

PARECER SOBRE

“TARIFAS E PREÇOS DE GÁS PARA O ANO GÁS 2021-2022”

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário¹ (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho “(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*”²

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

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT o documento “**Tarifas e Preços de Gás para o Ano Gás 2021-2022**”³, cabendo ao CT emitir parecer até 30 de abril de 2021.

Nos termos do ponto 5 do Art.º 5º do Regimento Interno do CT foi convidado, em 5 de abril de 2021, o Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC) a efetuar uma apresentação ao CT em 14 de abril de 2021.

No decurso da elaboração deste Parecer foi solicitado um conjunto de esclarecimentos à ERSE, tendo-se obtido respostas, as quais são mencionadas neste documento.

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

I - ENQUADRAMENTO

A. RECOMENDAÇÕES ANTERIORES DO CT

- a. Em 31 de março de 2020, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) submeteu a parecer do Conselho Tarifário (CT) da ERSE, a “Proposta de tarifas e preços de Gás para o ano gás 2020-2021” e os respetivos documentos justificativos complementares.
- b. Em 30 de abril do mesmo ano, o CT emitiu parecer sobre a referida proposta, tendo efetuado um conjunto de recomendações das quais assinala positivamente terem resultado as seguintes medidas implementadas, que correspondem, na generalidade, a recomendações anteriores deste conselho:
 - Diretiva n.º 14/2020, de 30 de setembro, que “Aprova as regras de negociação de produtos com entrega no VTP na plataforma MIBGAS e procedimentos associados”;
 - Disponibilização, no portal da ERSE, de um simulador nacional da Taxa de Ocupação de Subsolo (TOS), auxiliando a decisão de investidores na instalação de atividades económicas num determinado município com o conhecimento prévio do impacte das TOS na sua fatura, e melhorando a informação aos consumidores;

¹ Doravante abreviado por CT.

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

³ Ref: CA/ERSE 31/março/2021

- Regulamento n.º 455/2020, de 8 de maio, “Implementação de um mecanismo de monitorização trimestral da Tarifa de Energia”, com o objetivo de assegurar a adequação do preço médio de energia para os fornecimentos aos CURR, com recurso a eventual atualização tarifária.
- c. Das recomendações do CT que não tiveram acolhimento por parte da ERSE destacam-se as que seguidamente se enumeram, e que o CT entende reiterar, dada a sua atualidade e pertinência:
 - No âmbito da Tarifa Social, o CT recomenda à ERSE que proceda à atualização de cenários resultantes do crescimento dos potenciais beneficiários da tarifa social, 59% no 1º trimestre de 2021 face ao valor registado no 4º trimestre de 2020, em especial no quadro da atual crise da Covid-19, e o seu impacto no equilíbrio económico-financeiro das empresas que suportam estes encargos: ORT, ORD, Comercializadores e CURR.
 - Identicamente, o CT solicita à ERSE que realize uma análise da atividade de comercialização de último recurso retalhista (presentemente exercida por 11 empresas) e estabeleça uma recomendação ao Governo⁴/Poder Executivo sobre a atividade dos CURR, que permita a otimização do custo da atividade num universo de clientes cada vez menor, tendo por base cenários que permitam evidenciar a resposta eficiente às necessidades do setor.
 - O CT insta a ERSE, uma vez mais, a prosseguir o caminho da mitigação das descontinuidades tarifárias nas fronteiras dos escalões de consumo, a fim de evitar o eventual benefício de consumidores menos eficientes, conforme tem vindo a ser solicitado por este Conselho.
 - O CT reforça a importância de assegurar opções de contratação flexíveis para os consumidores, em particular para aqueles que, pela sua dimensão, disponham de telecontagem.
- d. Finalmente, no que respeita às novas atividades a exercer pelo CURG - mecanismo eficiente de aquisição de gás natural e facilitador de aquisição de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono (GOR) que foram objeto de pareceres do CT nas 89ª e 96ª Consultas Públicas da ERSE – o CT anota que a ERSE reconheceu a pertinência das recomendações por si emitidas, traduzidas nomeadamente por:
 - Mecanismo eficiente de aquisição, sem prejuízo da sua incorporação no RT para harmonização com a legislação aplicável, a sua aplicação ficou adiada *sine die*;
 - Papel de facilitador para a introdução dos GOR, sendo que as obrigações de aquisição ficarão limitadas ao teor mínimo de incorporação estabelecido para o SNG, sendo também garantida a monitorização do equilíbrio económico-financeiro do CURG, face ao financiamento *a posteriori* a garantir pelo Fundo Ambiental.

⁴ Em linha com os comentários da ERSE ao parecer de 30/abril/2019: “*Importa também referir que qualquer reflexão mais profunda que seja efetuada a este nível implica também uma alteração da legislação em vigor, nomeadamente na extensão do prazo de aplicação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, por forma a que se consiga fazer uma reflexão atempada e tendo em consideração todos os requisitos em causa.*” Tendo a Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, estabelecido a obrigatoriedade de fornecimento de gás natural, pelos comercializadores de último recurso, até 31 de dezembro de 2022, para clientes finais de BP com consumos anuais superiores a 10 000 m³ que não tenham contratado no mercado livre o seu fornecimento, e para clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ que não exerçam o direito de mudança para um comercializador de mercado livre, até 31 de dezembro de 2025.

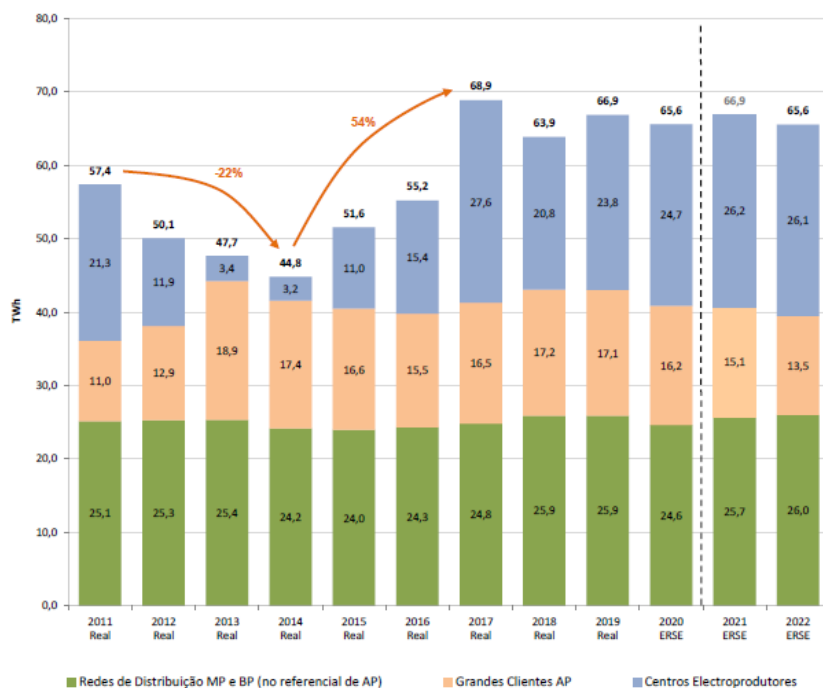
II – ESPECIALIDADE

A. CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE GÁS NO ANO GÁS 2021-2022

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

- Na introdução à caracterização da procura para definição das tarifas para o ano gás 2021-2022, a ERSE refere a incerteza ao nível de procura de gás, principalmente durante o ano de 2021, devido à persistência da crise económica derivada da pandemia da COVID-19.
- O CT compreende esta análise da ERSE, manifestando preocupação quanto aos efeitos da incerteza do atual contexto em possíveis desvios relevantes aos cenários de procura considerados, com impacto no sistema tarifário.
- A ERSE apresenta os cenários de procura para os anos civis e ano gás 2021-2022, de acordo com a caracterização histórica na qual se encontram segmentados três grandes grupos de consumidores de gás: os centros electroprodutores de ciclo combinado, os grandes consumidores industriais e os consumidores de menor dimensão.
- A evolução histórica anual e as previsões para os anos civis de 2021 e de 2022 encontram-se a seguir representadas:

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



FONTE: PROPOSTA DE CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE GÁS NO ANO GÁS 2021-2022

- Na totalidade, a ERSE prevê um consumo de 66.9 TWh para 2021, e de 65.6 TWh para 2022, que compara com os valores verificados em 2019 (66.9 TWh) e em 2020 (65.6 TWh).

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

- a. Na sua análise de previsão de consumo a ERSE considera um conjunto de fatores que seguidamente se enumeram:
- o consumo de energia elétrica referido à emissão deduzido da produção em regime especial com regimes de remuneração garantida (*feed-in tariff*), que corresponde à procura efetivamente dirigida aos produtores em regime de mercado e que é indicativo da possibilidade de colocação em mercado da produção das centrais de ciclo combinado a gás e, portanto, do respetivo consumo de gás;
 - os efeitos da hidraulicidade que determinam as ofertas de produção hídrica em volume e em preço e, conseqüentemente, condicionam as possibilidades de colocação em mercado da produção das restantes tecnologias;
 - a crescente integração dos mercados ibérico e do resto da Europa, que pode levar a alterações significativas do saldo exportador devido a fatores externos, o que aumenta a possibilidade de colocação em mercado dos produtores portugueses;
 - as particularidades da central da Turbogás, tendo em conta o vínculo contratual para fornecimento de gás natural em regime take-or-pay, pelo que a evolução do seu consumo depende dos valores mínimos de consumo estabelecidos no Acordo de Gestão de Consumos (AGC) para evitar uma situação de pay;
 - a política energética e ambiental a nível ibérico e europeu, que favorece a produção a gás em detrimento do carvão. Perspetiva-se que no ano gás 2021-2022 a produção de eletricidade a carvão seja residual a nível nacional e pouco significativa a nível ibérico;
 - a nova potência de produção solar, a instalar durante os anos de 2021 e 2022, atribuída no leilão de 2019 (aproximadamente 1000 MW).
- b. Face ao exposto anteriormente, a ERSE estima que no atual contexto de grande incerteza o consumo dos centros electroprodutores para os anos de 2021 e 2022 seja de 26,2 TWh e 26,1 TWh, respetivamente.
- c. O CT regista que as previsões da ERSE para os anos de 2021 e 2022 apresentam um aumento não desproporcionado face aos consumos verificados nos últimos anos. Sendo este um segmento de consumo que, por natureza, está sujeito a uma elevada volatilidade, conforme identificado anteriormente pela ERSE, o CT relewa a possibilidade de que condições favoráveis à produção hídrica e renovável possam reduzir as necessidades de produção elétrica por via das centrais de ciclo combinado e, por conseguinte, as necessidades de gás.
- d. Nesse sentido, o CT recomenda que a ERSE reavalie as suas previsões com base em todas as fontes de informação disponíveis e projeções adotadas.

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

- a. Para 2021, a previsão de consumo da ERSE é de 15.1 TWh e de 13.5 TWh para 2022, que compara com os valores verificados em 2019 (17.1 TWh) e em 2020 (16.2 TWh).
- b. A ERSE justifica esta quebra com a previsão de encerramento da refinaria de Matosinhos durante 2021 e a manutenção do regime de laboração dos restantes consumidores.

- c. O CT regista o impacte relevante que decorre do encerramento da refinaria na estrutura de consumo do SNG.
- d. Entendendo a base de cálculo da ERSE, o CT não pode deixar de salientar o grau de incerteza que o atual contexto económico induz na definição dos cenários.

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

- a. Para 2021 a previsão da ERSE é de 25.7 TWh e de 26.0 TWh para 2022 que compara com os valores verificados em 2019 (25.9 TWh) e em 2020 (24.6 TWh).
- b. A ERSE refere que optou por considerar valores provisionais dos fornecimentos e números de pontos de abastecimento previstos pelos ORD para 2021 e 2022, para o agregado de MP e BP, exceto no caso da Sonorgás, para a qual foi considerada uma previsão de 50% das previsões da empresa, face ao desenvolvimento mais lento dos novos polos.
- c. O CT reconhece a dificuldade na definição de cenários de procura em face das incertezas decorrentes do atual contexto socioeconómico. Em todo o caso, o CT considera adequada a metodologia seguida pela ERSE.

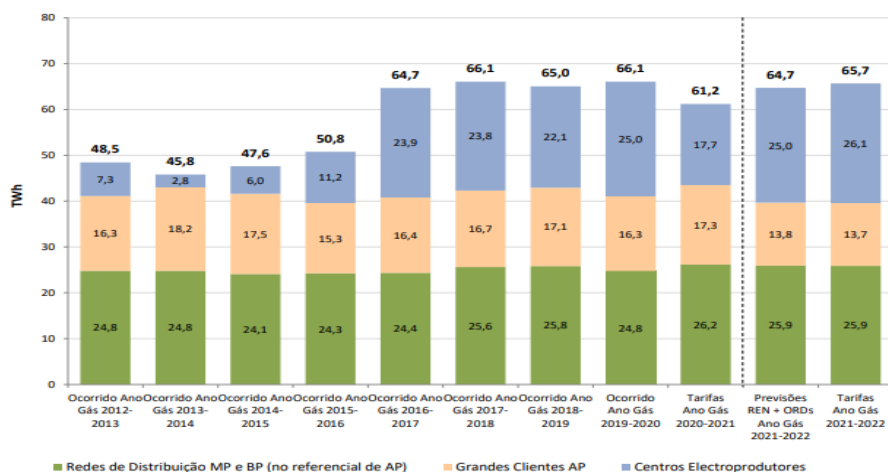
A.2. BALANÇO DE ENERGIA PARA O ANO GÁS 2021-2022

- a. O balanço de energia tem em conta os pressupostos considerados pela ERSE, nomeadamente as previsões de consumo, por segmento, e que o CT comenta nos pontos acima.
- b. Relativamente à evolução do mercado liberalizado, verifica-se que 98% do consumo de gás e 85% dos clientes se encontram no mercado livre, percentagens idênticas às referidas na proposta de tarifas do ano gás anterior.
- c. Face a esta evolução, o CT mantém a recomendação de que a ERSE monitorize este processo, considerando o interesse na conclusão da liberalização do mercado.

