis aos clientes em AP, o que aumenta o diferencial de custos gerado entre os clientes abastecidos em AP e os abrangidos por este mecanismo.
- d. A definição do valor de desconto a aplicar encontra-se regulamentado através de uma fórmula dependente do consumo e da distância à rede AP de cada ponto de consumo em particular. O termo fixo da fórmula 'Cw' é definido por uma outra fórmula que depende das diferenças tarifárias entre AP e MP e também da modulação<sup>4</sup> considerada:

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

- e. O CT toma boa nota da alteração de metodologia para fixação do termo fixo do desconto, introduzida pela ERSE em resposta à recomendação do CT no decurso da proposta de tarifas para 2021-2022. De facto, a atualização naquele momento do valor de modulação para 253 dias teria tido um impacto muito penalizador para o grupo de consumidores abrangidos por este desconto, que incluiria agravamento tarifário para os mesmos.
- f. A atual proposta tarifária prevê que o diferencial médio a aplicar à AP e à MP varie de 1.96 €/MWh (tarifas para 2021/22) para 1.98 €/MWh (proposta de tarifas para 2022/2023), o que significa um incremento de 0.02 €/MWh do referido diferencial. Já o termo fixo presente na proposta é atualizado para 0.001827 €/kWh quando nas tarifas para 2021/22 foi fixado em 0.001921 €/kWh, o que corresponde a uma diminuição 0.094 €/MWh.
- g. O CT constata o desalinhamento, embora ténue, entre diferencial tarifário e termo fixo da fórmula, que se justifica pela atualização progressiva dos valores considerados para modulação já referida (de 195 dias nas tarifas de 2021/2022 para 224 dias na atual proposta, projetando-se que passe para 253 dias no próximo período tarifário).

<sup>4</sup> A modulação, medida em dias, define-se como o quociente entre o consumo anual e o consumo diário máximo (ou seja, a capacidade).

- h. Face ao impacto que a modulação tem no cálculo deste desconto, o CT recomenda que na abordagem ao desconto, a ERSE inclua a sua evolução histórica atualizada.
- i. Por outro lado, o CT relembra que o objetivo deste mecanismo é evitar investimentos considerados ineficientes na mudança de abastecimento de clientes da rede de MP para AP.
- j. O CT alerta que a tendência que se tem verificado de reduzir o valor do desconto pode conduzir a que os clientes ligados a MP possam ver vantagens económicas em mudar de nível de pressão, e avançar com pedidos destes novos investimentos.

#### **B.9.4. OPÇÕES TARIFÁRIAS DE ACESSO ÀS REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

- a. No ano gás 2022-2023, as opções tarifárias de acesso às redes de distribuição em MP e em BP>5 mantêm-se as seguintes: tarifa de longas utilizações, tarifa de curtas utilizações; tarifa flexível anual e tarifa flexível mensal.
- b. Os fatores multiplicativos que relacionam os preços de capacidade das opções tarifárias flexíveis em MP e em BP> com os preços de capacidade da opção tarifária de longas utilizações para o ano gás 2022-2023 são apresentados no quadro seguinte.

Quadro 9-6 - Fatores multiplicativos das tarifas flexíveis em MP e BP>

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

Fonte: ERSE- Proposta de Estrutura Tarifária no ano gás 2022-2023

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

#### **B.9.5. ESCALÕES DE CONSUMO NAS TARIFAS DE USO DAS REDES DE AP, MP E BP>**

- a. A ERSE introduziu escalões de consumo nos vários níveis de pressão no ano gás 2016-2017, com o propósito de aproximar as Tarifas de Acesso às Redes (TAR) entre os vários níveis de pressão nos intervalos de consumo em que se observam diversos consumidores com características de consumo semelhantes, mas ligados a redes de pressão diferentes.
- b. As TAR em MP e BP> 10 000m<sup>3</sup>/ano, de longas utilizações e de curtas utilizações, apresentam os seguintes escalões de consumo por nível de pressão:
  - o Média Pressão:

<sup>5</sup> Baixa pressão para consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup>.

- 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 >= 700 000 m<sup>3</sup>
- c. O CT regista que a proposta agora apresentada pela ERSE mantém as discontinuidades tarifárias nas fronteiras dos escalões de consumo face ao ano gás anterior.
- d. As variações tarifárias por nível de pressão e por escalão de consumo são apresentadas pela ERSE no gráfico seguinte:

**Figura 10-2 - Variação tarifária na tarifa de Acesso às Redes por nível de pressão e por escalão de consumo**



FONTE: PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS PARA O ANO GÁS 2022-2023

Constata-se que os consumidores localizados no 2º escalão de consumo de cada nível de pressão terão reduções tarifárias superiores aos que se localizam no 1º escalão.

- e. A ERSE apresenta uma análise dos impactes económicos na faturação dos clientes na fronteira dos escalões de consumo, a partir de uma amostra de 679 consumidores recolhida previamente, relativa ao ano de 2021:

- consumidores BP na fronteira de 700 000 m<sup>3</sup>/ano

Da análise realizada, conclui-se que cerca de 1% dos consumidores da amostra (8 de 679 consumidores) teria benefício económico em incrementar o consumo para aceder à tarifa de acesso BP >= 700 000 m<sup>3</sup>/ano.

- consumidores BP na fronteira de 1 000 000 m<sup>3</sup>/ano

Da análise realizada, conclui-se que cerca 2% dos consumidores da amostra (12 de 679 consumidores) teriam benefício económico em incrementar o consumo para aceder à tarifa de acesso de MP < 2 000 000 m<sup>3</sup>.

- consumidores MP na fronteira de 2 000 000 m<sup>3</sup>/ano

Da análise realizada, conclui-se que cerca 0.3% dos consumidores da amostra (2 de 679 consumidores) teriam benefício económico em incrementar o consumo para aceder à tarifa de acesso de MP >= 2 000 000 m<sup>3</sup>.

- f. O CT reafirma que se devem evitar benefícios de consumidores menos eficientes por força da descontinuidade tarifária dos escalões de consumo, pelo que recomenda à ERSE a adoção dos mecanismos necessários que evitem estas descontinuidades.

#### **B.10. TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS**

- a. O Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho, deu início ao processo de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás, estabelecendo o procedimento aplicável à extinção das tarifas reguladas de venda de gás a clientes finais com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup>. Este diploma determinou, a título transitório, para os comercializadores de último recurso a obrigação de continuar a fornecer gás aos clientes finais que, até data a definir através de portaria do membro do Governo responsável pela área de energia, não tivessem contratado fornecimento no mercado livre.
- b. Dando continuação aos objetivos de liberalização do mercado interno de gás, o Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, na redação atual, veio estabelecer um regime idêntico, destinado a permitir a extinção gradual, de todas as tarifas reguladas de venda de gás a clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>.
- c. Em 1 de Abril de 2020 foi publicada a Portaria n.º 83/2020 que determinou as seguintes datas para a extinção da TTVCF:
- para clientes de Baixa Pressão com consumos anuais de gás superiores a 10 000 m<sup>3</sup> é 31 de dezembro de 2022;
  - para clientes com consumos anuais de gás inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> vigoram até 31 de dezembro de 2025.
- d. As tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos em Alta Pressão e Média Pressão encontram-se extintas, desde julho de 2012 e outubro de 2020, respetivamente.
- e. O Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro, estabelece que a definição da metodologia de atualização das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais se efetua através de portaria do membro do Governo responsável pela área da energia o que se concretizou pela Portaria n.º 108-A/2015, de 14 de abril, alterada pela Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro.
- f. De acordo com o estabelecido no n.º 1, do artigo 2.º- A da referida Portaria, caso o membro do Governo responsável pela área da energia não publique o despacho referido no n.º 1 do artigo 2.º da Portaria n.º 108-A/2015 até ao dia 15 do último mês do período em curso cabe à ERSE definir o parâmetro  $\gamma_{ii,pp}$ , que condiciona a variação do fator de agravamento.
- g. Em abril de 2020, a ERSE procedeu a uma alteração do Regulamento Tarifário, após consulta pública, aprovando um mecanismo de adequação da tarifa de energia, que prevê a possibilidade da tarifa de energia e das tarifas que dela dependem serem revistas trimestralmente (Regulamento ERSE n.º 5/2020, de 28 de abril).
- h. No quadro seguinte apresentam-se os preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso para os clientes com um consumo anual de gás inferior ou igual a 10 000 m<sup>3</sup>, a vigorarem a partir do dia 1 de outubro de 2022.