A.3. CARACTERIZAÇÃO DE QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DE PROVEITOS PARA OS ANOS 2021 E 2022

- a. A evolução histórica em anos gás e as previsões consideradas para definição das tarifas e proveitos permitidos para o ano gás 2021-2022 encontram-se a seguir representadas:

Figura 2-3 - Quantidades definidas para o ano gás 2021-2022 para os grandes grupos de consumidores



FONTE: PROPOSTA DE CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE GÁS NO ANO GÁS 2021-2022

- b. Para além das previsões para o ano gás 2021-2022, consideradas pela ERSE para a definição de tarifas e proveitos permitidos, são apresentados os cenários de previsões da REN e ORDs para o mesmo período:
- Centros Electroprodutores
 - A ERSE prevê um consumo de 26.1 TWh, em comparação com o valor de 17.7 TWh previsto para o ano gás anterior, ou seja, um incremento de 47.5%.
 - A previsão REN/ORDs aponta para um consumo de 25.0 TWh, 4.2% inferior ao previsto pela ERSE, sendo entendimento do CT que a fixação final deve ter em conta a previsão da REN/ORD.
 - Grandes Clientes AP
 - A proposta prevê um consumo de 13.7 TWh, em comparação com o valor de 17.3 TWh previsto para o ano gás anterior, representando uma redução de 20.8%. Este valor está em linha com a previsão REN/ORDs (13.8 TWh).
 - Consumo de gás abastecido pelas redes de Distribuição
 - A proposta prevê um consumo de 25.9 TWh, em comparação com o valor de 26.2 TWh previsto para o ano gás anterior, o que representa uma redução de 1.2%. Este valor é também considerado pelos operadores REN/ORDs.
- c. Em síntese, para efeito dos cálculos dos proveitos permitidos e das tarifas é considerado um total de 65.7 TWh, que compara com o valor de 61.2 TWh considerado para o ano gás anterior. Este incremento (+7.35%) é totalmente justificado pela subida de consumo previsto para os centros electroprodutores, já que os restantes segmentos de consumo registam uma previsão de descida face ao período homólogo.
- d. O CT acompanha a perspetiva cautelosa da ERSE de previsão para os segmentos de consumo convencionais (grandes clientes AP e abastecidos pelas redes de distribuição) e manifesta reservas face à perspetiva de incremento de consumo para os centros electroprodutores, como justificado no ponto A.1.1.

A.4. UTILIZAÇÃO DAS REDES E INFRAESTRUTURAS

- a. Em 2020, a emissão de gás natural do Terminal de Sines para a RNTGN correspondeu a uma modulação⁵ de cerca de 265 dias.
- b. Em 2020, a emissão de gás natural para o carregamento dos camiões-cisterna correspondeu a uma modulação de cerca de 170 dias.
- c. A energia armazenada no Carriço (armazenamento subterrâneo), ao longo do ano de 2020, oscilou entre os 11 e os 22 dias de consumo médio nacional diário. O gás natural armazenado no armazenamento subterrâneo e no Terminal de Sines foi em média, de 27 dias do consumo médio diário nacional.

⁵ A modulação é obtida pelo rácio entre a energia total e a capacidade máxima verificada.

- d. O Terminal de Sines, o VIP⁶ e o Armazenamento Subterrâneo (AS) representaram 86%, 7% e 6%, respetivamente, em relação ao total de entradas na RNT.
- e. Em termos de saídas, os consumos dos Centros electroprodutores, dos Clientes Industriais em Alta Pressão, dos consumos nas redes de distribuição (ORD) e do Armazenamento Subterrâneo (AS) representaram em 2020, 36%, 24%, 35% e 4%, respetivamente, do total das saídas da RNT. Verificou-se também exportação por Campo Maior, representando 1% do total das saídas.
- f. A ERSE identifica os seguintes factos relevantes com incidência na utilização da RNT, e demais infraestruturas da rede de gás, para o ano gás 2021-2022:

“- A conjuntura do setor elétrico condiciona as centrais a gás na estrutura de produção elétrica. Além da imprevisibilidade em termos de energia, também a capacidade máxima atingida, ligada à potência nominal das centrais, apresenta instabilidade enquanto variável de faturação. Neste caso, foi considerado um cenário ERSE, que prevê um pequeno crescimento do consumo destes produtores, tendo em conta todos os fatores explicitados.

- Na utilização da RNT assume-se que existe injeção de gás através dos seguintes pontos de entrada: VIP (Campo Maior e Valença do Minho), Terminal de GNL em Sines e Armazenamento Subterrâneo no Carriço. Não se prevê qualquer injeção de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono nos pontos de entrada na rede. Assumem-se como pontos de saída os clientes ligados diretamente à rede de AP, as redes de distribuição, o Terminal de GNL em Sines (contra fluxo), as interligações internacionais de Campo Maior e Valença do Minho e o Armazenamento Subterrâneo.

- São previstas quantidades, por ponto de entrada e por ponto de saída, associadas aos produtos de capacidade contratada nas diferentes infraestruturas (VIP, Terminal de GNL em Sines e Armazenamento Subterrâneo), com os horizontes temporais anual, trimestral, mensal, diário e intradiário (quando aplicável), como estabelecido no Regulamento Tarifário.

- São previstas quantidades para as opções tarifárias adequadas aos consumidores com consumos concentrados no tempo, designadamente nas opções flexíveis.

- As quantidades de energia previstas para o Terminal de Sines resultam do balanço de energia apresentado no Capítulo 3, com a seguinte estrutura de aprovisionamento: (i) 90% da energia entra pelo Terminal de Sines; (ii) 10% da energia entra pelas interligações. Considera-se que as quantidades rececionadas pelo Terminal de Sines são iguais à soma das quantidades regaseificadas com as quantidades carregadas em camiões-cisterna, tendo como pressuposto a inexistência de carregamentos de navios metaneiros de GNL para exportação (transshipment), para o ano gás 2021-2022.

- Considera-se que existe exportação de gás do VIP para Espanha.”

- g. O CT entende ser de alertar para uma eventual sobrestimação dos consumos dos centros electroprodutores, com os consequentes impactos tarifários, pelo que insta a ERSE a rever esta estimativa.

⁶ Ponto virtual de ligação

A.5. COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA

- a. De acordo com o estabelecido na Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, o prazo para prolongamento das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para clientes com consumos anuais de gás inferiores ou iguais a 10 000 m³ é de 31 de dezembro de 2025.
- b. No que se refere aos restantes níveis de pressão, AP e MP, as tarifas transitórias de venda a clientes finais já se encontram extintas.
- c. O CT reitera a sua recomendação de pareceres anteriores no sentido de ser efetuada uma análise do modelo de organização da atividade de comercialização de último recurso retalhista, considerando o seu carácter progressivamente residual e tendencialmente decrescente.

A.6. FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS

- a. O ORT enviou à ERSE uma proposta de fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos para vigorar no ano gás 2021-2022, de 0,1% para a RNTGN, 0% para o terminal de GNL e de 0,65% para o armazenamento subterrâneo.
- b. A proposta do ORT representa a manutenção dos valores em vigor no ano gás 2020-2021, para a RNTG e para o terminal de GNL, e de um acréscimo 0,60% para 0,65% no armazenamento subterrâneo.
- c. O acréscimo proposto relativamente ao ano anterior para a Armazenagem foi justificado⁷ essencialmente pelo aumento do autoconsumo consequência do acréscimo de solicitações de arranque e paragem da infraestrutura por necessidade de compensação da RNTG e pela maior carga no funcionamento dos equipamentos compressores devido ao parque de cavernas da infraestrutura estar em média com maior pressão.
- d. Os operadores da rede de distribuição propuseram a manutenção dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos para as infraestruturas de distribuição, aprovados para o ano gás 2020-2021, de 0,07% para as redes em MP, de 0,34% para as redes de BP e de 1% para as UAG.
- e. O CT regista positivamente o nível de perdas e autoconsumos e a sua não degradação ao longo dos anos.

B. ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2021-2022

B.1. ADITIVIDADE TARIFÁRIA

- a. O princípio da aplicabilidade da aditividade tarifária ao cálculo de tarifas está consagrado no Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação do Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro, para garantir que sejam alocados aos clientes apenas os custos associados às atividades utilizadas no abastecimento do seu ponto de consumo.
- b. A ERSE determina os custos de todas as atividades envolvidas no SNG, de acordo com os serviços que lhe estão associados e respetivos custos que decorrem da sua operação. Estes são posteriormente agregados em Tarifas de Acesso às Redes (quadro 2-2), de acordo com as atividades necessárias ao abastecimento de cada tipo de cliente.

⁷ Pág. 104 do documento da caracterização da procura

CONSELHO TARIFÁRIO

- c. Para além das tarifas de acesso, os clientes em mercado livre suportam os custos de energia negociados livremente com comercializadores em mercado.
- d. No caso dos clientes em mercado regulado, à Tarifa de acesso às redes, somam a Energia e a tarifa de Comercialização, resultando na Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais.

Quadro 2-2 - Aditividade das tarifas de Acesso às Redes, da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais e preço de fornecimento no mercado livre

		Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais	Preço de fornecimento no mercado livre
Tarifas reguladas por atividade			
Tarifa de Acesso às Redes	tarifa de Uso da Rede de Transporte [*]	•	•
	tarifa de Uso da Rede de Distribuição	•	•
	tarifa de Uso Global do Sistema	•	•
	tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	•	•
tarifa de Energia		•	
tarifa de Comercialização		•	
Preços de mercado por atividade			
preço de energia do mercado			•
preço de comercialização do mercado			•
Destinatário		Clientes no mercado regulado	Clientes no mercado livre

[*] A tarifa de Uso da Rede de Transporte incluída na tarifa de Acesso às Redes e na tarifa transitória de Venda a Clientes Finais refere-se apenas aos preços de saída da rede de transporte aplicáveis a consumidores.

FONTE: ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2021-2022

- e. A tarifa de acesso às redes suportada por cada cliente está dependente do nível de pressão a que se encontra ligado e é aditivo tal como demonstrado no quadro 2-3:

Quadro 2-3 - Aditividade da tarifa de Acesso às Redes, por nível de pressão

Nível de pressão dos fornecimentos	AP	MP	BP >	BP <
Tarifa regulada por atividade				
Tarifa de Uso Global do Sistema	•	•	•	•
Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	•	•	•	•
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	•	•	•	•
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP		•	•	•
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP >			•	
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP <				•

Fonte: ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2020-2021

- f. A tarifa de Energia, ou seja, de aprovisionamento de gás, é determinada pela ERSE no caso das TTVCf e inclui as seguintes tarifas aprovadas pela ERSE:
- Custos de Compra e venda de Gás

CONSELHO TARIFÁRIO

- Tarifa de uso do terminal de GNL
 - Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo
 - Uso da rede de Transporte (entrada)
- g. O preço da atividade de Comercialização de Gás é determinado pelo comercializador em mercado livre ou pela ERSE no caso das TTVCF.
- h. A repercussão das atividades nas tarifas, e respetivo reflexo na fatura do cliente, é realizada de acordo com variáveis físicas que se adequam à forma como os custos são incorridos, de acordo com o quadro 2-4, estando agrupadas em três categorias:
- Energia, custo que se reflete proporcionalmente ao consumo de energia em kWh.
 - Capacidade, custo inerente à utilização das infraestruturas, que têm de ser dimensionadas para conseguir abastecer o cliente. Reflete o valor máximo diário medido em kWh/dia, e tem como objetivo a promoção da utilização mais eficiente da infraestrutura.
 - Termo Fixo, custo associado a cada cliente individual e que não está dependente do consumo ou da infraestrutura (estando prevista a possível diferenciação pelo nível de pressão a que o cliente está ligado).

Quadro 2-4 - Variáveis de faturação nas tarifas reguladas por atividade

Variáveis de faturação	Energia	Capacidade	Termo fixo
Tarifa regulada por atividade			
tarifa de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	•	•	•
tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	•	•	
tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador		•	
tarifa de Uso Global do Sistema	•		
tarifa de Uso da Rede de Transporte		•	
tarifa de Uso da Rede de Distribuição	•	•	•
tarifa de Energia	•		
tarifa de Comercialização	•		•

Fonte: ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2020-2021

- i. O Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na sua redação atual, consagra ainda os princípios aplicáveis ao cálculo e à fixação das tarifas, definindo que as tarifas reguladas devem assegurar o *“equilíbrio económico e financeiro das atividades reguladas em condições de gestão eficiente”* e criar *“incentivos ao desempenho eficiente das atividades reguladas das empresas”*. Os proveitos que asseguram estes dois princípios designam-se por proveitos permitidos de uma atividade regulada.
- j. No início de cada período de regulação a ERSE determina a estrutura de custos eficientes associada a cada atividade regulada. Para ajustar esta estrutura de custos aos proveitos permitidos de cada atividade, há necessidade de ajustar a estrutura de custos através de fatores multiplicativos e de fatores aditivos, e garantido a estabilidade dos proveitos permitidos face a variações da procura.
- k. O CT concorda com o princípio associado à aditividade tarifária na definição das tarifas reguladas e reitera o que já manifestou em pareceres anteriores, nomeadamente a necessidade permanente 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.2. TARIFAS DE USO DO TERMINAL DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GÁS LIQUEFEITO

- a. As tarifas de uso do terminal de receção, armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito, e de acordo com a sua atividade, são decompostas em funções que incluem:
- Receção: um preço de energia aplicável à energia recebida no terminal sob a forma liquefeita (GNL), a partir do transporte marítimo, definido em euros por kWh.
 - Armazenamento: Preços de capacidade contratada de armazenamento, aplicáveis à capacidade contratada de armazenamento, com diferentes horizontes temporais (anual, trimestral, mensal ou diário), definidos em euros por (kWh/dia)/dia ou euros por (kWh/hora)/hora.
 - Regaseificação: Preços de capacidade contratada de regaseificação, aplicáveis à capacidade contratada de regaseificação das entregas à RNTG em diferentes horizontes temporais (anual, trimestral, mensal, diário e intradiário), definidos em euros por (kWh/dia)/dia ou euros por (kWh/hora)/hora. Distingue ainda os produtos de capacidade firmes e os interruptíveis. Adicionalmente, ainda se considera um preço de energia, aplicável ao volume de energia regaseificada, definido em euros por kWh.
 - Carregamento de GNL (aplicável às entregas a camiões-cisternas de GNL): Preço fixo, aplicável ao carregamento de camiões-cisternas, definido em euros por carregamento.
 - Serviço agregado: Preços de capacidade contratada de regaseificação aplicáveis à capacidade contratada de regaseificação das entregas à RNTG, em diferentes horizontes temporais (anual, trimestral, mensal e diário), definidos em euros por (kWh/dia)/dia. O serviço agregado considera ainda um preço de energia, aplicável ao volume de energia regaseificada, definido em euros por kWh.

Figura 6-2 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas por atividade das infraestruturas em alta pressão³⁵

Tarifa	Preço médio 2020-2021	Preço médio 2021-2022	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	0,56 €/MWh Receitas: 31 114 k€ Quantidades: 55 430 GWh	0,37 €/MWh Receitas: 22 500 k€ Quantidades: 61 170 GWh	-34,5%	-33,5%	-1,5%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	6,48 €/MWh Receitas: 13 470 k€ Quantidades: 2 080 GWh	5,02 €/MWh Receitas: 15 811 k€ Quantidades: 3 151 GWh	-22,5%	-28,1%	7,8%
Tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte	0,49 €/MWh Receitas: 30 190 k€ Quantidades: 61 190 GWh	0,46 €/MWh Receitas: 30 445 k€ Quantidades: 65 683 GWh	-6,1%	-14,2%	9,5%
Tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	0,42 €/MWh Receitas: 25 633 k€ Quantidades: 61 190 GWh	0,26 €/MWh Receitas: 17 098 k€ Quantidades: 66 486 GWh	-38,6%	-40,3%	2,9%

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

Fonte: DOCUMENTO PROPOSTAS DE TARIFAS NO ANO GÁS 2021-2022

- b. O CT regista a redução do preço médio da tarifa de uso do terminal de receção em 34,5%, decorrente de uma redução tarifária significativa devida, essencialmente, às receitas adicionais provenientes dos prémios de leilão realizados em 2020 e incorporadas, em parte, no cálculo dos proveitos permitidos da REN Atlântico para o ano gás de 2021/22, de acordo com as regras estabelecidas para este efeito. A previsão de aumento da procura tem também um efeito importante na redução do preço médio.

B.3. TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

- a. A tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, e de acordo com as atividades envolvidas, é decomposta em três preços, de acordo com o quadro abaixo:

Quadro 4-1 - Definição das variáveis de faturação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo

Variáveis de faturação	Definição
Energia injetada (kWh)	Quantidade de energia entregue a uma infraestrutura de armazenamento subterrâneo, a partir da rede de transporte de gás.
Energia extraída (kWh)	Quantidade de energia entregue por uma infraestrutura de armazenamento subterrâneo à rede de transporte de gás.
Capacidade contratada de armazenamento ((kWh/dia)/dia)	Valor da capacidade reservada pelo agente de mercado nos processos de atribuição de capacidade, constituindo um direito de utilização de capacidade com pagamento de caráter vinculativo independentemente do uso efetivo, para diversos horizontes temporais.

Fonte: ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2021-2022

- b. O CT regista a redução de 22,5% do valor do preço médio do armazenamento subterrâneo aprovada pela ERSE no documento de “Tarifas e Preços GN 2021-2022”.

Figura 6-2 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas por atividade das infraestruturas em alta pressão³⁵

Tarifa	Preço médio 2020-2021	Preço médio 2021-2022	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	0,56 €/MWh Receitas: 31 114 k€ Quantidades: 55 430 GWh	0,37 €/MWh Receitas: 22 500 k€ Quantidades: 61 170 GWh	-34,5%	-33,5%	-1,5%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	6,48 €/MWh Receitas: 13 470 k€ Quantidades: 2 080 GWh	5,02 €/MWh Receitas: 15 811 k€ Quantidades: 3 151 GWh	-22,5%	-28,1%	7,8%
Tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte	0,49 €/MWh Receitas: 30 190 k€ Quantidades: 61 190 GWh	0,46 €/MWh Receitas: 30 445 k€ Quantidades: 65 683 GWh	-6,1%	-14,2%	9,5%
Tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	0,42 €/MWh Receitas: 25 633 k€ Quantidades: 61 190 GWh	0,26 €/MWh Receitas: 17 098 k€ Quantidades: 66 486 GWh	-38,6%	-40,3%	2,9%

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

Fonte: DOCUMENTO PROPOSTAS DE TARIFAS NO ANO GÁS 2021-2022

- c. O CT verifica que a redução do preço médio se deve ao incremento de quantidades consideradas (+ 51,5%), uma vez que a receita (proveitos a recuperar) sofre um incremento de 17,4%.

B.4. TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

- A Tarifa de Uso da Rede de Transporte (tarifa URT) proporciona ao Operador da Rede de Transporte (ORT) os proveitos permitidos decorrentes da atividade de transporte de gás, recuperando custos de exploração, desenvolvimento e manutenção das redes.
- Em termos de estrutura tarifária, a tarifa URT aplicada pelo ORT assenta numa lógica entrada-saída, na medida em que os utilizadores da rede de transporte pagam um preço pelo gás que entra na rede e outro preço pelo gás que sai da mesma, ou seja, a tarifa é aplicada aos utilizadores nos pontos de fronteira com a RNT.
- A tarifa URT é paga por todos os clientes finais de gás, designadamente clientes ligados em Alta Pressão (AP), clientes em Média Pressão (MP) ligados indiretamente à rede de transporte por via dos operadores das redes de distribuição e clientes abastecidos por unidades autónomas de gás (UAG), estando o valor da tarifa URT incluída no valor da tarifa de Acesso às Redes.

Adicionalmente, a tarifa de URT é paga também pelos agentes de mercado que contratam a utilização dos pontos de entrada ou de saída da RNT e pelos produtores de gás que a ela se venham a ligar.

- Na proposta de Tarifas e Preços de Gás para 2021-2022, o CT constata a redução do preço médio da Tarifa URT de 6,1% face aos valores de 2020-2021.

Figura 6-2 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas por atividade das infraestruturas em alta pressão³⁵

Tarifa	Preço médio 2020-2021	Preço médio 2021-2022	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	0,56 €/MWh Receitas: 31 114 k€ Quantidades: 55 430 GWh	0,37 €/MWh Receitas: 22 500 k€ Quantidades: 61 170 GWh	-34,5%	-33,5%	-1,5%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	6,48 €/MWh Receitas: 13 470 k€ Quantidades: 2 080 GWh	5,02 €/MWh Receitas: 15 811 k€ Quantidades: 3 151 GWh	-22,5%	-28,1%	7,8%
Tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte	0,49 €/MWh Receitas: 30 190 k€ Quantidades: 61 190 GWh	0,46 €/MWh Receitas: 30 445 k€ Quantidades: 65 683 GWh	-6,1%	-14,2%	9,5%
Tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	0,42 €/MWh Receitas: 25 633 k€ Quantidades: 61 190 GWh	0,26 €/MWh Receitas: 17 098 k€ Quantidades: 66 486 GWh	-38,6%	-40,3%	2,9%

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

Fonte: DOCUMENTO PROPOSTAS DE TARIFAS NO ANO GÁS 2021-2022

- Face ao ano gás 2020-2021, os proveitos a recuperar pela atividade de transporte de gás apresentam uma variação de 0,8%, refletindo aspetos como o efeito de ajustamentos dos proveitos do ano anterior, a reversão dos proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infraestruturas em situação de congestionamento e o diferimento intertemporal dos desvios associados à procura de gás.

Quadro 4-16 - Proveitos da atividade de Transporte de gás

Unidade: 10³ EUR

		ano gás t-1 (a)	2021 (ano civil s)	2022 (ano civil s-1)	ano gás t (b)	Δ % (b-a)/(a)
$a=1+2+3$	Custos com capital afetos a esta atividade	52 630	52 347	51 940	52 042	-1,1%
1	Amortizações do ativo fixo afetado a esta atividade, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados		27 440	27 764		-
2	Valor médio do ativo fixo afetado a esta atividade, líquido de amortizações e participações		553 489	537 240		-
3	Taxa de remuneração do ativo fixo afetado a esta atividade, em percentagem		4,50%	4,50%		-
$4=a+b+c+d+e$	Custos de exploração afetos à atividade de Transporte de gás, aceites pela ERSE	18 204	19 633	17 880	18 319	0,6%
a	Componente fixa dos proveitos afetos à atividade de Transporte de gás	7 488	7 537	7 409	7 441	-0,6%
b	Componente variável unitária em função da capacidade utilizada nas saídas (10 ³ €/GWh/dia)	15,692743	15,795942	15,527411	15,594544	-0,6%
c	Capacidade utilizada-ótica comercial (GWh/dia)	288	314	306	308	7,0%
d	Custo de transporte por rodovia de GNL	5 393	5 518	4 716	4 917	-8,8%
e	Outros custos previstos, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, da atividade de Transporte de gás	805	1 624	999	1 256	43,6%
5	Proveitos da atividade de Transporte de gás que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte	808	1 661	1 036	1 192	47,6%
6	Custos com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano s, aceites pela ERSE, de acordo com o "Plano de Promoção do Desempenho Ambiental"					
7	Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento, nos termos previstos no Regulamento do Acesso às Redes	0	24 503	0	6 126	-
8	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2					
9	Spread no ano s-2, em pontos percentuais					
10	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1					
11	Spread no ano s-1, em pontos percentuais					
12	Ajustamento dos proveitos da atividade de Transporte de gás, para o ano s-1	0			9 823	-
13	Ajustamento no ano s, dos proveitos da atividade de Transporte de gás, tendo em conta os valores ocorridos em s-2	14 475			12 994	-
14	Correção extraordinária aos ajustamentos de 2015, 2016 e 2017	14				-
$A = a^*4+5+6-7*(8+9)*(10+11)-12-13-14$	Proveitos permitidos para o ano gás t da atividade de Transporte de gás	55 337	45 817	68 784	40 225	-27,6%
D	Diferimento intertemporal dos desvios de proveitos do ano s, líquidos de ajustamentos, associados à procura de gás dos anos s-2 a s	25 347			9 779	-61,4%
E=C-D	Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Transporte de gás	30 190	45 817	68 784	30 445	0,8%
	Proveitos unitários por unidade transportada (€/MWh)	0,45			0,43	-4,0%

FONTE: PROPOSTA PROVEITOS E AJUSTAMENTOS PARA O ANO GÁS 2021-2022

- f. Mantendo-se relativamente estáveis os proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de transporte de gás, o CT constata que a redução proposta para a tarifa de URT, 14,2% face ao ano anterior, decorre essencialmente da perspetiva de aumento dos consumos de gás, que passa de 61,2 TWh em tarifas 2020-2021 para 65,7 TWh em tarifas 2021-2022 (+7,5%). Pelas razões já explanadas nos pontos anteriores, o CT reitera a necessidade de revisão em baixa dos consumos de gás, em especial dos centros electroprodutores.

B.5. PRODUTOS DE CAPACIDADE NAS INFRAESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO

- a. Como referido na alínea b) do ponto B.4., a tarifa de URT aplicada pelo ORT apresenta preços de entrada e de saída da rede de transporte, classificando-se como pontos de entrada o VIP Ibérico, o terminal de GNL em Sines, o armazenamento subterrâneo no Carriço e produtores de gás ligados à rede de transporte. Como pontos de saída consideram-se o VIP Ibérico, o terminal de GNL em Sines, o armazenamento subterrâneo no Carriço, os clientes em AP, as redes de distribuição e as instalações ou redes abastecidas por UAG.
- b. Nos pontos de entrada e saída da rede de transporte das infraestruturas de Alta Pressão – Terminal de GNL de Sines e Armazenamento Subterrâneo - são aplicáveis preços de capacidade contratada com pagamento efetivo, independentemente da sua utilização. Nos restantes pontos de entrada e saída, com exceção das UAG de clientes, aplica-se um regime sem reserva de capacidade, sendo a variável de faturação relevante a capacidade utilizada.

- c. Analisando as componentes de entrada e de saída da tarifa de URT, o CT sublinha que as variações do preço médio apresentadas face ao ano 2020-2021, estão essencialmente suportadas pelas previsões de procura de capacidade, uma vez que o valor das receitas a recuperar apresenta um incremento marginal.

Figura 6-3 - Decomposição da variação do preço médio das componentes de entrada e de saída da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte

Tarifa	Preço médio 2020-2021	Preço médio 2021-2022	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte - Entradas	0,14 €/MWh Receitas: 8 453 k€ Quantidades: 61 190 GWh	0,13 €/MWh Receitas: 8 525 k€ Quantidades: 65 683 GWh	-6,1%	8,6%	-13,5%
Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte - Saídas	0,36 €/MWh Receitas: 21 737 k€ Quantidades: 61 190 GWh	0,33 €/MWh Receitas: 21 921 k€ Quantidades: 65 683 GWh	-6,1%	-20,7%	18,4%

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

FONTE: DOCUMENTO PROPOSTAS DE TARIFAS NO ANO GÁS 2021-2022

- d. Tendo em conta que (i) os preços das tarifas de URT são distintos em função do ponto de entrada considerado, (ii) os comercializadores têm liberdade na forma de cobrança dos custos de entrada podendo explicitá-los em ponto próprio na fatura ou incorporá-los no preço da energia, o CT volta a reforçar a necessidade que esta informação seja apresentada pelos comercializadores aos clientes no decurso do processo de negociação contratual, explicitando de forma clara e transparente o modo como propõem cobrar esta rubrica de custo.
- e. Face ao exposto, o CT recomenda uma vez mais que esta informação, fundamental para a comparabilidade de propostas e sua negociação, seja divulgada pela ERSE junto dos clientes, recorrendo eventualmente à sua divulgação no site da ERSE.

B.6. OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR (OLMC)

B.6.1. TARIFA DE OLMC

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

Figura 6-4 - Decomposição da variação do preço médio da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador

Tarifa	Preço médio 2020-2021	Preço médio 2021-2022	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	0,01 €/MWh Receitas: 478 k€ Quantidades: 61 190 GWh	0,01 €/MWh Receitas: 434 k€ Quantidades: 65 683 GWh	-15,3%	-12,9%	-2,8%

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

FONTE: DOCUMENTO PROPOSTAS DE TARIFAS NO ANO GÁS 2021-2022

- b. Face ao ano gás 2020-2021, o preço médio da tarifa do OLMC reduz-se em 15,3%, devido, por um lado, a uma redução tarifária associada aos proveitos permitidos determinados para esta atividade e, por outro, ao aumento de quantidades previstas.
- c. As características das atividades relativas ao OLMC fazem com que o custo mais relevante esteja associado ao número de solicitações decorrentes de ambos os setores regulados (eletricidade e gás). Assim, a variável de faturação mais adequada para refletir este custo é o termo fixo.
- d. Uma vez que a tarifa de AP não contempla esta variável de faturação, a tarifa de OLMC encontra-se refletida no termo de capacidade, motivo pelo qual há diferenças entre a tarifa para entrega em redes de distribuição e a tarifa para entrega em redes de transporte (AP).
- e. Face ao ano gás 2020-2021, a tarifa para entregas em redes de distribuição sofre um aumento de 44,7%, enquanto que para entregas em AP aumenta em 106,5%. Este cenário é contrário à descida do preço médio referida acima, que prevê uma diminuição dos proveitos permitidos e um incremento das quantidades consideradas. Nesse sentido, o CT solicitou uma clarificação à ERSE que justificou a diferença pelos desvios resultantes das diferentes variáveis tarifárias aplicadas entre a REN e o ORD (capacidade) e entre o ORD e os comercializadores (termo fixo diário).
- f. O CT não deixa de notar que em pareceres anteriores tinha alertado para as dificuldades práticas que esta estrutura de faturação iria necessariamente criar, sugerindo a sua reavaliação.