**Quadro 3-56 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>**

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10 000 m <sup>3</sup> /ano				
Escala	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo		Energia
		EUR/dia	EUR/kWh	EUR/kWh
Escala 1	0 - 220	0,0750		0,0573
Escala 2	221 - 500	0,1129		0,0536
Escala 3	501 - 1 000	0,1499		0,0506
Escala 4	1 001 - 10 000	0,1741		0,0496

FONTE: PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS PARA O ANO GÁS 2022-2023, pag 136

- i. No quadro 3-57 apresentam-se os preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso aplicáveis aos consumidores com consumo anual superior a 10 000 m<sup>3</sup>, a vigorarem a partir do dia 1 de outubro de 2022. Estas tarifas aplicam-se até 31 de dezembro de 2022, data da extinção das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para BP>.

**Quadro 3-57 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m<sup>3</sup>**

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO > 10.000 m <sup>3</sup> ANO					
Opção tarifária	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo EUR/dia	Energia		Capacidade Utilizada EUR/(kWh/dia)/dia
			Fora de Vazio EUR/kWh	Vazio EUR/kWh	
Diária	10 000 - 700 000	0,2435	0,039784	0,032861	0,00147208
	≥ 700 000	0,2435	0,036370	0,032861	0,00147208
Mensal	10 000 - 100 000	2,1481	0,045325	0,041816	
	≥ 100 000	13,7617	0,042156	0,038648	

FONTE: PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS PARA O ANO GÁS 2022-2023, pag 137

- j. De acordo com o último Boletim do Mercado Liberalizado do Gás Natural relativo a janeiro de 2022, o mercado regulado representa cerca de 14,8 do número total de clientes, ou seja, cerca de 229 mil clientes, e cerca de 2% do consumo de gás natural em Portugal.
- k. Adicionalmente, importa referir que, de acordo com o Boletim das Ofertas Comerciais de Gás Natural publicado pela ERSE, referente ao 1º trimestre de 2022, entre os 12 comercializadores com ofertas de gás e os 6 comercializadores com ofertas duais:
- o nas ofertas duais, o número de comercializadores com ofertas inferiores à Tarifa Regulada é de um, para os três consumidores tipo;
  - o nas ofertas de gás não existe nenhuma oferta de gás mais competitiva do que a Tarifa Regulada, para os três consumidores tipo.

- l.** O CT reconhece a importância do aprofundamento do mercado livre e, por esse motivo, reitera a recomendação expressa no parecer anterior que a ERSE mantenha o seu foco na transmissão de mensagens claras e informativas ao mercado, nomeadamente sobre a coexistência entre mercado regulado e mercado livre, a existência de simuladores, bem com outras matérias capazes de aumentar o desejável nível de literacia energética dos consumidores.
- m.** Tendo em consideração a atualização da vigência das tarifas transitórias, e observando-se uma estabilização da dimensão do mercado regulado, o CT recomenda que a ERSE continue a monitorizar uma adequada transição dos clientes em mercado regulado para o mercado liberalizado, salvaguardando os interesses dos consumidores e assegurando o adequado equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso.

## **C. PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS A VIGORAREM EM 2022-2023 E CUSTO MÁXIMO PARA O TRANSPORTE DE GNL POR CAMIÃO-CISTERNA**

### **C.1. PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS A VIGORAREM EM 2022-2023**

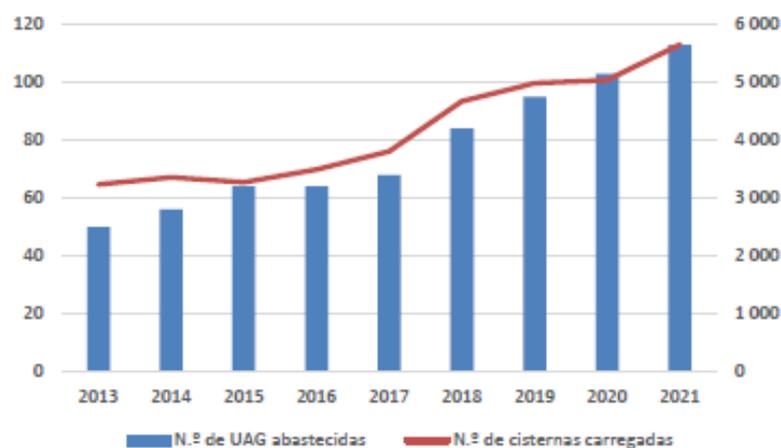
- a.** Nos termos previstos no RRC, cabe à ERSE a fixação anual dos preços dos serviços regulados que são prestados pelos ORD e CURR, tendo por base a proposta apresentada pelas entidades reguladas. Estes preços são fixados para os seguintes serviços:
  - Preço de leitura extraordinária; (ORD)
  - Quantia mínima a pagar em caso de mora; (CURR)
  - Preços dos serviços de interrupção e de restabelecimento do fornecimento de gás. (ORD)
- b.** Adicionalmente, o RRC estabelece que a ERSE deverá aprovar:
  - Encargos com a rede a construir;
  - Valores de referência, a considerar para efeitos tarifários, referentes aos custos com a integração nas redes de polos de consumo existentes;
  - Fatores a considerar no cálculo do sobrecusto de veiculação de gás natural relativamente ao custo médio dos ativos considerados nas tarifas de uso das redes, para ligações às redes de instalações com consumo anual superior a 10 000 m<sup>3</sup> (n).
- c.** No que diz respeito aos preços dos serviços prestados pelos operadores das redes de distribuição, a ERSE recebeu propostas dos CURR, da Galp Gás Natural Distribuição, S.A. (GGND) (em representação dos operadores das redes de distribuição Beiragás, Dianagás, Duriensegás, Lisboagás, Lusitaniagás, Medigás, Paxgás, Setgás e Tagusgás), da REN Portgás Distribuição, S.A. e da Sonorgás.
- d.** Relativamente à quantia mínima a pagar em caso de mora, a ERSE, na presente proposta para o ano gás 2022-2023, considera adequada a manutenção dos valores em vigor, de acordo com o proposto pelos CURR.
- e.** Quanto aos preços dos serviços de leitura extraordinária, de interrupção e de restabelecimento do fornecimento de gás, a ERSE propõe um aumento de 12% face aos valores em vigor, como proposto pelos operadores das redes de distribuição, justificado pela subida de preços resultante, em grande parte, da pandemia COVID-19 e do conflito armado na Ucrânia.