B.6.2. REGIME LEGAL DO OLMC

- a. Na sequência da audição do OLMC pelo CT, em 14 de abril de 2021, foram transmitidas um conjunto de preocupações pelo facto de este se encontrar incluído na ADENE, pessoa coletiva de utilidade pública e, conseqüentemente, no perímetro do Orçamento de Estado quanto ao reporte funcional, jurídico e económico do OLMC.
- b. Entende o CT que sendo esta atividade regulada pela ERSE, não podem subsistir dúvidas quanto ao cumprimento das obrigações de informação e respetivos calendários ao Regulador, com a finalidade de elaboração anual das respetivas tarifas.
- c. Neste sentido, o CT considera que a ERSE deverá promover junto do legislador, a conveniente alteração do regime legal do OLMC, no sentido de clarificar que a sua atividade deve compreender, exclusivamente, a operacionalização da mudança de comercializador.
- d. Importa relembrar o parecer do CT à Consulta Pública n.º 63, “Revisão do Regulamento Tarifário do SGN”, de 2 de março de 2018, e aprovado por unanimidade, em que foram emitidas um conjunto de recomendações no que respeita à atividade do OLMC, das quais se destacam:

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

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

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

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

5) Uma vez que o diploma acima referido, no n.º 2 do art.º 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".

e. Finalmente o CT reafirma que a transferência para os consumidores de outros custos que não os decorrentes da atividade de mudança de comercializador, configura uma medida injusta e desadequada, que não tem guarida na lei.

B.7. - TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

- a. A Tarifa de Uso Global do Sistema (tarifa UGS) é composta por duas componentes, (i) parcela I que recupera os proveitos permitidos da atividade de gestão técnica global do sistema do operador da rede de transporte, incluindo também os mecanismos de socialização de custos do armazenamento subterrâneo de gás natural e do Terminal de GNL, (ii) parcela II visa devolver/recuperar os desvios extraordinários de custos de aquisição de gás natural transferidos para a tarifa UGS, no âmbito da sustentabilidade do mercado livre e do mercado regulado.
- b. Como referido em pareceres anteriores, a partir do período regulatório em curso, 2020-2023, o desconto que resulta da aplicação das tarifas de acesso às redes opcionais em Média Pressão (MP), bem como o desconto dos clientes ligados em Baixa Pressão (BP) mas com faturação em MP, passa a ser recuperado pela parcela I da tarifa UGS, de aplicação à totalidade dos consumidores de gás natural, em vez de ser repercutido na tarifa de URT.
- c. Na proposta de Tarifas e Preços para 2021-2022, o CT constata uma redução do custo médio da Tarifa de UGS do operador da rede de transporte de 38,6%, face aos valores de 2020-2021.

Figura 6-2 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas por atividade das infraestruturas em alta pressão³⁵

Tarifa	Preço médio 2020-2021	Preço médio 2021-2022	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	0,56 €/MWh Receitas: 31 114 k€ Quantidades: 55 430 GWh	0,37 €/MWh Receitas: 22 500 k€ Quantidades: 61 170 GWh	-34,5%	-33,5%	-1,5%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	6,48 €/MWh Receitas: 13 470 k€ Quantidades: 2 080 GWh	5,02 €/MWh Receitas: 15 811 k€ Quantidades: 3 151 GWh	-22,5%	-28,1%	7,8%
Tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte	0,49 €/MWh Receitas: 30 190 k€ Quantidades: 61 190 GWh	0,46 €/MWh Receitas: 30 445 k€ Quantidades: 65 683 GWh	-6,1%	-14,2%	9,5%
Tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	0,42 €/MWh Receitas: 25 633 k€ Quantidades: 61 190 GWh	0,26 €/MWh Receitas: 17 098 k€ Quantidades: 66 486 GWh	-38,6%	-40,3%	2,9%

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

FONTE: DOCUMENTO PROPOSTAS DE TARIFAS NO ANO GÁS 2021-2022

- d. Os proveitos a recuperar pela atividade de gestão técnica global do sistema de gás reduzem 33% face ao ano anterior e resultam de ajustamentos que passam de valores a receber no ano anterior para valores a devolver a tarifas 2021-2022.

B.8. TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

- a. A atividade de Distribuição de gás consiste na veiculação de gás em redes de distribuição de média pressão (entre 4 e 20 bar) e de baixa pressão (inferior a 4 bar), para entrega às instalações fisicamente ligadas à rede de distribuição. Esta atividade é assegurada por 11 ORD em áreas geográficas exclusivas.
- b. A remuneração desta atividade é assegurada através dos proveitos permitidos definidos nos termos do regulamento tarifário em função do nível de investimento e dos custos aceites. A atividade de distribuição é regulada por aplicação de uma metodologia *price-cap* no OPEX e *rate of return* no CAPEX.
- c. Os proveitos permitidos para a atividade de distribuição de gás são os proveitos atribuídos a uma atividade em particular, recuperados através da aplicação das suas tarifas ou através de transferência entre empresas. Assim, os proveitos permitidos para cada operador podem ser recuperados pela aplicação da tarifa de sua atividade, mas também por outros operadores, sendo posteriormente transferidos entre operadores de acordo com os respetivos proveitos permitidos.
- d. Por outro lado, nos termos definidos no RT, as tarifas de Uso da Rede de Distribuição (URD) devem proporcionar os proveitos permitidos da atividade de Distribuição de gás natural de cada operador da rede, recuperando os custos que lhe estão associados de exploração, de desenvolvimento e de manutenção das redes. Para obter esta recuperação estão definidas tarifas de URD, a saber:
- Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP, aplicável às entregas em MP e BP.
 - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP>, aplicável às entregas em BP>.
 - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP<, aplicável às entregas em BP<.
- e. Genericamente, a tarifa de URD é composta pelos seguintes termos tarifários:

CONSELHO TARIFÁRIO

- Termo de capacidade utilizada, aplicável ao consumo máximo diário registado nos últimos doze meses, definido em euros por kWh/dia, por mês, aplicável a clientes com registo diário de consumos.
 - Termo de energia, com diferenciação entre períodos de vazio e de fora de vazio, definido em euros por kWh. Define-se como período de vazio o mês de agosto.
 - Termo fixo, com preços dependentes da periodicidade de registo do equipamento de medição, a qual pode ser diária, mensal ou superior.
- f. Numa análise referencial global sobre a variação do preço médio da tarifa de URD, a ERSE refere que o preço médio aumenta 0,4% quando comparado com o ano gás anterior, e de acordo com a Figura 6-5, em especial devido ao impacto da redução das quantidades distribuídas esperadas.

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

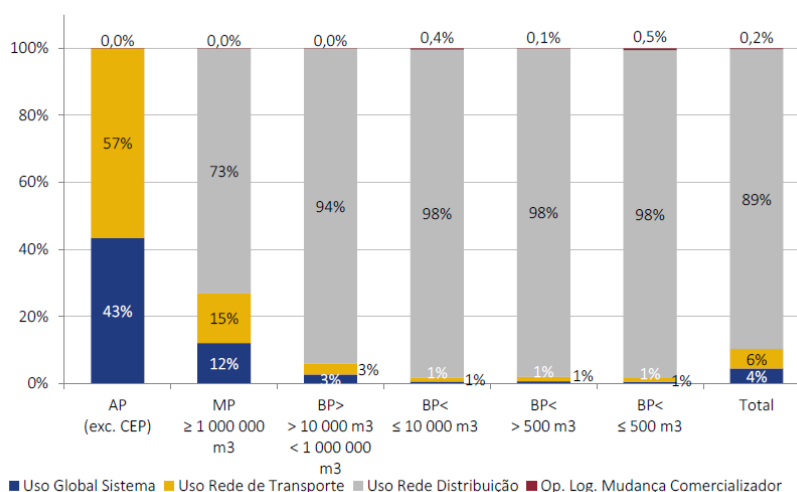
Tarifa	Preço médio 2020-2021	Preço médio 2021-2022	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	8,09 €/MWh Receitas: 211 332 k€ Quantidades: 26 138 GWh	8,11 €/MWh Receitas: 209 579 k€ Quantidades: 25 830 GWh	0,4%	-0,2%	0,6%

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

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

- g. Tendo a tarifa de uso da rede de distribuição um impacto muito significativo nos custos finais regulados suportado pelos consumidores, como demonstrado pelo peso nas tarifas de acesso reguladas da figura 6-14, o CT não pode deixar de recomendar à ERSE um acompanhamento rigoroso dos custos elegíveis a serem suportados na tarifa.

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



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

B.9. LIMIAR DE CONSUMO E DEMAIS CARACTERÍSTICAS PARA APLICAÇÃO DE TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES OPCIONAIS EM MÉDIA PRESSÃO E EM BAIXA PRESSÃO>

- a. Todos os consumidores com faturação em Média Pressão (MP), incluindo os consumidores com ligação em Baixa Pressão (BP) e com faturação em MP, com consumos anuais superiores ou iguais a 10 000 000 m³/ano podem optar por tarifas de acesso às redes opcionais em MP.
- b. Esta tarifa tem como objetivo evitar decisões de investimento inadequadas numa perspetiva global, como a da construção de ligações diretas à rede AP por grandes clientes, atualmente abastecidos em MP ou BP, consequência dos níveis tarifários mais elevados da tarifa de Acesso às Redes de Distribuição.
- c. Por outro lado, evita um aumento nas tarifas de Acesso às Redes a serem suportadas por todos os consumidores ligados às redes de distribuição em MP e em BP, devido a uma redução do volume distribuído através destas infraestruturas.
- d. Note-se que este mecanismo não entra em consideração com os custos da TOS suportados pelos clientes abastecidos pelas redes de distribuição e que não são aplicáveis aos clientes em AP, o que aumenta o diferencial de custos gerado entre os clientes abastecidos em AP e os abrangidos por este mecanismo.
- e. A definição do valor de desconto a aplicar encontra-se regulamentado através de uma fórmula explícita dependente do consumo e da distância à rede AP de cada ponto de consumo em particular.
- f. O termo fixo da fórmula 'C_w' é definido por uma fórmula que depende das diferenças tarifárias entre alta pressão e média pressão e também da modulação⁸ considerada.

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

- g. A atual proposta tarifária prevê um incremento do diferencial médio entre tarifas a aplicar a alta pressão e média pressão (1.9€/MWh nas tarifas de 2020/21 e de 1.94€/MWh para 2021/2022), pelo que o termo fixo da fórmula deveria ser atualizado para acompanhar este incremento. No entanto, na proposta, o termo fixo diminui de 0.001984 €/kWh para 0.001675€/kWh, ou seja, 0.309€/MWh.
- h. Sendo esta proposta de sinal contrário ao princípio subjacente de evitar investimentos, e que levou à sua criação, o CT solicitou à ERSE esclarecimentos adicionais sobre o cálculo realizado para fixação da parcela fixa.
- i. Nos esclarecimentos prestados, a ERSE justificou esta atualização com a alteração da metodologia de cálculos da modulação:

“A constante C_w tem sido alterada anualmente, em função do valor das tarifas de Acesso às Redes em AP e em MP e da modulação considerada em cada ano gás. No ano gás 2020-2021, foi considerada uma modulação teórica de 164 dias no cálculo da constante C_w.

⁸ A modulação, medida em dias, define-se como o quociente entre o consumo anual e o consumo diário máximo (ou seja, a capacidade).

No cálculo das tarifas do ano gás 2021-2022, com base em informação reportada pelos operadores de rede de distribuição, a ERSE procedeu a uma análise das modulações reais dos consumidores que estão a ser faturados com a tarifa opcional de Acesso às Redes. Esta análise permitiu verificar que a modulação considerada no ano gás 2020-2021 é reduzida, uma vez que o valor médio da modulação real destes consumidores foi sempre superior a 250 dias, entre 2017 e 2019.”

	2017	2018	2019
Modulação média (dias)	257	253	257

- j. A ERSE apresenta, em complemento à sua resposta, um quadro que demonstra que, desde 2017, a modulação tem sido mais elevada que os 164 dias considerados para o ano gás 2020-2021.
- k. Da aplicação da fórmula, sendo utilizado um parâmetro de modulação único para todos os clientes, resulta que quando os clientes que estão nesta opção tarifária utilizam a infraestrutura de distribuição de gás de forma mais intensiva e eficiente, ou seja, consomem com maior nível de modulação, são mais incentivados a realizar investimentos para mudança do nível de pressão de abastecimento, dado que o seu desconto para a tarifa de MP diminui. Ora esta questão contradiz o princípio associado à criação deste mecanismo.
- l. A manter-se a proposta da ERSE, ao contrário das descidas generalizadas de tarifas de acessos previstas para clientes em alta, média e baixa pressão, os clientes abrangidos por este desconto sofrerão um forte incremento das tarifas de acesso. Considerando a modulação indicada na resposta da ERSE e diferentes níveis de consumos e de distância à rede, pode notar-se o forte agravamento das tarifas de acesso para os clientes que estão nesta tarifa. Neste sentido, verificar-se-á um agravamento do diferencial existente face aos clientes de alta pressão, conforme quadro abaixo:

Consumo/Distância	1 km	2 km	3 km	4 km	5km
10 milhões m³	25%	19%	15%	13%	3%
20 milhões m³	39%	31%	26%	22%	19%
35 milhões m³	51%	43%	37%	32%	29%
50 milhões m³	58%	50%	44%	40%	36%

Variação tarifária para clientes com desconto MP (Cálculos CT). Modulação considerada de 257 dias

- m. O CT não pode concordar com esta alteração do critério de fixação do parâmetro de modulação neste ano-gás, com impacto negativo claro na variação tarifária do conjunto de clientes abrangidos pelo desconto, e que subverte o princípio do mecanismo.
- n. Entende o CT que as definições de propostas de tarifas devem reger-se pelos princípios de aditividade e de continuidade tarifária, sendo que o desconto a aplicar neste mecanismo deverá sempre espelhar o diferencial de tarifas verificado entre a AP e a MP, tal como definido no espírito da sua criação.
- o. Face ao exposto, o CT recomenda à ERSE uma nova análise à metodologia utilizada para fixação do termo fixo do desconto, que garanta o acompanhamento do diferencial gerado entre tarifas de alta e média pressão. De outra forma, o objetivo de evitar decisões de investimento inadequadas estará seguramente comprometido.