- f. Muito embora os preços destes serviços regulados se tenham mantido inalterados durante um período de 10 anos, o CT considera ainda assim que se trata de um aumento significativo que carece de melhor justificação, particularmente quanto à evolução dos indutores que contribuem para a prestação destes serviços.
- g. Já no que se refere aos encargos com a rede a construir e aos valores de referência a considerar no cálculo dos custos de integração de polos de consumo existentes nas redes de gás, a ERSE propõe um aumento de 12% face aos valores em vigor, como proposto pela REN Portgás Distribuição, S.A. e pela Sonorgás.
- h. Por último, a ERSE regista de forma positiva a proposta apresentada pelos operadores das redes de distribuição para revisão da percentagem do custo verificado para a construção de ligação à rede de distribuição de instalações com consumo anual superior a 10 000 m<sup>3</sup> (n), contudo entende “que o momento mais adequado para a necessária discussão de proposta com estas características é no contexto do exercício de revisão regulamentar que antecede o novo período regulatório “. Neste sentido, a ERSE sugere que nesse âmbito os operadores das redes de distribuição apresentem novamente esta proposta.
- i. O CT concorda com a posição da ERSE, entendendo que devem ser avaliados e promovidos mecanismos com racionalidade económica que estimulem a ligação de clientes com consumo anual superior a 10.000m<sup>3</sup>.

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

- a. Os custos de transporte de GNL, por camião-cisterna, para unidades autónomas de gás natural (UAG), privadas ou públicas, são suportados pelo operador da rede de transporte (ORT), até um custo máximo determinado. Estes custos são recuperados através da aplicação da tarifa de uso da rede de transporte, aos agentes de mercado que transportam gás natural em cisterna, relativamente aos fornecimentos em UAG e em redes interligadas. Este mecanismo, previsto no RT, permite uma perequação de custos evitando a discriminação negativa de zonas do país que não têm acesso à rede de transporte.
- b. Relativamente à evolução da quantidade de UAG abastecidas e das cisternas carregadas, verifica-se, na figura abaixo, um aumento no número de UAG abastecidas (10%) e no número de cargas de cisternas (12%), em 2021 face a 2020.
- c. A figura infra permite também concluir que a proporção do custo coberto pelo financiamento do ORT varia consoante o comercializador e situa-se entre 90% e 100% do custo total incorrido pelo comercializador.

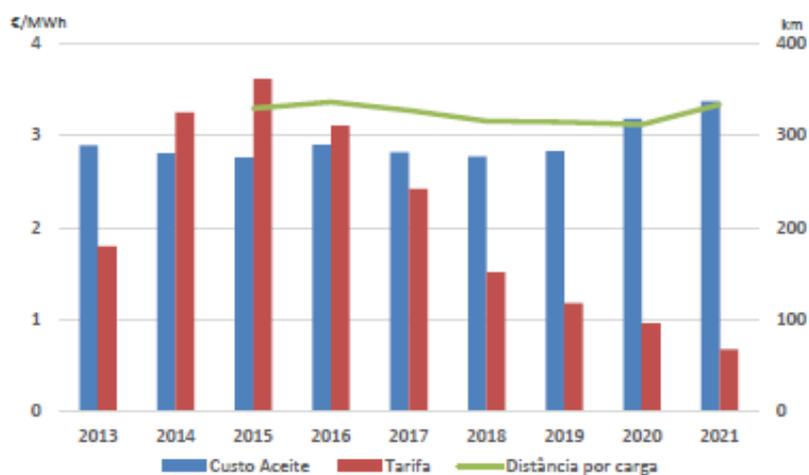
**Figura 5-1 – Caracterização de quantidade de UAG e cisternas**



FONTE: PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS PARA O ANO GÁS 2022-2023

- d. Quanto à evolução do sobrecusto, a figura abaixo apresenta o custo unitário aceite e a tarifa de acesso paga pelos operadores, nos últimos nove anos, onde se evidencia a redução da tarifa e o aumento do custo aceite relativamente a 2020. É possível verificar ainda que, o aumento do custo aceite em 2021 se deve ao aumento da distância média percorrida por cada carregamento.

**Figura 5-2 – Custo unitário aceite e tarifa a suportar pelos operadores**



FONTE: PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS PARA O ANO GÁS 2022-2023

- e. O CT salienta que, segundo a proposta em apreço, foi integrada uma nova solução logística com o transportador Medway para transporte ferroviário, como forma de complemento ao transporte por rodovia, o que permite concretizar os objetivos de segurança de abastecimento, renovação de frota e redução de impacto ambiental pretendidos pelo Gestor Logístico das Unidades Autónomas de GNL (GL-UAG).

- f. Finalmente o CT alerta para os efeitos do aumento do preço dos combustíveis na sustentabilidade da operação dos transportadores rodoviários o que, pelos constrangimentos colocados às Empresas, aconselha a ponderação da ERSE sobre esta questão.

#### **D. MERCADO LIVRE**

##### **D.1. PROCESSO DE EXTINÇÃO DAS TTVCF**

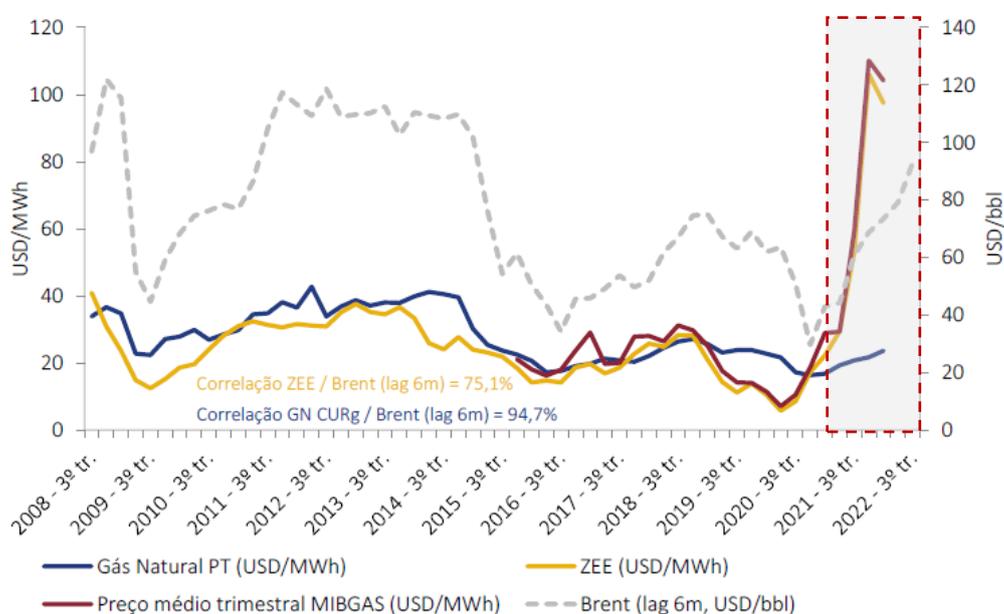
- a. Atualmente, as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais (TTVCF) aplicáveis aos fornecimentos em Alta Pressão e Média Pressão já se encontram extintas, tendo a Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, estabelecido a prorrogação do prazo para a extinção das TTVCF da BP> e da BP< até 31 de dezembro de 2022 e 31 de dezembro de 2025, respetivamente.
- b. Por outro lado, o último Boletim do Mercado Liberalizado do Gás Natural publicado pela ERSE (relativo a janeiro de 2022) reporta que o mercado regulado ainda fornecia 229 mil clientes (cerca de 14,8% do número total de clientes de gás e menos 15 mil clientes que um ano antes), mas apenas cerca de 2,2% do consumo de gás em Portugal.
- c. O CT reconhece a importância do processo de extinção das TTVCF, assim como o aprofundamento do mercado livre, recomendando que a ERSE assegure uma comunicação clara sobre a coexistência entre mercado regulado e mercado livre, a existência de simuladores de preço, e mantenha como prioridade aumentar o necessário nível de literacia energética dos consumidores, para que estes possam fazer escolhas conscientes e informadas.
- d. Tendo presente a prorrogação das TTVCF ainda vigentes, o CT recomenda que a ERSE continue a monitorizar a adequada transição dos clientes em mercado regulado para o mercado liberalizado, salvaguardando os interesses dos consumidores, a saudável concorrência em mercado e assegurando o adequado equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso.

##### **D.2. IMPACTE ESPERADO NA COMPONENTE DE ENERGIA NO MERCADO LIVRE**

- a. O CT nota que, na Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2022-2023, a ERSE entendeu apresentar, tal como no passado, uma simulação teórica de eventuais impactes nos preços do mercado livre, se ocorrer uma atualização do preço da componente de energia no mercado livre em linha com a componente de energia no mercado regulado.
- b. De referir, no entanto, que a componente de energia nas tarifas de venda ao mercado regulado para o ano gás 2022-2023 foi apurada com base em dois contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take-or-pay* (em concreto os dois últimos contratos históricos de GNL com a empresa nacional da Nigéria) que não serão representativos das condições disponíveis no mercado livre.
- c. Efetivamente, para os comercializadores em mercado livre, os índices mais relevantes para a formulação das suas ofertas serão o MIBGAS ou o Zeebrugge (e mesmo o TTF) que, como se pode observar no gráfico mais abaixo, registaram aumentos muitíssimo significativos no último ano (mais que quintuplicaram, para valores cima dos 100 €/MWh).
- d. Os alertas deixados, entre outros, pelo Banco Mundial, pela OCDE e pela Comissão Europeia, consideram que a tendência de preços altos iniciada em 2021 manter-se-á, com elevada probabilidade, no ano de 2022.

- e. A atual guerra que decorre na Ucrânia e as notícias que dão conta de sanções à Rússia, que fornece cerca de 19% do gás natural no mundo, são também sinais evidentes de que os preços se manterão elevados, nos mercados de energia em geral e no de gás em particular.
- f. Em contrapartida, da informação constante da proposta apresentada pela ERSE, os contratos de aprovisionamento de longo prazo que garantem o fornecimento de gás natural em Portugal para os CUR (no gráfico, Gas Natural PT) e, assim são o referencial do preço, assinalaram aumentos relativamente modestos (aumentos na casa dos 5€/MWh).

**Figura 2-1 - Evolução dos preços e custos do gás natural e correlação com o preço do petróleo com desfasamento de 6 meses**



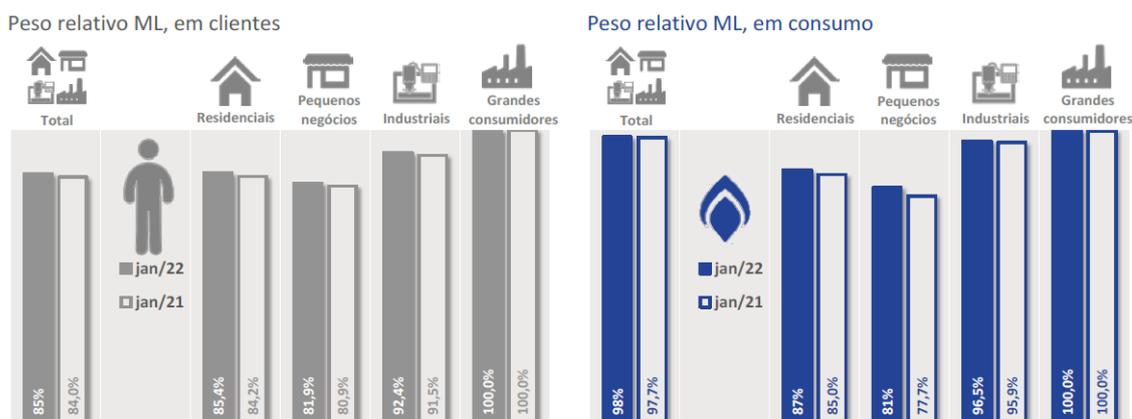
Nota: Não é apresentada a correlação com o MIBGAS por ter um número mais reduzido de observações, sendo que a correlação obtida com estes dados não foi muito significativa.

Fonte: ERSE, Refinitiv Eikon

- g. Assim, é entendimento do CT que a simulação teórica efetuada pela ERSE sobre eventuais impactes nos preços do mercado livre não se aproxima, nem sequer remotamente, do que se pode antecipar poderem vir a ser, na realidade, tais impactes, sendo gerada, conseqüentemente, uma expectativa irrealista de tal evolução.
- h. Adicionalmente, tendo a ERSE o dever estatutário de fomentar e garantir a observância das regras da concorrência nos setores por si regulados (sem prejuízo das competências da Autoridade da Concorrência), entende o CT, tal como no passado, que a apresentação de tais simulações teóricas deverá ser evitada, na medida em que pode ser percecionada como possível condicionante ou sugestão de atuação dos comercializadores em regime de mercado.

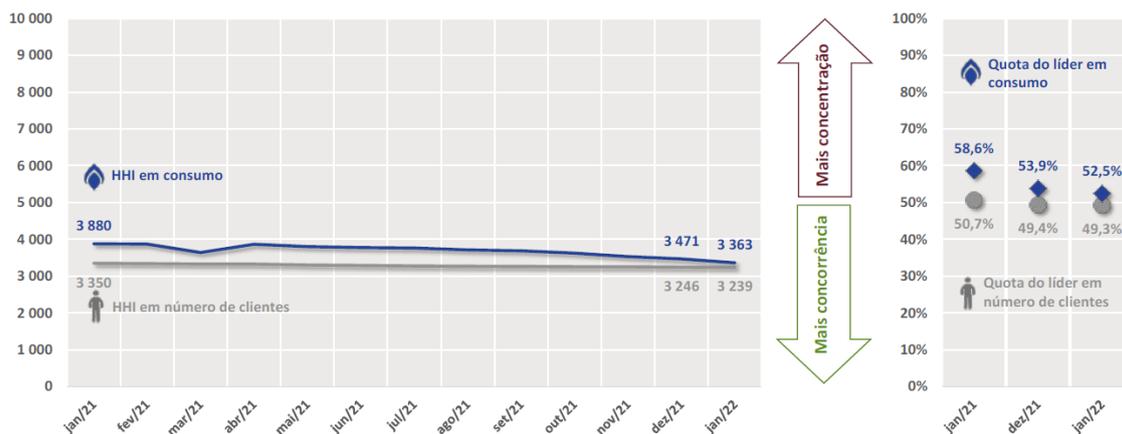
### D.3. EVOLUÇÃO DO MERCADO LIVRE

- O último Boletim publicado pela ERSE relativo ao Mercado Liberalizado de Gás Natural (relativo ao mês de janeiro de 2022), globalmente, o número de clientes em mercado livre ascende a 1.318.943 (cerca de 85,2% do número total de clientes, representando o respetivo consumo cerca de 97,8% do consumo total).
- Regista-se, assim, que a grande maioria dos clientes já optaram por um comercializador em mercado livre, tendo esse número aumentado no último ano, conforme se pode verificar na tabela abaixo:

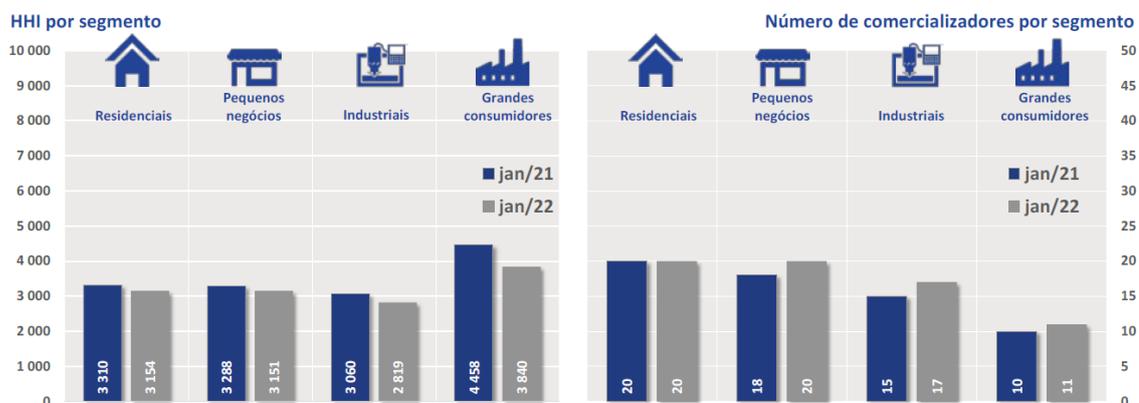


FONTE: BOLETIM SOBRE LIBERALIZAÇÃO DO MERCADO DE GÁS NATURAL DA ERSE RELATIVO A JANEIRO DE 2022

- Importa ainda destacar o aumento, no último ano, do número de comercializadores a operar no mercado livre, assim como uma ligeira diminuição da concentração de mercado neste período, evidenciada pela redução do índice *Herfindahl-Hirschman* e das quotas dos líderes de mercado:



FONTE: BOLETIM SOBRE LIBERALIZAÇÃO DO MERCADO DE GÁS NATURAL DA ERSE RELATIVO A JANEIRO DE 2022



FONTE: BOLETIM SOBRE LIBERALIZAÇÃO DO MERCADO DE GÁS NATURAL DA ERSE RELATIVO A JANEIRO DE 2022

- d. O CT reconhece ser função fundamental da ERSE, não só a supervisão da evolução numérica da liberalização do mercado, como também a promoção da literacia energética dos clientes, nomeadamente no que respeita aos determinantes da formação dos preços, em especial no atual contexto de elevada volatilidade mercados de *commodities*.

#### E. TARIFA SOCIAL

- a. O Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, criou a tarifa social de gás natural com o objetivo de proteger os consumidores economicamente vulneráveis, garantindo-lhes o acesso a um bem essencial, como é o fornecimento de gás, independentemente do prestador e que consiste num desconto na tarifa de acesso às redes em baixa pressão, aprovado por Despacho do membro do Governo responsável pela área da energia.
- b. Este diploma legal foi alterado pelo Decreto-Lei n.º 100/2020, de 26 de novembro, que alargou o universo de beneficiários, tendo passado a poder beneficiar da tarifa social todos os consumidores que, cumulativamente, reúnam as seguintes condições:
- i. Se encontrem a receber da Segurança Social um dos seguintes apoios:
    - o Complemento solidário para idosos;
    - o Rendimento social de inserção;
    - o Prestações de desemprego;
    - o Abono de família (primeiro escalão);
    - o Pensão social de invalidez do regime especial de proteção na invalidez ou do complemento da prestação social para a inclusão, e
  - ii. Sejam titulares de um contrato de fornecimento de gás natural, com consumo destinado exclusivamente a uso doméstico em habitação permanente, integrando escalões de consumo anual inferior ou igual a 500 m<sup>3</sup>.

- c. Com as alterações introduzidas pela Lei nº 7-A/2016, de 30 de março, que aprovou o Orçamento do Estado para 2016, o acesso ao benefício da tarifa social de energia elétrica e de gás natural passou a ser realizado através de um mecanismo de reconhecimento automático, com efeitos a partir de 1 de julho de 2016, centralizado na Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG).
- d. O Despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, Despacho 4049/2022, de 7 de abril, veio estabelecer o desconto da tarifa social de gás natural aplicável a partir de 1 de outubro de 2022 até 30 de setembro de 2023, correspondendo a um desconto de 31,2 % sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais, excluído o IVA, demais impostos, contribuições, taxas e juros de mora que sejam aplicáveis.
- e. O CT reitera o entendimento expresso no parecer anterior no sentido de ser desejável harmonizar o acesso à tarifa social de gás natural com o setor elétrico, nomeadamente através da inclusão de mais escalões de Abono de Família.
- f. Conforme apresentado no Quadro 3-67, cerca de 54,1 mil clientes beneficiavam de tarifa social de gás no final do 4.º trimestre de 2021, representando um acréscimo de 64,6% em relação ao trimestre homólogo.
- g. Para o ano gás 2022-2023 a ERSE prevê que cerca de 56,2 mil clientes continuarão a beneficiar de tarifa social de gás. O valor total do número de clientes com tarifa social de gás previsto para o ano gás 2022-2023 tem como base os dados enviados pelos comercializadores de gás para a ERSE, no âmbito da monitorização de preços no mercado retalhista de gás, assumindo-se o valor máximo de número de clientes com tarifa social registado durante o ano de 2021 (2.º trimestre de 2021).

**Quadro 3-67 - Evolução clientes beneficiários da tarifa social de gás**

	T1 2019	T2 2019	T3 2019	T4 2019	T1 2020	T2 2020	T3 2020	T4 2020	T1 2021	T2 2021	T3 2021	T4 2021	Varição T12021/T12020	Varição T42021/T42020
Mercado Regulado	3 013	2 945	2 894	2 734	2 574	2 555	2 330	2 342	4 296	4 198	3 926	3 735	66,9%	59,5%
Mercado Livre	32 967	32 229	32 310	32 888	32 298	31 371	30 467	30 512	51 893	52 490	51 149	50 343	60,7%	65,0%
Total	35 980	35 174	35 204	35 622	34 872	33 926	32 797	32 854	56 189	56 688	55 075	54 078	61,1%	64,6%

FONTE: PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS PARA O ANO GÁS 2022-2023, p. 144

- h. Quanto ao financiamento dos custos com a tarifa social, a Lei do Orçamento do Estado para 2018 (Lei n.º 114/2017, de 29 de dezembro) introduziu alteração nesta matéria estipulando no seu artigo 209º, que os custos decorrentes da aplicação da tarifa social aos consumidores de gás natural passam a ser suportados "...pelas empresas transportadoras e comercializadoras de gás natural na proporção do volume comercializado de gás no ano anterior." Esta disposição legal tem sido sucessivamente confirmada pelos Orçamentos de Estado para 2019, 2020 e 2021.
- i. Assim, nos termos da legislação em vigor, os encargos com a tarifa social do gás natural são assumidos pelo ORT, pelos ORD e pelos comercializadores (incluindo os de último recurso retalhistas).
- j. Finalmente, o CT renova a recomendação expressa no parecer anterior no sentido de que a ERSE proceda à elaboração de cenários resultantes do crescimento dos potenciais beneficiários desta tarifa, em especial no quadro da atual conjuntura internacional, e o seu impacto no equilíbrio económico-financeiro das empresas que suportam estes encargos: ORT, ORD, Comercializadores e CURs.