B.10. OPÇÕES TARIFÁRIAS DE ACESSO ÀS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

- a. No ano gás 2021-2022 as opções tarifárias de acesso às redes de distribuição em MP e em BP> são as seguintes:
- Tarifa de longas utilizações, cuja capacidade utilizada corresponde à máxima capacidade diária dos últimos 12 meses.
 - Tarifa de curtas utilizações, cuja capacidade utilizada corresponde à máxima capacidade diária dos últimos 12 meses. O preço da capacidade utilizada nesta opção é inferior ao preço na opção de longas utilizações, por transferência para o preço de energia, que apresenta valores mais elevados. Esta opção tarifária é vantajosa para os consumidores com modulações anuais inferiores a cerca de 90 dias e 60 dias, na MP e na BP>, respetivamente.
 - Tarifa flexível anual, que permite a contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão. A capacidade base anual contratada tem que ser maior ou igual ao máximo consumo diário registado nos meses de inverno (de outubro a março) dos últimos 12 meses anteriores, incluindo o mês a que a fatura respeita. A capacidade mensal adicional dos meses de verão corresponde à diferença entre a capacidade máxima mensal determinada no mês da faturação e a capacidade base anual contratada. Só é permitida a agregação no mesmo ponto de entrega da contratação de capacidade anual com a contratação de capacidade mensal nos meses de verão.
 - Tarifa flexível mensal para contratação exclusivamente mensal. A capacidade mensal corresponde ao máximo consumo diário registado no mês da fatura. O preço da capacidade pode ser diferente em cada mês.
- b. Na contratação mensal, no âmbito da tarifa flexível, e nas tarifas de curtas utilizações, sendo de carácter suplementar, está dependente da disponibilidade de capacidade das infraestruturas.
- c. Os fatores multiplicativos que relacionam os preços de capacidade das opções tarifárias flexíveis em MP e em BP>, com os preços de capacidade da opção tarifária de longas utilizações para o ano gás 2021-2022, são apresentados no quadro seguinte.

Quadro 9-5 - Fatores multiplicativos das tarifas flexíveis em MP e BP>

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

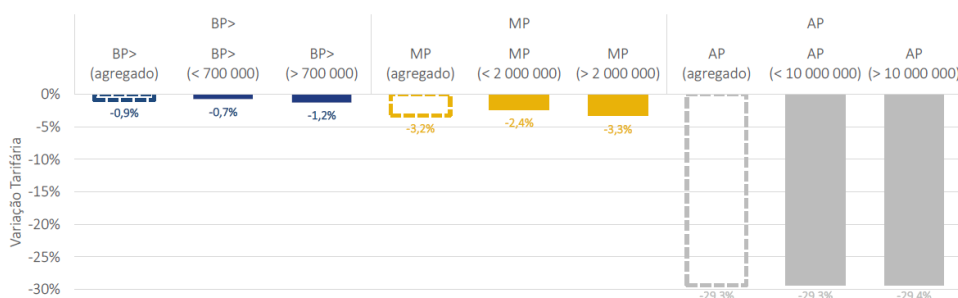
Fonte: ERSE- Estrutura Tarifária no ano gás 2021-2022

- d. O CT volta, este ano, a reforçar a importância de assegurar opções de contratação flexíveis para os consumidores, em particular para aqueles que, pela sua dimensão, disponham de sistema de telecontagem.

B.11. ESCALÕES DE CONSUMO NAS TARIFAS DE USO DAS REDES DE AP, MP E BP>

- a. A ERSE introduziu escalões de consumo nos vários níveis de pressão no ano gás 2016-2017, com o propósito de aproximar as Tarifas de Acesso às Redes (TAR) entre os vários níveis de pressão nos intervalos de consumo em que se observam diversos consumidores com características de consumo semelhantes, mas ligados a redes de pressão diferentes.
- b. As TAR em MP e BP> 10 000m³/ano, de longas utilizações e de curtas utilizações, apresentam os seguintes escalões de consumo por nível de pressão:
- Média Pressão:
 - Consumo anual < 2 000 000 m³
 - Consumo anual >= 2 000 000 m³
 - Baixa Pressão > 10 000m³/ano:
 - 10 000 m³ < Consumo anual < 700 000 m³
 - Consumo anual >= 700 000 m³
- c. A introdução dos escalões de consumo nas TAR resulta em que os consumidores com consumos anuais localizados no 2º escalão de consumo de cada nível de pressão (consumos superiores) observem reduções tarifárias superiores aos consumidores localizados no 1º escalão de consumo para cada nível de pressão, como mostra a figura seguinte:

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



FONTE: ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2021-2022

- d. A ERSE, tal como em anos anteriores apresentou uma avaliação dos impactes económicos na faturação dos clientes na fronteira dos escalões de consumo.
- e. A ERSE conclui que, em BP>, apenas 25 (3%) dos 934 consumidores da amostra com consumos entre 1 milhão m³ e 700 mil m³, teriam benefício económico caso verificassem um incremento no seu consumo anual e lhes fosse aplicada as TAR para consumos anuais >= 700.000 m³. Esses 25 consumidores teriam uma redução total média de aproximadamente 13.797€/ano, representando uma redução média de 6.3% no total da sua fatura final.

- f. A ERSE apresentou também a mesma análise para consumidores em BP com consumos anuais na fronteira de 1.000.000 m3. Foram identificados 32 na amostra de 934 consumidores (3%) que poderiam beneficiar de um desconto médio de 20.524 €/ano, representando uma redução média de 7,8% do total da fatura final desses consumidores.
- g. Quanto aos consumidores em MP com consumos anuais na fronteira de 2.000.000 m3, foram detetados 2 na amostra de 934 (0.2%) consumidores que poderiam beneficiar de um desconto médio de 5 655 €/ano (1,2% de desconto médio), caso incrementassem os seus consumos e lhes fosse aplicada as TAR para consumos anuais >= 2.000.000 m3.
- h. Os quadros seguintes agregam os resultados dos impactes económicos na faturação dos consumidores nas fronteiras dos escalões de consumo.

Quadro 10-4 - Impactes económicos na faturação dos consumidores nas fronteiras dos escalões de consumo para o ano gás 2021-2022

Fronteira	N.º Consumidores afetados	N.º Consumidores afetados (%)	Desconto médio por consumidor (€/ano)	Desconto médio por consumidor (%)	Desconto total do escalão (€/ano)	Peso dos descontos nas receitas do escalão (%)	
BP>	700 000	25	2,68%	-13 797	-6,3%	-344 919	-0,7%
BP>	1 000 000	32	3,43%	-20 524	-7,8%	-656 756	-3,9%
MP							
MP	2 000 000	2	0,21%	-5 655	-1,2%	-11 310	-0,02%

Quadro 10-5 - Impactes económicos na faturação dos consumidores nas fronteiras dos escalões de consumo com tarifas do ano gás 2020-2021

Fronteira	N.º Consumidores afetados	N.º Consumidores afetados (%)	Desconto médio por consumidor (€/ano)	Desconto médio por consumidor (%)	Desconto total do escalão (€/ano)	Peso dos descontos nas receitas do escalão (%)	
BP>	700 000	25	2,68%	-13 901	-6,4%	-347 535	-0,7%
BP>	1 000 000	32	3,43%	-20 770	-8,0%	-664 643	-4,0%
MP							
MP	2 000 000	2	0,21%	-5 700	-1,2%	-11 401	-0,02%

FONTE: ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2021-2021

- i. O CT regista que a proposta agora apresentada pela ERSE mantém as discontinuidades tarifárias nas fronteiras dos escalões de consumo face ao ano gás anterior.
- j. O CT realça o seu entendimento em pareceres anteriores de que a análise da discontinuidade tarifária das tarifas de acesso às redes nas fronteiras dos escalões de consumo, feita cumulativamente com o preço da componente energia adquirida em mercado, pode ser distorcida face ao peso relativo das componentes energia e acesso na fatura final paga pelos consumidores.
- k. O CT insta ERSE, uma vez mais, a prosseguir o caminho da otimização da discontinuidade tarifária nas fronteiras dos escalões de consumo, a fim de evitar o eventual benefício de consumidores menos eficientes, conforme tem vindo a ser solicitado por este Conselho.

B.12. TARIFA DE ENERGIA

- Nos termos do Regulamento Tarifário, a Tarifa de Energia (TE) que resulta da atividade regulada de compra e venda de gás natural, levada a cabo pelos Comercializadores de Último Recurso Grossista (CURG), deve refletir o custo previsto para a aquisição de gás, bem como o custo decorrente da utilização das infraestruturas da rede de gás, designadamente terminal de receção de GNL, armazenamento subterrâneo e termo de entrada do uso da rede de transporte. Acresce ainda o custo da constituição da reserva estratégica de gás natural nos termos do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto.
- Os custos de aquisição de gás natural dos CURR para fornecimento aos seus clientes, resultam diretamente dos custos suportados pelo CURG, que resultam dos mecanismos de aquisição previstos no quadro regulamentar;
- A TE aplicada pelos CURR é parte integrante das Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais (TTVCF), que inclui ainda a Tarifa de Acesso às Redes e a Tarifa de Comercialização. No quadro do processo de extinção das TTVCF, estas são exclusivamente aplicadas aos fornecimentos realizados pelos CURR em Baixa Pressão (BP);
- Tal como tem vindo a ser salientado pelo CT em diversos pareceres, o alinhamento entre o custo de energia refletido nas tarifas aplicadas pelos CURR e o custo de aprovisionamento no mercado grossista, constitui um ponto fundamental para o adequado funcionamento do mercado, motivo pelo qual acolheu com agrado a alteração ao RT que aprovou a criação de um mecanismo que possibilita a revisão trimestral da TE, nos termos do Regulamento nº 455/2020, de 8 de maio.
- No quadro da proposta de Tarifas e Preços para o ano gás 2021-2022, o CT constata o aumento de 1,5% do preço médio da TE para consumidores finais com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³, tendo por base de comparação o ano gás 2020-2021.

Figura 6-6 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas transitórias de energia e de comercialização aplicáveis a fornecimentos anuais ≤ 10 000 m³

Tarifa	Preço médio 2020-2021	Preço médio 2021-2022	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Energia transitória aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	17,29 €/MWh Receitas: 12 960 k€ Quantidades: 750 GWh	17,54 €/MWh Receitas: 12 555 k€ Quantidades: 716 GWh	1,5%	1,5%	0,0%
Tarifa de Comercialização aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	8,99 €/MWh Receitas: 6 740 k€ Quantidades: 750 GWh	9,44 €/MWh Receitas: 6 755 k€ Quantidades: 716 GWh	5,0%	6,1%	-1,1%

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

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

- f. De acordo com o documento relativo à Proposta de Proveitos, é possível concluir que o custo unitário de aquisição de gás natural considerado foi de 1,78771 cent€/kWh para o ano 2021 e 1,73318 cent€/kWh para o ano 2022, resultando, portanto, num preço médio ponderado de aproximadamente 1,74681 cent€/kWh que constitui a TE da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos CURR. Este valor inclui os custos unitários de utilização das infraestruturas de gás, o que remete para um custo de gás na sua vertente energia de 1,65986 cent€/kWh.
- g. Tendo em conta que o documento de Propostas e Tarifas e Preços de Gás para o ano gás 2021-2022 foi elaborado num contexto de incerteza e volatilidade dos mercados das principais *commodities* energéticas, considera o CT ser de extrema relevância a monitorização continuada dos custos de aprovisionamento de gás natural dos CURR.
- h. Adicionalmente, o CT reafirma o expresso em Pareceres anteriores quanto à necessidade da TE ser mantida num nível adequado, evitando-se que sejam criadas condições de "competitividade" da tarifa transitória face às ofertas comerciais existentes, o que funcionaria como desincentivo à desejada migração dos clientes ainda fornecidos pelos CURR para o regime de mercado.
- i. Face à possibilidade de realização de revisões trimestrais da TE, o CT recomenda que a ERSE mantenha uma monitorização atenta da evolução dos custos de aprovisionamento do gás natural.

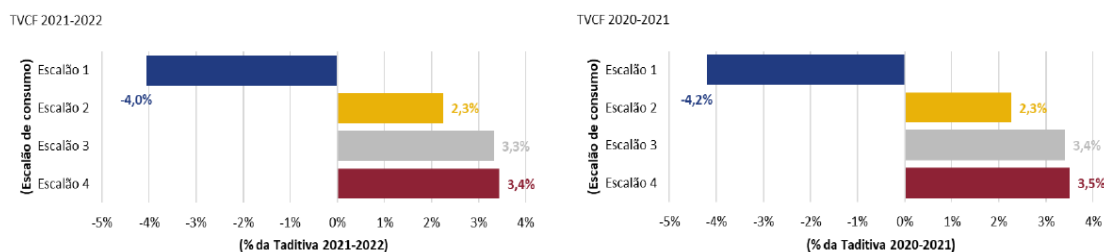
B.13. TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO

- a. A tarifa de comercialização (TC) da atividade regulada de comercialização de gás natural é aplicada pelos CURR aos seus clientes, refletindo custos de estrutura comercial, designadamente custos de gestão comercial, faturação e cobrança, sendo parte integrante das TTVCF.
- b. A TC é composta por dois termos tarifários, (i) fixo, expresso em €/dia e, (ii) e preço de energia, expresso em €/kWh. A estrutura da tarifa assenta numa lógica de custos médios de referência que sofrem um escalamento multiplicativo de forma a permitir recuperar os proveitos permitidos tendo em conta o n.º de clientes e a energia.
- c. A variação anual da TC para clientes do mercado regulado com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m³/ano, regista na proposta de tarifas e preço para 2021-2022 um aumento do preço médio de 5%.
- d. Os proveitos da atividade de comercialização de último recurso retalhista registam um aumento de 15% de 2020-2021 para 2021-2022, devido essencialmente à redução do montante de ajustamentos incorporados relativos a anos anteriores (s-1 e s-2, num total de 1.644 mil €).
- e. A parcela de proveitos a recuperar através de transferências para a UGSI aumenta de 1.258 mil € para 2.527 mil €, permitindo uma ligeira redução dos proveitos a recuperar pela aplicação direta da tarifa de comercialização pelos CURR.
- f. No segmento <10 mil m³, regista-se ainda assim um ligeiro aumento do valor a recuperar, de 0,2%, a diluir por um volume inferior (716 GWh contra 705 GWh no ano gás 2020-2021, equivalente a uma variação de -4,5%). São estes efeitos que conjugados conduzem a um aumento da tarifa de 6,1%.

B.14. ANÁLISE DA CONVERGÊNCIA DAS TTVCF PARA A TARIFA ADITIVA, PARA CONSUMOS ANUAIS INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 M³

- No enquadramento legal do SNG está estabelecido o princípio da estabilidade tarifária, ou seja, da “proteção dos clientes face à evolução das tarifas, através de um mecanismo de convergência para as tarifas aditivas”.
- A convergência para as tarifas aditivas tem sido implementada gradualmente, para atender aos impactes tarifários nos clientes dos CURR. Apesar de se ter alcançado a uniformidade tarifária em território nacional verifica-se que as TTVCF ainda não são aditivas em todos os escalões de consumo.
- Para o ano gás 2021-2022, a ERSE decidiu considerar que a convergência para a tarifa aditiva dos vários escalões estaria limitada a uma variação máxima de preços em 9% acima da variação tarifária média.