## **F. TAXAS DE OCUPAÇÃO DO SUBSOLO (TOS)**

- a. Em 2016, a Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, que aprovou o Orçamento de Estado para 2017, previa, no n.º 3 do artigo 85.º, que a taxa municipal de direitos de passagem e a TOS seriam pagas pelas empresas operadoras das infraestruturas, não podendo as mesmas ser refletidas nas faturas dos consumidores.
- b. Por sua vez, em 2017, o artigo 70.º do Decreto-Lei n.º 25/2017, de 3 de março (diploma que estabelece as normas de execução do Orçamento de Estado para 2017), veio acrescentar algumas disposições sobre o modo de cálculo da taxa municipal de direitos de passagem e da TOS, bem como ditar que as entidades reguladoras elaborassem um estudo sobre as consequências daquele regime jurídico no equilíbrio económico-financeiro das empresas operadoras das infraestruturas.
- c. O n.º 5 do referido artigo 70.º acrescentou ainda que, tendo por base aqueles estudos, o Governo procederia à alteração do quadro legal em vigor, nomeadamente em matéria de repercussão das taxas na fatura dos consumidores.
- d. Dando cumprimento ao estabelecido no Decreto-Lei n.º 25/2017, de 3 de março, a ERSE procedeu a uma avaliação das consequências do n.º 3 do artigo 85º da Lei que aprovou o OE 2017, no equilíbrio económico-financeiro das empresas operadoras de infraestruturas, concluindo que o mesmo poderia, a médio prazo, colocar em causa o equilíbrio económico-financeiro de algumas daquelas empresas.
- e. Em final de 2018, com a aprovação do Orçamento de Estado para 2019 (Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro), o artigo 246.º previa que o Governo procedesse, até final do 1.º semestre de 2019, à revisão do quadro legal enquadrador da taxa de ocupação do subsolo em vigor e que fosse assegurada a fixação de um limite mínimo e máximo indicativo do valor das taxas de ocupação do subsolo para os fornecimentos em BP< [menor que] e para os fornecimentos em BP> [maior que] e MP por parte dos municípios.
- f. Para o efeito, foi criado um grupo de trabalho com representantes da Direção Geral das Autarquias Locais, da Direção Geral de Energia e Geologia, da Direção Geral do Consumidor, da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos e da Associação Nacional de Municípios Portugueses, bem como representantes das áreas de Governo das autarquias locais e energia.
- g. À data, a proposta de lei apresentada pela Secretaria de Estado das Autarquias Locais, em 3 de maio de 2019, conheceu parecer desfavorável da Associação Nacional de Municípios Portugueses.
- h. Neste seguimento, foi criado novo grupo de trabalho através do Despacho n.º 315/ 2021, de 11 de janeiro de 2021 que deveria, nos termos previstos no n.º 4, apresentar proposta de alteração legislativa aos membros do Governo no prazo de quatro meses. A 18 de junho de 2021 foi publicado o Despacho n.º 5983/2021 a prorrogar o mandato do grupo de trabalho por mais três meses. Ultrapassado este prazo, não se conhece, no entanto, o resultado do trabalho desenvolvido.
- i. Assim, volvidos 5 anos desde a publicação da Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, com o processo de definição do quadro regulamentar da TOS por concluir, o CT reitera uma vez mais as recomendações que tem feito todos os anos. A saber:
  - i. Necessidade de serem estabelecidos tetos máximos para as taxas a aplicar (como se verifica na Taxa Municipal de Direitos de Passagem, nas telecomunicações), e mecanismos que promovam a homogeneização da sua aplicação;

- ii. Necessidade de assegurar o equilíbrio económico-financeiro dos ORD, nos termos previstos nos seus contratos de concessão e na regulamentação em vigor, independentemente da solução que vier a ser encontrada.

#### **G. QUALIDADE DE SERVIÇO**

- a. O CT reconhece e enfatiza o papel da qualidade de serviço, nas suas diferentes óticas – comercial e técnica -, enquanto componente do sistema regulatório, fator de competitividade das empresas e ferramenta de avaliação e perceção pelos consumidores dos níveis de desempenho dos operadores que atuam no setor do gás natural.
- b. O CT reitera a necessidade das Propostas de Tarifas e Preços do Gás Natural refletirem, de forma objetiva e consistente, metas referentes ao cumprimento dos padrões dos indicadores de qualidade previstos no Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS)
- c. Neste contexto, o CT regista com apazimento a publicação pela ERSE do Relatório da Qualidade de Serviço Técnica do Setor do Gás Natural – 2020, que trata as questões relacionadas com a continuidade de serviço, a pressão e as características do gás e aponta para resultados positivos alcançados neste domínio.
- d. O CT assinala o cumprimento por parte dos operadores do setor do gás natural, em 2020, dos padrões dos indicadores de qualidade de serviço previstos no RQS, na vertente técnica, mantendo-se a tendência de melhoria registada nos últimos anos, não obstante o ano de 2020 ter ficado fortemente marcado pelos condicionalismos impostos pela pandemia Covid 19.
- e. O CT reconhece os esforços desenvolvidos pelas empresas reguladas com vista à defesa e melhoria contínua da qualidade de serviço num ano particularmente difícil, marcado pela Covid 19, e recomenda à ERSE que continue a valorar esta componente do sistema regulatório.
- f. Por outro lado, de modo a facilitar uma avaliação mais consistente e integrada da qualidade de serviço no setor do gás natural, o CT recomenda à ERSE ponderação sobre a publicação simultânea do Relatório da Qualidade de Serviço na dupla vertente – Comercial e Técnica -.

### **III – RECOMENDAÇÕES**

O CT entende serem de salientar as recomendações que se elencam de seguida, sem prejuízo, naturalmente, de todas as que constam de anteriores secções do presente documento:

- a. Tendo em conta o contexto energético atual, vivido não só na Península Ibérica, como em toda a Europa, com impactos muito significativos nos preços da energia em geral e especificamente no gás natural, o CT volta a recomendar à ERSE que não crie expectativas em termos da “evolução das ofertas em regime de mercado”. Não se observa evidência na Proposta do conhecimento da política de aprovisionamento dos comercializadores que permita uma previsão tão otimista quanto a sugerida pelo Regulador. O CT retoma a observação, expressa em Pareceres anteriores, da necessidade de defesa da credibilidade do regime de mercado, privilegiando a sua supervisão.
- b. O CT regista com alguma apreensão o lançamento de Consultas Públicas em sobreposição com o período de análise da Proposta de Tarifas, o que, num contexto de agravamento da atual situação económica e das dificuldades de aprovisionamento do mercado, poderá vir a motivar o surgimento

de novos instrumentos normativos, e eventuais revisões extraordinárias das Tarifas, não contribuindo para a clareza do processo.