Figura 13-1 - Distância das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para a tarifa aditiva



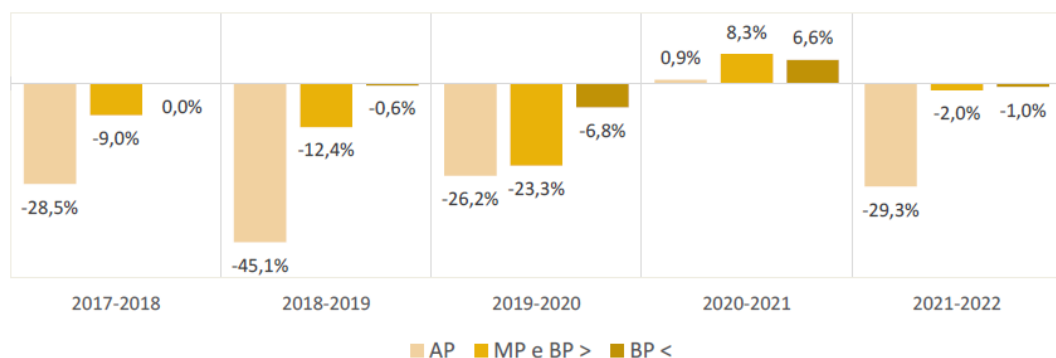
FONTE: ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2021-2022

- Apesar de reconhecer uma aproximação entre a tarifa aditiva transitória e a tarifa transitória efetivamente estabelecida, o CT não pode deixar de manifestar, tal como em pareceres anteriores, a sua preocupação relativamente à aplicação deste mecanismo de estabilidade, em especial no que concerne às distorções tarifárias que protegem o escalão 1 da BP < em detrimento dos outros escalões tarifários de BP <, em que a maioria dos clientes são também domésticos.

B.15. EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

- A proposta de tarifas da ERSE para o ano gás 2021-2022 mostra uma redução significativa das tarifas de acesso às redes a suportar pelos clientes e com variações muito díspares por nível de pressão.

Figura 0-2 - Evolução das variações tarifárias das tarifas de Acesso às Redes



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

- b. Esta variação das TAR por nível de pressão está muito associada à aditividade tarifária e à variação das tarifas por atividade associadas com o uso das redes de transporte e de distribuição, com a operação logística de mudança de comercializador (OLMC) e com a gestão global do sistema. O quadro seguinte mostra essa variação tarifária:

Quadro 0-5 - Variação tarifária das tarifas por atividade

Tarifas por atividade	Variação tarifária 2021-2022/2020-2021
Infra-estruturas de Alta Pressão	
Tarifa de Uso do Terminal de GNL	-33,5%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	-28,1%
Acesso às Redes e Gestão Global do Sistema	
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	-14,2%
Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	-12,9%
Tarifa de Uso Global do Sistema	-40,3%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	-0,2%

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

- c. É de salientar a descida de todas as tarifas por atividade de uma forma geral e em especial a relativa ao Uso Global do Sistema (40,3%) e ao uso das infraestruturas de Alta pressão, nomeadamente Uso do Terminal de GNL (33,5%) e Uso do Armazenamento Subterrâneo (28,1%).
- d. O quadro seguinte evidencia os impactos no preço médio das TAR, por tipo de cliente. A proposta da ERSE parece indicar que todas as tarifas de acesso sofrem uma redução do seu valor para todos os tipos de clientes.

Figura 6-7 - Receitas, quantidades e preços médios associados às tarifas de Acesso às Redes, por tipo de cliente ³⁸

Tarifa de Acesso às Redes	Tarifas 2020-2021, consumos 2020-2021	Tarifas 2021-2022, consumos 2021-2022	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Centros eletroprodutores	0,87 €/MWh Receitas: 15 467 k€ Quantidades: 17 689 GWh	0,67 €/MWh Receitas: 17 472 k€ Quantidades: 26 111 GWh	-23,5%	-34,3%	16,4%
Clientes em Alta Pressão	0,72 €/MWh Receitas: 12 528 k€ Quantidades: 17 316 GWh	0,53 €/MWh Receitas: 7 639 k€ Quantidades: 14 498 GWh	-27,2%	-29,3%	3,0%
Clientes em Média Pressão	2,62 €/MWh Receitas: 46 548 k€ Quantidades: 17 780 GWh	2,47 €/MWh Receitas: 42 939 k€ Quantidades: 17 415 GWh	-5,8%	-3,2%	-2,7%
Clientes em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m ³	11,54 €/MWh Receitas: 46 865 k€ Quantidades: 4 060 GWh	11,31 €/MWh Receitas: 46 290 k€ Quantidades: 4 093 GWh	-2,0%	-0,9%	-1,2%
Clientes em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	32,14 €/MWh Receitas: 138 147 k€ Quantidades: 4 298 GWh	31,83 €/MWh Receitas: 137 550 k€ Quantidades: 4 321 GWh	-1,0%	-1,0%	0,1%

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

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

- e. No entanto, e como demonstrado acima no ponto “B.9. - Limiar de consumo e demais características para aplicação de tarifas de acesso às redes opcionais em média pressão e em baixa pressão>”, face à alteração da metodologia de cálculos da modulação, os clientes que se encontram nesta tarifa registam, neste ano gás 2021/22, um aumento significativo das suas tarifas.
- f. O CT insta a ERSE a repensar a alteração da metodologia assente em valor teórico para valor real, adequando a fórmula em conformidade para garantir a consistência temporal deste mecanismo, em momento tão delicado para a economia nacional devido aos efeitos da pandemia e com um reflexo claro na competitividade da sua indústria.

C. PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA O ANO GÁS 2020-2021 DAS EMPRESAS REGULADAS DO SETOR DO GÁS

PONTO PRÉVIO - REVISÃO EXTRAORDINÁRIA DAS BASES DE CUSTOS⁹

- a. O CT tomou conhecimento da proposta da ERSE de revisão extraordinária das bases de custos dos operadores da rede de distribuição e comercializadores de último recurso retalhistas, para o período regulatório de 2020 a 2023, ditada pelas auditorias realizadas ou em curso desde 2019.
- b. A ERSE faz notar a complexidade e detalhe da informação enviada pelas empresas, pelo que os valores finais dos proveitos permitidos às empresas objeto de auditorias poderão ser diferentes dos apresentados na presente Proposta.
- c. O CT recomenda a realização com maior frequência deste tipo de auditorias, garantindo subsequentemente a aplicação integral das consequências das suas conclusões.

C.1. PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS

- a. As tarifas de gás são aplicadas no período compreendido entre 1 de outubro do ano civil (s) e 30 de setembro do ano civil (s+1). Por esta razão a determinação dos proveitos para efeito de cálculo de tarifas em ano gás é também calculada na proporção de 0,25 dos proveitos permitidos do ano s e de 0,75 dos proveitos permitidos do ano s+1.
- b. Os pressupostos, as metodologias e os cálculos que sustentam os parâmetros regulatórios definidos para o corrente período regulatório, 2020-2023, encontram-se no documento “Parâmetros de regulação para o período 2020 a 2023”, de maio de 2019.
- c. O Quadro 2-6 resume os fatores de eficiência a aplicar às atividades reguladas por incentivos nos 2 últimos períodos regulatórios e no período regulatório em curso (2020-2023):

⁹ Ponto 4.5.2.2. do documento “Proposta de Proveitos Permitidos e Ajustamentos para o ano gás 2021-2022 das Empresas Reguladas do setor do gás”

Quadro 2-6 - 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

- d. O Quadro 2-7 apresenta as taxas de remuneração consideradas no cálculo dos proveitos permitidos:

Quadro 2-7 – Taxas de remuneração dos ativos regulados

	Taxa 2019	Taxa 2020	Taxa estimada 2021	Taxa prevista 2022
Alta Pressão	5,40%	4,56%	4,50%	4,50%
Média e Baixa Pressão	5,70%	4,76%	4,70%	4,70%
Taxa de remuneração implícita no cálculo da parcela de TOTEX da atividade de OLMC	4,40%	4,40%	4,40%	4,40%

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

- e. Aos proveitos permitidos que resultam do modelo regulatório de cada atividade há que adicionar os ajustamentos definitivos do ano s-2 e, eventualmente, o provisório de s-1.
- f. Os ajustamentos a repercutir no ano gás 2021-2022 dos operadores das infraestruturas são determinados essencialmente a partir dos desvios entre a procura de gás do ano 2019 versus os valores estimados, bem como na melhor estimativa do ano 2020 baseada nos dados disponíveis à data de emissão da Proposta.
- g. No caso dos CURR os desvios resultam da diferença entre o consumo e número de consumidores no mercado regulado relativamente ao estimado e ao desvio da realidade decorrente dos fluxos associados à atividade tarifária, e no CURG o desvio do custo de energia.
- h. O quadro seguinte permite comparar os proveitos a recuperar por atividade subjacentes ao cálculo das tarifas de 2020-2021 com os da proposta de tarifas 2021-2022, segmentados por atividade com os respetivos ajustamentos e mecanismos de atenuação de desvios atualmente em vigor.

CONSELHO TARIFÁRIO

Unid. M€	tarifas 2020-2021	tarifas 2020-2021	Variação	
Terminal	38,2	37,8		
Armazenagem	18,2	17,8		
Transporte (exclui transporte rodovia)	64,6	64,3		
Gestão Global do Sistema (exclui ERSE)	10,3	8,1		
OLMC	0,5	0,4		
Distribuição	206,9	206,6		
Acesso às redes	338,7	334,9	-3,8	-1,1%
CUR G (energia)	15,8	14,8		
Curr (comercialização)	10,2	9,8		
Proveitos permitidos Regulados	364,6	359,4	-5,2	-1,4%
GLUAG	0,3	0,3		
ERSE	4,5	4,9		
Transporte de GNL por rodovia	5,4	4,9		
Tarifa social	-0,8	0,0		
PPEC		0,6		
Custos pass through	9,3	10,8	1,4	15,3%
Ajust t-1	-8,5	-12,5		
Ajust t-2	-9,6	-16,0		
Ajustamentos	-18,1	-28,5	-10,4	57,4%
Diferimento intertemporal	-25,3	-9,8		
Mecanismo atenuação dos desvios tarifários				
Terminal	4,2	0,0		
Armazenagem	-4,2	0,0		
Proveitos da atribuição de capacidade				
Terminal		-10,4		
Transporte		-6,1		
Outros	-25,3	-26,3	-0,9	3,6%
Total proveitos a recuperar com as tarifas	330,5	315,4	-15,1	-4,6%

FONTE: PROPOSTA DE PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA O ANO GÁS 2021-2022, PP 60, 62, 86, 93, 105, 112, 131, 133, 134, 293, 298, 299

- i. Da análise do quadro o CT constata que relativamente aos valores considerados para o ano gás 2020/2021, o total de proveitos permitidos a recuperar com as tarifas apresentam um decréscimo de 15,1 M€ (-4,6%):
- Os proveitos permitidos das atividades reguladas apresentam um decréscimo de cerca de 3,8 M€ (-1,2%), como consequência da aplicação dos parâmetros regulatórios em vigor.
 - Os custos *pass through* sofrem um acréscimo de 15,3% para o qual contribui a inclusão pela primeira vez no setor do gás de custos com o Plano de Promoção de Eficiência no Consumo, no montante de 0,6 M€.
 - Os ajustamentos a devolver às tarifas tiveram um aumento de 10,4 M€ (57,4%) contribuindo para o decréscimo das tarifas.
 - O mecanismo intertemporal dos desvios de procura na atividade de transporte no presente exercício tarifário voltou a ser ativado, no sentido de aumento dos proveitos a recuperar pelas tarifas, com um montante de 10,7 milhões de euros a incorporar nos proveitos do ano gás 2021-2022. O valor 9,8 M€ incorpora as anuidades dos diferimentos referente aos anos gás de 2018-2019 e 2019-2020 num total de 20,5 M€.
 - O mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários previsto para atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e da atividade de Armazenamento Subterrâneo, não foi ativado, pela primeira vez desde a sua criação. A ERSE justifica esta decisão tendo em conta a análise das vantagens e dos constrangimentos associados a este mecanismo, e face à evolução verificada e prospetivada para os proveitos a recuperar destas atividades.

- 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, não tendo sido acionado o mecanismo criado para o efeito na última revisão regulamentar.
- j. O CT reconhece o esforço conjunto do regulador e das empresas na otimização do valor base dos proveitos permitidos, que se tem traduzido numa redução sistemática, o que sinaliza eficiência, sustentabilidade e compromisso destas entidades para com os consumidores. Anota-se igualmente a resposta positiva dos operadores para com as metas definidas pela ERSE.
- k. O CT não pode deixar de sublinhar o aumento do consumo face às previsões, de que decorrem desvios tarifários a devolver às tarifas pelos operadores. A volatilidade dos consumos do setor elétrico, sinalizada no ponto deste Parecer relativo à Estimativa de Procura, e as circunstâncias associadas à atual crise sanitária, aconselham a alguma preparação no sentido de as tarifas poderem vir a ter variações significativas nos próximos anos, para refletirem os desvios de recuperação de proveitos.

C.2. PROVEITOS PERMITIDOS DO OPERADOR DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL E DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE DE GÁS

- a. Os prémios de leilão da atribuição da capacidade das infraestruturas, em situação de congestionamento, nos termos previstos no Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações (RARII), não foram considerados para efeitos de cálculo dos ajustamentos provisórios de 2020, uma vez que o RT em vigor, na altura em que foram calculados os proveitos permitidos para o ano de 2020, previa apenas que os montantes recebidos referentes a prémios de leilão no ano civil s-2, fossem revertidos às tarifas no ano gás t. Assim, as receitas de prémios de leilão, recebidas no ano de 2020, apenas serão consideradas no cálculo dos proveitos permitidos do ano gás 2022-2023, em sede de ajustamentos do ano civil 2020.
- b. Relativamente às receitas recebidas em 2021, tendo em conta a fórmula de cálculo dos proveitos permitidos foi considerado no ano gás 2021-2022, 25% do valor recebido.
- c. O CT regista que o mecanismo de diferimento intertemporal do reconhecimento tarifário das receitas resultantes da aplicação de prémios de leilões de capacidade das infraestruturas introduzido na recente revisão regulamentar não foi aplicado.

C.3. PROVEITOS DOS OPERADORES DE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS

- a. O CT tomou nota da decisão da ERSE de não fazer refletir nos proveitos permitidos do ano gás 2021-2022 o valor do ajustamento provisório referentes ao ano civil 2020 (s-1), justificando tal decisão no impacto tarifário que os montantes teriam nos proveitos permitidos da atividade.

C.4. PROVEITOS DO OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

- a. O CT alerta para o facto de que os valores que constam do quadro 3.3 dos proveitos permitidos do OLMC s/ ajustamento não coincidirem com os valores do quadro 4.34.

C.5. PROVEITOS DOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS

- a. Face ao ano gás 2020-2021, os proveitos a recuperar da atividade de distribuição de gás apresentam uma variação de -0,4%, sendo que essa redução se deve essencialmente à diminuição da componente de custos de exploração aceites pela ERSE para o ano gás 2021-2022.
- b. De facto, constata-se uma redução do nível dos proveitos permitidos da atividade de distribuição para o ano gás 2021-2022 face ao ano anterior de -0,1%, resultante da redução da parcela de custos

com capital em linha com a redução da taxa de remuneração do ativo fixo. De acordo com a ERSE, regista-se igualmente uma redução da componente do OPEX, em parte, justificada pela revisão das bases de custos.

Quadro 4-25 - Proveitos da atividade de Distribuição de gás

Unidade: 10³ EUR

		Tarifas 2020-2021	Tarifas 2021-2022	Variação 2020-2021/ 2021-2022
A=B+(C*D)	Custos com capital afetos a esta atividade, previstos para o ano gás t	135 682	135 816	0%
B	Amortizações do ativo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos ativos 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	71 177	70 776	-0,6%
F	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás t-2, do operador da rede de distribuição k, aceites pela ERSE	0	0	
H=A+E+F	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de gás, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s	206 859	206 595	-0,1%
I	Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP do operador da rede de distribuição k previstos para o ano gás t	6 046	5 137	-15,0%
J	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da atividade de Distribuição do ORD para o ano s-1	0	0	-
K	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da atividade de Distribuição de gás, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	-4 473	-2 983	-33,3%
L=H-I-J-K	Proveitos a recuperar da atividade de Distribuição de gás, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados nos anos s-2 e s-1	205 287	204 442	-0,4%
	Proveitos unitários por unidade distribuída (€/MWh)	7,853	7,910	0,7%

FONTE: PROPOSTA PROVEITOS E AJUSTAMENTOS PARA O ANO GÁS 2021-2022

- c. No que respeita à atividade de distribuição de gás para o ano gás 2021-2022, cujo valor é recuperado por via da aplicação da tarifa de URD, os ajustamentos são neste período a favor das empresas, aumentando assim o valor dos proveitos a recuperar pela tarifa de URD.
- d. Como se pode verificar no quadro anterior, os ajustamentos do ano de 2019 foram a favor das empresas na ordem dos 2,9 milhões de euros. Importa realçar que o ano de 2019 não foi alvo de qualquer ajustamento provisório no ano gás 2020-2021, no que se refere à atividade de distribuição.
- e. O CT reconhece a dificuldade de previsão da evolução de todas as variáveis do sistema tarifário, especialmente no que ao consumo diz respeito em períodos atípicos como o que temos vivido.
- f. O CT regista que, mais uma vez, a ERSE optou por não incluir o ajustamento provisório de S-1 no cálculo dos proveitos permitidos, tendo-o estimado em 7 milhões de euros, a favor das empresas. No documento, a ERSE justifica a não inclusão deste montante pela aplicação do n.º 9 do artigo 113º do RT. Apesar de previsto no RT, a ERSE deve garantir que estes montantes não devolvidos às empresas, não condicionam o seu equilíbrio económico-financeiro.
- g. Não se colocando em causa a legitimidade desta decisão, o CT deixa, contudo, a nota de que deverá ser evitada alguma opção assimétrica sistemática, com consideração dos ajustamentos de (s-1) nos casos em que tal leve a devoluções à tarifa, e não incorporação no caso contrário, pela instabilidade tarifária potencialmente daí decorrente.

C.6. PROVEITOS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO GROSSISTA

- a. O CT nota que se mantém uma situação de não reconhecimento dos custos associados a todas as atividades da Comercialização de Último Recurso Grossista.
- b. Com efeito, no cálculo dos proveitos permitidos desta atividade, a ERSE apenas reconhece os custos da compra de gás, que lhe são repassados pelo Comercializador do SNG, função que é exercida sem qualquer margem comercial, e os associados à atividade de GL-UAG.
- c. Continuam, assim, por reconhecer os gastos incorridos pelo CURG que não se enquadram nas funções anteriores, correspondentes à gestão contratual dos contratos de compra e venda de gás celebrados com os comercializadores de último recurso retalhista, não obstante corresponderem ao core da sua atividade regulada.

C.7. PROVEITOS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

- a. No que respeita à atividade de Comercialização de Último Recurso Retalhista, o CT reafirma a necessidade de monitorizar eventuais desequilíbrios financeiros gerados nos comercializadores por via da contínua migração de clientes para o mercado livre, associada às exigências crescentes a nível da qualidade de serviço e outras obrigações regulamentares, fiscais e legais.
- b. Em particular o CT alerta para o crescente peso dos custos fixos desta atividade na estrutura de custos das empresas, cuja recuperação poderá ficar potencialmente em risco face à evolução decrescente da atividade.

D. PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS A VIGORAREM EM 2021-2022 E CUSTO MÁXIMO PARA O TRANSPORTE DE GNL POR CAMIÃO-CISTERNA

D.1. PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS A VIGORAREM EM 2021-2022

- a. Nos termos fixados no RRC, a ERSE fixa anualmente os preços dos serviços regulados a prestar pelos ORD e pelos CURR, tendo por base a proposta apresentada pelas entidades reguladas. Estes preços são aplicáveis aos seguintes serviços:
 - Serviços de Interrupção e de Restabelecimento do Fornecimento (ORD);
 - Leitura Extraordinária (ORD);
 - Quantia mínima a pagar em caso de mora (CURR).
- b. Adicionalmente, o RRC estabelece que a ERSE deverá aprovar anualmente, também mediante proposta apresentada pelos operadores de rede, os seguintes parâmetros:
 - Encargos com a rede a construir;
 - Valores de referência, a considerar para efeitos tarifários, referentes aos custos com a integração nas redes de polos de consumo existentes;
 - Fatores a considerar no cálculo do sobrecurso 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 m³ (n).
- c. Relativamente aos serviços a prestar pelas empresas reguladas, para a Proposta de Tarifas e Preços de Gás para o Ano Gás 2021-2022, apenas a Sonorgás, na qualidade de ORD e CURR, apresentou à

ERSE uma proposta de manutenção dos preços dos serviços regulados. Os restantes ORD e CURR não apresentaram qualquer proposta neste âmbito.

- d. A ERSE, na sua proposta de tarifas, considera adequada a manutenção, no ano gás 2021-2022, dos preços dos serviços regulados que estão em vigor no ano gás em curso, tendo em consideração, por um lado, a situação socioeconómica derivada da pandemia COVID-19, e, por outro, a convergência verificada no passado relativamente aos custos reais destes serviços.
- e. O CT concorda com a proposta pela ERSE, considerando os valores adequados aos fins previstos na regulamentação.

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

- a. Os custos de transporte rodoviário de GNL, por camião-cisterna, para unidades autónomas de gás natural (UAG), privadas ou públicas, são suportados pelo operador da rede de transporte (ORT), tendo por base um regime de custo máximo, deduzido a partir de uma análise por perequação dos contratos celebrados com os transportadores. Esses custos são recuperados através da aplicação das tarifas de rede, quer aos consumidores abastecidos pela RNTGN, quer para os consumidores abastecidos a partir de uma UAG, de forma a garantir uma partilha solidária de custos, numa lógica nacional.
- b. Este meio de transporte tem assegurado o abastecimento de GN a áreas remotas, onde o abastecimento através de uma infraestrutura de rede, suportada na RNTGN, não seria competitivo.
- c. No que respeita à evolução das quantidades e custos de transporte de GNL, verifica-se, no quadro abaixo, que há um aumento, face a 2019, do número de UAG (+8%) e do total de energia transportada (+2%).
- d. O quadro abaixo permite também concluir que o mecanismo de preço máximo reduziu em cerca de 3% o valor do custo a incluir, em 2020, na atividade de transporte, sendo que a proporção do custo coberto varia consoante o comercializador, situando-se entre 85% e 100%.

Quadro 5-1 – Evolução das quantidades e custos de transporte de GNL

	N.º de UAG abastecidas	N.º de cisternas carregadas	Total de energia transportada (MWh)	Custo total (€)	Custo aceite (€)
2009-2010	30	2037	625 676	1 919 960	1 919 960
2010-2011	34	2331	705 502	2 180 523	2 180 523
2011-2012	36	2526	761 215	2 334 632	2 334 632
2012-2013	43	2648	808 713	2 537 760	2 537 760
2013	50	3237	987 285	2 901 132	2 861 106
2014	56	3361	1 021 545	3 123 536	2 870 964
2015	64	3271	966 873	2 756 575	2 670 428
2016	64	3497	1 039 386	3 205 071	3 016 395
2017	68	3806	1 140 376	3 404 915	3 220 621
2018	84	4672	1 391 256	4 037 341	3 861 732
2019	95	4985	1 481 459	4 499 206	4 199 300
2020	103	5040	1 512 009	4 970 100	4 813 862

Nota: valores sem IVA; não consideradas as cargas para a UAG Socorridos.

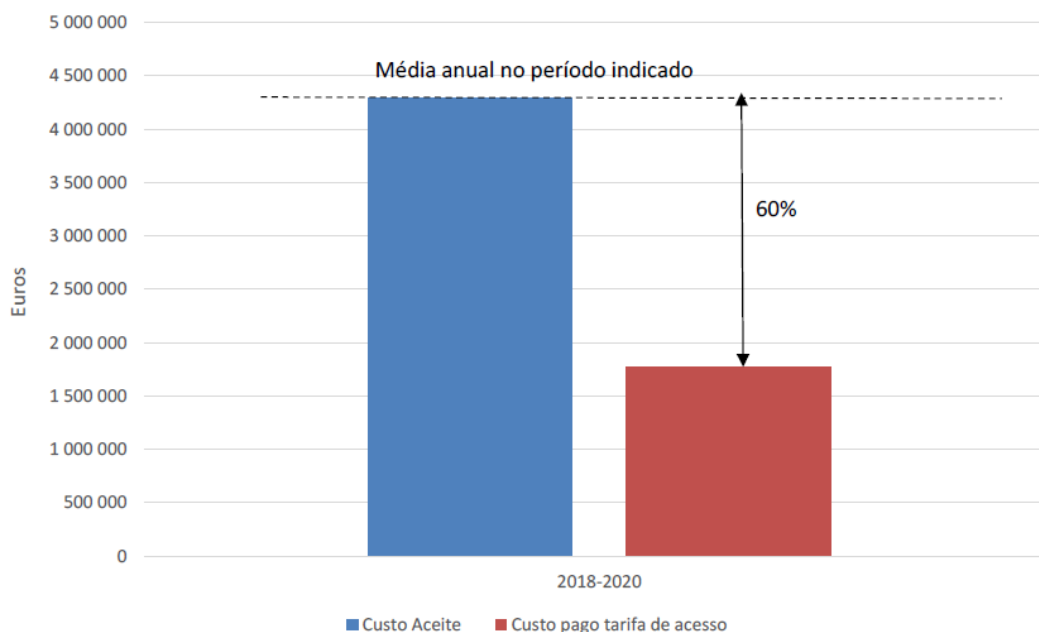
FONTE: PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS PARA O ANO GÁS 2021-2022

- e. Quanto aos custos desta forma de abastecimento, o sobrecusto do abastecimento das UAG, definido como a diferença entre o valor do preço contratual de transporte rodoviário de GNL e o valor obtido

pela aplicação das tarifas de acesso às redes, é apresentado na proposta de tarifas para o valor médio 2018-2020 como se identifica no gráfico abaixo.

- f. Relativamente ao período 2018-2020, verifica-se um aumento do sobrecusto, justificado pelo aumento do custo de transporte em cisterna e pela diminuição da tarifa de acesso.

Figura 5-1 – Custo aceite com transporte de GNL em cisterna e custo com a tarifa de acesso



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






- g. O CT destaca também que, de acordo com a informação prestada pela ERSE, foram estabelecidos novos contratos de transporte de GNL e iniciou-se o transporte por ferrovia, como forma de complemento ao transporte por rodovia, o que contribui para a segurança de abastecimento.
- h. Na sequência de uma anterior recomendação do CT, a ERSE procedeu à alteração da fórmula, e respetivos parâmetros, para cálculo do custo máximo do transporte. Esta alteração ocorreu no ano gás 2019-2020, destacando-se que, desde outubro de 2020, não se verifica a existência de sobrecusto.
- i. A ERSE propõe manter a mesma metodologia e parâmetros para o ano gás 2021-2022, seguindo a proposta do ORT e tendo como pressuposto que não existem previsões de aumentos dos custos de transporte.
- j. O CT considera que a manutenção da metodologia e parâmetros é uma solução adequada.






E. MERCADO LIVRE

E.1. PROCESSO DE EXTINÇÃO DAS TTVCF

- a. A Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, estendeu a prorrogação do prazo para a extinção das tarifas transitórias aos fornecimentos de gás natural em BP, com consumos anuais iguais ou inferiores a 10 000 m³, para 31 de dezembro de 2025. Do mesmo modo, esta Portaria prorrogou a data de extinção das tarifas transitórias para o segmento BP> até 31 de dezembro de 2022.

- b. De acordo com o último Boletim do Mercado Liberalizado do Gás Natural relativo a janeiro de 2021, o mercado regulado representa cerca de 16% do número total de clientes, ou seja, cerca de 245 mil clientes, e cerca de 2% do consumo de gás natural em Portugal.
- c. Adicionalmente, importa referir que, de acordo com o Boletim das Ofertas Comerciais de Gás Natural publicado pela ERSE, referente ao 1º trimestre de 2021, existem atualmente entre 3 e 6 comercializadores em mercado livre que apresentam um preço mais competitivo do que a tarifa regulada, o que corresponde a uma poupança anual significativa face à tarifa transitória:

		Poupança anual da oferta mais competitiva face ao Mercado Regulado		
				
Gás natural		48 €	45 €	36 €
Dual		71 €	96 €	217 €

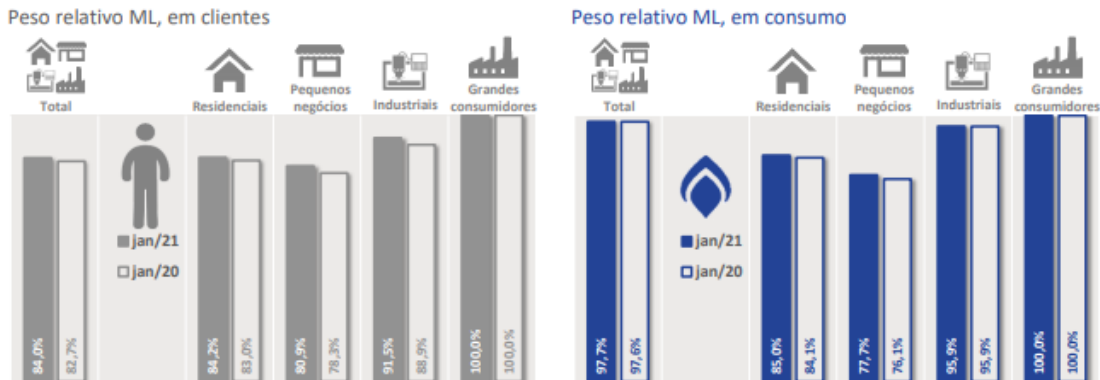
		Comercializadores com ofertas mais competitivas do que a Tarifa Regulada		
				
Gás natural		6	5	3
Dual		4	4	4

FONTE: BOLETIM DAS OFERTAS COMERCIAIS DE ELETRICIDADE – 1º TRIMESTRE DE 2021

- d. O CT reconhece a importância do aprofundamento do mercado livre e, por esse motivo, recomenda que a ERSE mantenha o seu foco na transmissão de mensagens claras e informativas ao mercado, nomeadamente sobre a coexistência entre mercado regulado e mercado livre, a existência de simuladores, bem com outras matérias capazes de aumentar o desejável nível de literacia energética dos consumidores.
- e. Tendo em consideração a recente atualização da vigência das tarifas transitórias, e observando-se uma estabilização da dimensão do mercado regulado, o CT recomenda que a ERSE continue a monitorizar uma adequada transição dos clientes em mercado regulado para o mercado liberalizado, salvaguardando os interesses dos consumidores e assegurando o adequado equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso.