- c. No âmbito da utilização pela ERSE do mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários, o CT não pode deixar de sublinhar o comportamento favorável do consumo e da utilização das infraestruturas que têm sistematicamente provocado desvios tarifários a devolver às tarifas pelos operadores. A volatilidade dos consumos do setor elétrico, e as circunstâncias associadas à conjuntura atual, aconselham a alguma preparação no sentido de as tarifas de acesso poderem vir a ter variações significativas nos próximos anos, quando deixar de haver ajustamentos tarifários de anos anteriores a reverter às tarifas que permitam mitigar o aumento dos custos da energia.
- d. Em particular, no que concerne às redes abastecidas a partir de UAGs, o CT recomenda que a ERSE avalie o impacto dos custos dos combustíveis no transporte de GNL para estas infraestruturas, considerando a sustentabilidade do sistema.
- e. O CT observa que a comparação apresentada pela ERSE para os preços verificados nos contratos históricos do Comercializador do SNG e nos mercados de referência, evidencia um comportamento divergente, especialmente marcado a partir do 3º Trimestre de 2021, o que sugere que a proposta para o mercado regulado assume custos implícitos de energia não reprodutíveis no mercado livre.
- f. O CT recomenda uma reapreciação e uma melhor fundamentação da proposta subjacente à definição da Tarifa de Energia, que deve refletir os custos de compra e venda de gás natural, na lógica de transparência e objetividade, tendo em conta, por um lado, as condições de mercado que apontam para níveis de preço elevados no médio/longo prazo, e, por outro lado, a potencial criação de uma situação de desequilíbrio concorrencial face ao mercado liberalizado, que não se afigura desejável, quer em termos da credibilização do processo de liberalização, quer em termos da criação de expectativas aos consumidores.
- g. O CT reforça a sua recomendação de pareceres anteriores no sentido de ser efetuada uma análise do modelo de organização da atividade de comercialização de último recurso retalhista, considerando o seu carácter progressivamente residual, traduzido no decréscimo do número de clientes.
- h. Tendo em consideração uma eventual extensão do período de vigência das tarifas transitórias, e observando-se uma tendência para a estabilização da dimensão do mercado regulado, o CT recomenda que a ERSE continue a monitorizar a desejável transição dos clientes em mercado regulado para o mercado liberalizado, salvaguardando os interesses dos consumidores, a saudável concorrência em mercado e o adequado equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso.
- i. Relativamente à Tarifa Social, o CT renova a recomendação expressa no parecer anterior no sentido de que a ERSE proceda à elaboração de cenários resultantes do crescimento dos potenciais beneficiários desta tarifa, em especial no quadro da atual conjuntura internacional, e o seu impacto no equilíbrio económico-financeiro das empresas que suportam estes encargos: ORT, ORD<sub>s</sub>, Comercializadores e CUR<sub>s</sub>.
- j. O CT reitera uma vez mais as recomendações que tem feito há anos sucessivos relativamente ao tema das Taxas de Ocupação do Subsolo (TOS), designadamente quanto à necessidade de serem estabelecidos tetos máximos para as taxas a aplicar, bem como mecanismos que promovam a homogeneização da sua aplicação, e quanto à necessidade de assegurar o equilíbrio económico-

financeiro dos ORD, nos termos previstos nos seus contratos de concessão e na regulamentação em vigor.

- k. A prossecução da trajetória da redução das descontinuidades tarifárias nas fronteiras dos escalões de consumo, a fim de evitar o eventual benefício de consumidores menos eficientes.
- l. O CT alerta que a tendência que se tem verificado de reduzir o valor do desconto associado às tarifas opcionais em MP pode conduzir a que os clientes ligados a MP possam ver vantagens económicas em mudar de nível de pressão, e avançar com pedidos destes novos investimentos, sugerindo que a ERSE implemente medidas que concretizem o objetivo do desconto MP/AP.

#### **IV - CONCLUSÕES**

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

Em 29 de abril de 2022, o parecer que antecede teve a seguinte votação:

**Votos a favor:**

**Votos contra:**

**Abstenções:**

**Declaração de voto conjunta: 1 (Comercializadores em regime de mercado; Pequenos comercializadores de energia; Comercializadores de Último Recurso Grossistas; Comercializadores de Último Recurso Retalhistas)**

tendo sido aprovado por

O parecer que antecede contém **40 (quarenta)** páginas.

Constam ainda, mais **21 (vinte e uma)** páginas, que fazem parte integrante do mesmo:

- contendo sentidos de voto e votação final agregada;
- contendo sentido de voto;
- contendo declaração de voto conjunta,

o que perfaz um total de **61 (sessenta e uma)** 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>Luís Pisco</b> Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica	Anexo 3	—	—
<b>Célia Marques</b> Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica	Anexo 4	—	—
<b>Eduardo Quintanova</b> Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica	Anexo 4	—	—
<b>Ingride Pereira</b> Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica	Anexo 5	—	—
<b>Pedro Furtado</b> Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de gás natural (RNT) (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	Anexo 8	—	—
<b>José Rodrigues Vieira</b> Representante das entidades concessionárias das redes de distribuição regional de gás natural (Lisboagás)	Anexo 9	—	—
<b>Eduardo Viana</b> Representante das entidades titulares de licença de distribuição de gás em regime de serviço público. (Sonorgás)	Anexo 10	—	—
<b>Ana Teixeira Pinto</b> Representante dos comercializadores de último recurso retalhistas de gás natural (EDP SU)	Anexo 11	—	—
<b>Gonçalo Santos</b> Representante dos comercializadores de gás natural em regime livre	Anexo 12	—	—
<b>Teresa Marques</b> Representante de consumidores nos termos do n.º 5 do Art.º 46º dos Estatutos da ERSE	Anexo 13	—	—
<b>Ricardo Emílio</b> Representante dos pequenos comercializadores da energia	Anexo 14	—	—
<b>Rafaela Matos</b> Representante para a área de ambiente nos termos do n.º 1 do Art.º 46º dos Estatutos da ERSE	Anexo 15	—	—
<b>João Marinho</b> Representante de consumidores nos termos do n.º 5 do Art.º 46º dos Estatutos da ERSE	Anexo 13	—	—



**ERSE**

ENTIDADE REGULADORA  
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

NOME E ENTIDADE REPRESENTADA	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
<b>Jaime Braga</b> Representante das associações que tenham como associados consumidores de gás natural com consumos anuais superiores a 10.000m <sup>3</sup> . (CIP)	Anexo 13	—	—
<b>Frederico Pisco</b> Representante de consumidores nos termos do n.º 5 do Art.º 46º dos Estatutos da ERSE	Anexo 13	—	—

	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 16	—	—	—

**Parecer do Conselho Tarifário relativo à proposta de "*Tarifas e Preços de Gás para o Ano Gás 2022-2023*"**

Patricia Joana Almeida Carolino, na qualidade de representante designada pela Direção-Geral do Consumidor, Secção do Gás Natural, vota **favoravelmente na globalidade**, o Parecer do Conselho Tarifário relativo à **proposta de "*Tarifas e Preços de Gás para o Ano Gás 2022-2023*"**.

Lisboa, 29 de abril de 2022

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 **“Proposta de tarifas e preços de gás para o ano gás 2022-2023”**.

Lisboa, 29 de abril de 2022

---

(Luis Vasconcelos)



## **DECLARAÇÃO DE VOTO**

Luis Salvador Pisco, na qualidade de representante da DECO no Conselho Tarifário da ERSE, secção de gás natural, vota favoravelmente e na globalidade o parecer relativo à “Proposta de Tarifas e Preços de Gás para o ano Gás 2022-2023”.

Lisboa, 29 de abril de 2022

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 “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS PARA O ANO GÁS 2022-2023”**

Exma. Senhora

Presidente do Conselho Tarifário

Eduardo Quinta-Nova 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 “Proposta de Tarifas e Preços de Gás para o ano Gás de 2022-2023”.

Com os melhores cumprimentos,

Lisboa, 29 de Abril de 2022

***Eduardo Quinta-Nova e***

***Célia Marques***



Ingride Pereira, representante da DECO no Conselho Tarifário da ERSE, secção do setor do gás natural, **vota favoravelmente na globalidade** o parecer relativo à “Proposta de tarifas e preços de gás para o ano gás 2022-2023”.

Lisboa, 29 de abril de 2022

Representante da DECO no Conselho Tarifário da ERSE

(Ingride Pereira)



*Voto do representante da entidade concessionária da Rede Nacional de  
Transporte de Gás  
ao Parecer do Conselho Tarifário sobre “Tarifas e preços de gás para o ano  
gás 2022-2023”*

A concessionária da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG) vota favoravelmente, na globalidade o Parecer do Conselho Tarifário sobre “Tarifas e preços de gás para o ano gás 2022-2023”.

Lisboa, 29 de abril de 2022

Representante da 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 “Tarifas e preços de gás para o  
ano gás 2022-2023”*

A representante das entidades concessionárias das atividades de recepção, armazenagem e regaseificação de GNL vota favoravelmente, na globalidade o Parecer do Conselho Tarifário sobre “Tarifas e preços de gás para o ano gás 2022-2023”.

Lisboa, 29 de abril de 2022

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



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

*“Proposta de Tarifas e Preços para o Ano Gás 2022-23”*

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

Sem prejuízo do anterior, informo da apresentação de duas Declarações de Voto, uma em conjunto com os Representantes dos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas, dos Comercializadores em Regime de Mercado e dos Pequenos Comercializadores de Energia sobre o “Mecanismo de Fixação da Tarifa de Energia”, outra com a Representante dos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas sobre o “Mecanismo de Fornecimento Supletivo”.

Jorge Manuel Rodrigues Lúcio

Representante na Seção de Gás Natural do Conselho Tarifário da ERSE do Titular da Licença de Comercialização de Último Recurso Grossista de Gás Natural

Lisboa, 29 de abril de 2022

## DECLARAÇÃO DE VOTO

**Ao Parecer do Conselho Tarifário da ERSE emitido sobre a proposta de “Tarifas e Preços de Gás para o Ano Gás 2022-2023”.**

Comunico o voto favorável ao Parecer do Conselho Tarifário, emitido sobre a proposta de “Tarifas e Preços de Gás para o Ano Gás 2022-2023” apresentada pela ERSE.

José Vieira

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

Lisboa, 29 de abril de 2022

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

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

As ENTIDADES LICENCIADAS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL votam favoravelmente o parecer produzido pelo Conselho Tarifário da ERSE, acerca do documento **“Tarifas e Preços de Gás para o Ano Gás 2022-2023”**

Com os melhores cumprimentos,

Eduardo Paço Viana.

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

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

*“Proposta de Tarifas e Preços para o Ano Gás 2022-23”*

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

Sem prejuízo do anterior, informo que os CURRs são suscritores de duas Declarações de Voto, uma em conjunto com os Representantes do Comercializador de Último Recurso Grossista, dos Comercializadores em Regime de Mercado e dos Pequenos Comercializadores de Energia sobre o “Mecanismo de Fixação da Tarifa de Energia”, outra com o Representante do Comercializador de Último Recurso Grossista sobre o “Mecanismo de Fornecimento Supletivo”.

Ana Teixeira Pinto

Representante na Seção de Gás Natural do Conselho Tarifário da ERSE do Comercializadores de Último Recurso Retalhistas de Gás Natural

Lisboa, 29 de abril de 2022

## **DECLARAÇÃO DE VOTO**

### **“Proposta de Tarifas e Preços para o Ano Gás 2022-23”**

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 Proposta acima referida.

Não obstante o anterior, informo da apresentação de Declaração de Voto em conjunto com os Representantes dos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas, dos Comercializadores em Regime de Mercado e dos Pequenos Comercializadores de Energia.

Lisboa, 29 de abril de 2022

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**

**Proposta de “Tarifas e Preços de Gás para o Ano Gás 2022-2023”**

**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, Secção do Setor do Gás, sobre a Proposta de “Tarifas e Preços de Gás para o Ano Gás 2022-2023”.

Teresa Marques  
Frederico Pisco  
João Marinho  
Jaime Braga

Lisboa, 29 de abril de 2022

## **Declaração de voto dos Pequenos Comercializadores de Energia**

Parecer sobre

### **“Proposta de Tarifas e Preços para o Ano Gás 2022-23”**

O representante dos *Pequenos Comercializadores de Energia* no Conselho Tarifário da ERSE – Secção do Gás Natural, vota favoravelmente na globalidade o parecer do Conselho Tarifário relativo ao parecer **“Proposta de Tarifas e Preços para o Ano Gás 2022-23”**

Não obstante o anterior, foi subscrita uma **Declaração de Voto** em conjunto com os Representantes dos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas, dos Comercializadores em Regime de Mercado e dos Pequenos Comercializadores de Energia.

**Lisboa, 29 de abril de 2021**

Ricardo Emílio

**Representante dos Pequenos Comercializadores**



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 Proposta de **“TARIFAS E PREÇOS DE GÁS PARA O ANO GÁS 2022-2023”**.

Lisboa, 28 de abril de 2022

Rafaela de Saldanha Matos

**DECLARAÇÃO de VOTO**

**Maria Manuela Pires Nunes Coelho Moniz**, Presidente do Conselho Tarifário, Secção do Setor do Gás, voto favoravelmente o Parecer deste Conselho referente à **“Proposta de Tarifas e Preços de gás para o Ano Gás 2022-2023”**.

Lisboã, 29 de abril de 2022

## Declaração de Voto

### PARECER SOBRE

### ***“TARIFAS E PREÇOS DE GÁS PARA O ANO GÁS 2022-2023”***

**Os Representantes dos Comercializadores em Regime de Mercado, dos Comercializadores de Último Recurso Grossista e Retalhistas e dos Pequenos Comercializadores de Energia** no Conselho Tarifário da Seção do Gás Natural, sem prejuízo do seu Voto Favorável ao **Parecer do Conselho Tarifário sobre a Proposta da ERSE para as “TARIFAS E PREÇOS DE GÁS PARA O ANO GÁS 2022-2023”** apresentam a seguinte Declaração de Voto sobre o Mecanismo de Fixação da Tarifa de Energia

Como tem vindo a alertar em exercícios anteriores, parece oportuno e útil ao sistema de gás, que numa próxima revisão regulamentar, a ERSE reavalie os parâmetros e a metodologia de aplicação do mecanismo de cálculo da tarifa de energia, em particular do mecanismo que permite a verificação trimestral da adequação desta, permitindo uma maior aderência da mesma ao custo efetivo dos mercados, não permitindo desequilíbrios acentuados entre os preços do mercado regulado e do mercado livre.

Os Comercializadores demonstram a sua disponibilidade para em conjunto com a ERSE, desenvolverem mecanismos e ferramentas que permitam uma simulação mais ajustada e real dos preços da energia, evitando sempre que possível que, o estabelecimento do preço regulado da energia seja feito unicamente por referência aos contratos históricos do CSNG, utilizados para o fornecimento aos CURG/CURRs, que não refletem a realidade dinâmica dos mercados.

A utilização pela ERSE de mecanismos de simulação dos preços da energia em mercado regulado ajustados à dinâmica dos mercados, permitirá que a tarifa transitória regulada

seja um mecanismo que reflete os custos reais da energia, ao contrário do que acontece com o modelo atual que assenta em contratos que não são representativos dos custos da energia num determinado momento.

Desta forma, a ERSE estará a contribuir, de forma mais justa para o aprofundamento do mercado livre e concorrencial.

### **Comercializadores em Regime de Mercado**

Gonçalo Santos

### **Comercializadores de Último Recurso Grossista e Retalhistas**

Jorge Manuel Lúcio (CURG)

Ana Teixeira Pinto (CURRs)

### **Pequenos Comercializadores de Energia**

Ricardo Emílio