E.2. EVOLUÇÃO DO MERCADO LIVRE (ML)

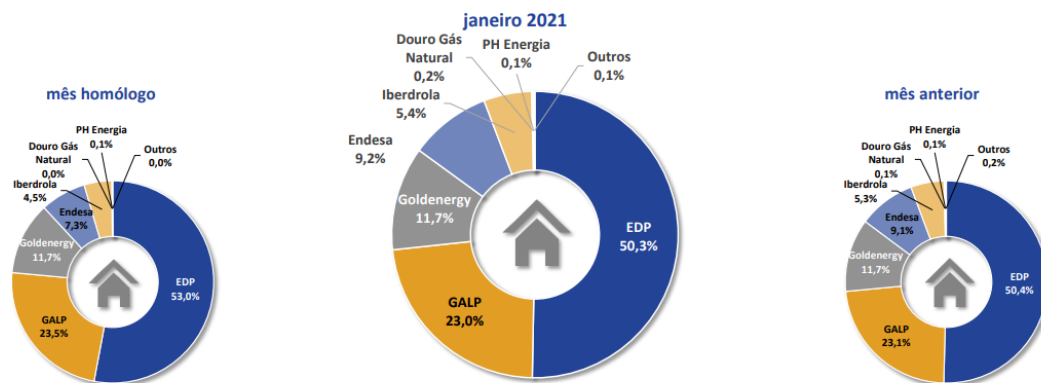
- a. De acordo com o último Relatório do Mercado Liberalizado de Gás Natural publicado pela ERSE relativo ao mês de janeiro de 2021, em termos absolutos, o número acumulado de clientes em mercado livre ascende a 1.283.690 (cerca de 84% do número total de clientes), representando o seu consumo cerca de 98% do consumo total.
- b. De referir que a grande maioria dos clientes já optaram por um comercializador em mercado livre, conforme se pode verificar na tabela abaixo:



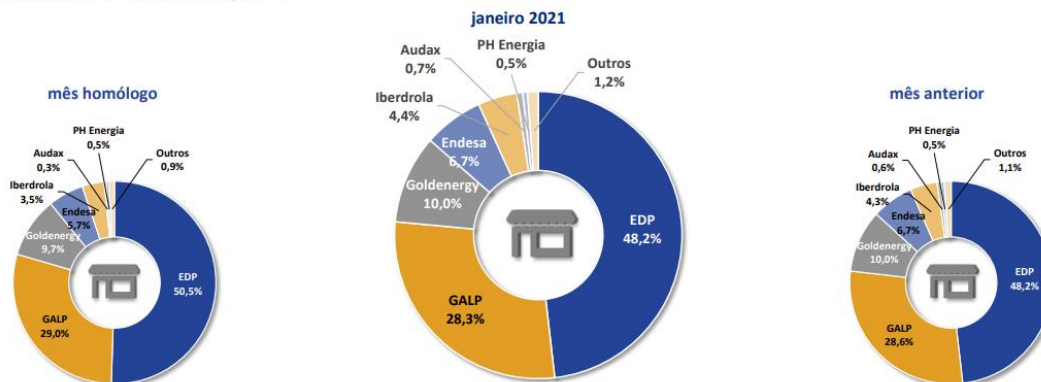
FONTE: BOLETIM SOBRE LIBERALIZAÇÃO DO MERCADO DE GÁS NATURAL DA ERSE RELATIVO A JANEIRO DE 2021

- c. Importa também destacar que os indicadores demonstram uma reduzida diminuição da concentração de mercado ao longo do tempo:

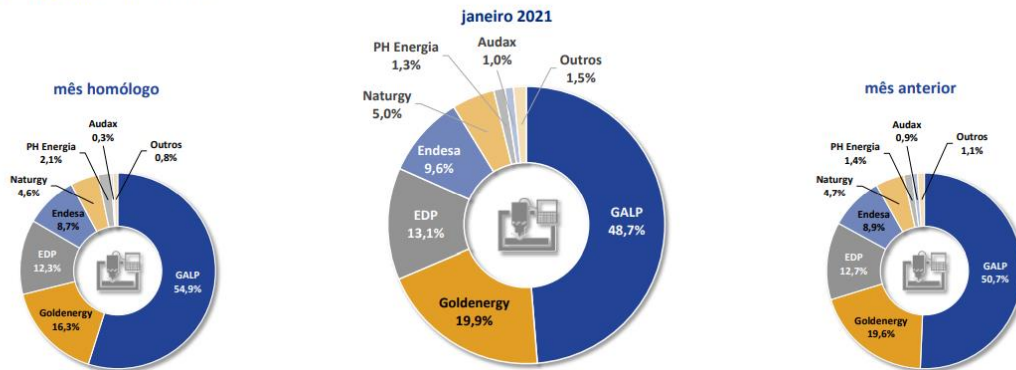
 Quota de mercado em consumo abastecido - Residenciais



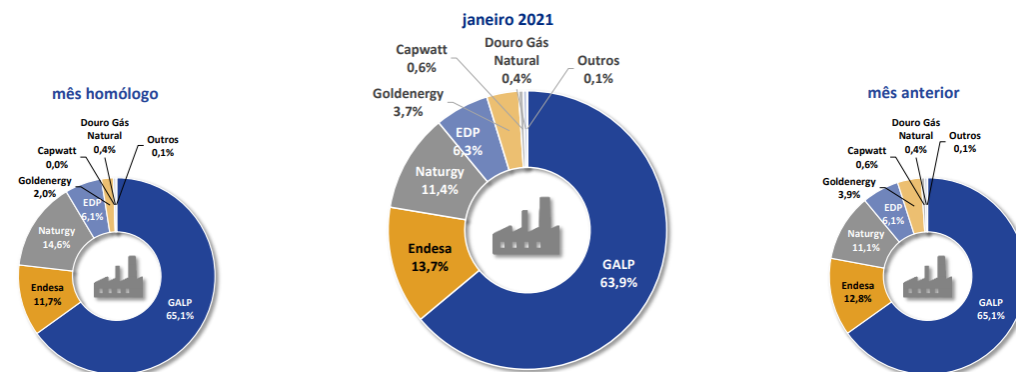
 Quota de mercado em consumo abastecido - Pequenos negócios



**Quota de mercado em consumo
abastecido - Industriais**



**Quota de mercado em consumo
abastecido - Grandes consumidores**



FONTE: BOLETIM SOBRE LIBERALIZAÇÃO DO MERCADO DE GÁS NATURAL DA ERSE RELATIVO A JANEIRO DE 2021

- d. Nesse sentido, o CT reconhece ser fundamental o acompanhamento da evolução do número de consumidores no mercado livre, bem como promover o esclarecimento e a capacitação dos consumidores, nomeadamente, relativamente à existência de simuladores que lhes permitem avaliar as várias ofertas comerciais disponíveis.

F. TARIFA SOCIAL

F.1. TARIFA SOCIAL NO SETOR DO GÁS

- a. A tarifa social de gás natural foi criada pelo Decreto-lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, tendo como objetivo proteger os consumidores economicamente vulneráveis, garantindo-lhes o acesso a um bem essencial, como é o fornecimento de gás natural, independentemente do seu prestador e consiste num desconto na tarifa de acesso às redes em baixa pressão, aprovado por Despacho do membro do Governo responsável pela área da energia.
- b. Por força do disposto no Decreto-lei n.º 100/2020, de 26 de novembro, que alterou o supracitado diploma, alargando o universo de beneficiários, passaram a poder beneficiar da tarifa social todos os consumidores que, cumulativamente, reúnam as seguintes condições:
- Se encontrem a receber da Segurança Social um dos seguintes apoios:
 - Complemento solidário para idosos;
 - Rendimento social de inserção;

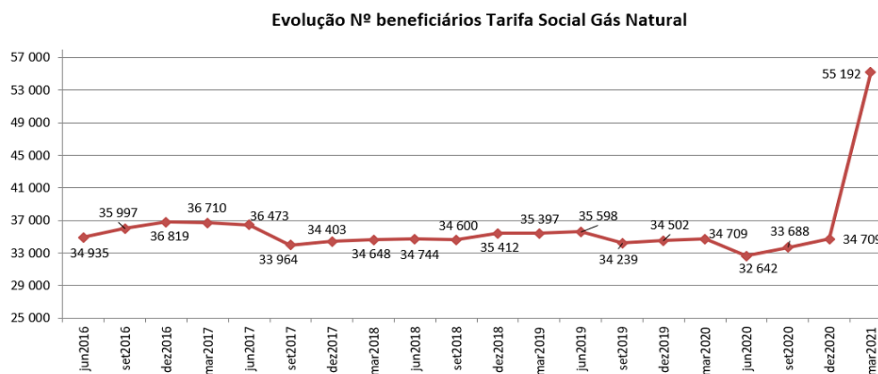
- **Prestações de desemprego;**
 - Abono de família (primeiro escalão);
 - **Pensão social de invalidez do regime especial de proteção na invalidez ou do complemento da prestação social para a inclusão, e**
 - Sejam titulares de um contrato de fornecimento de gás natural, com consumo destinado exclusivamente a uso doméstico em habitação permanente, integrando escalões de consumo anual inferior ou igual a 500 m3.
- c. A Lei nº 7-A/2016, de 30 de março, que aprovou o Orçamento do Estado para 2016, veio alterar o Decreto-Lei nº 138-A/2010 e o Decreto-Lei nº 101/2011 determinando, no seu art.º 121º, que “os descontos sociais existentes para o acesso ao serviço essencial de fornecimento de energia elétrica e de gás natural são redesenhados, com vista à definição de um modelo único e automático”.
- d. O acesso ao benefício da tarifa social de energia elétrica e de gás natural passou, assim, a ser realizado através de um mecanismo de reconhecimento automático, com efeitos a partir de 1 de julho de 2016, centralizado na Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG).
- e. O membro do Governo responsável pela área da energia aprovou, através do Despacho N.º 3163/2021, de 24 de março, o desconto da tarifa social de gás natural aplicável a partir de 1 de outubro de 2021 até 30 de setembro de 2022, correspondendo a um desconto de 31,2 % sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais, excluído o IVA, demais impostos, contribuições, taxas e juros de mora que sejam aplicáveis.
- f. O CT reitera o entendimento expresso no parecer anterior no sentido de ser pertinente refletir sobre a possibilidade/viabilidade de tornar o acesso à tarifa social de gás natural menos rígido, nomeadamente através da inclusão de mais escalões de Abono de Família.
- g. Conforme apresentado no Quadro 3-59, cerca de 33 mil clientes beneficiavam de tarifa social de gás natural no final do 4.º trimestre de 2020, representando um decréscimo de 7,8% em relação ao trimestre homólogo, e um acréscimo de 0,2% em relação ao trimestre anterior. Para o ano gás 2021-2022 a ERSE prevê que cerca de 35 mil clientes continuarão a beneficiar de tarifa social de gás natural, previsão por defeito, como adiante se demonstra:

Quadro 3-59 - Evolução clientes beneficiários da tarifa social de gás

	T1 2018	T2 2018	T3 2018	T4 2018	T1 2019	T2 2019	T3 2019	T4 2019	T1 2020	T2 2020	T3 2020	T4 2020	Variação T42020/T42019	Variação T42020/T32020
Mercado Regulado	3 360	3 292	3 234	3 019	3 013	2 945	2 894	2 734	2 574	2 555	2 330	2 342	-14,3%	0,5%
Mercado Livre	32 386	32 347	32 469	33 239	32 967	32 229	32 310	32 888	32 298	31 371	30 467	30 512	-7,2%	0,1%
Total	35 746	35 639	35 703	36 258	35 980	35 174	35 204	35 622	34 872	33 926	32 797	32 854	-7,8%	0,2%

FONTE: PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS PARA O ANO GÁS 2021-2022, P. 131

- h. De acordo com o site da DGEG a evolução do n.º de beneficiários da TS no setor do gás, verifica-se um aumento de 20 483 beneficiários no 1º trimestre de 2021, que corresponde a 59%, como se documenta na figura abaixo:



FONTE: SITE DGEG EM 20/04/2021

F.2. FINANCIAMENTO DA TARIFA SOCIAL

- a. No que diz respeito ao financiamento dos custos com a tarifa social, a Lei n.º 114/2017, de 29 de dezembro, que aprovou o Orçamento do Estado para 2018, introduziu alterações nesta matéria estipulando no seu artigo 209º, que os custos decorrentes da aplicação da tarifa social aos consumidores de gás passam a ser suportados “...pelas empresas transportadoras e comercializadoras de gás natural na proporção do volume comercializado de gás no ano anterior”. Esta disposição legal voltou a constar do artigo 241.º da Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro, do artigo 290º, da Lei n.º 2/2020, de 31 de março, e do artigo 307º da Lei n.º 75-B/2020, de 31 de dezembro.
- b. Assim, nos termos da legislação em vigor, os encargos com a tarifa social do gás natural são assumidos pelo ORT, pelos ORD e pelos comercializadores (incluindo os de último recurso).
- c. Neste particular o CT destaca que o Operador da Rede de Transporte (ORT), Operadores das Redes de Distribuição (ORD) e Comercializadores de último Recurso (CURR) são empresas reguladas economicamente pela ERSE através da definição dos proveitos a recuperar pelas tarifas, obedecendo aos seguintes princípios:
 - A eficiência económica na afetação dos recursos para a realização das atividades reguladas;
 - A promoção da sustentabilidade económica das atividades reguladas;
 - A aplicação de tarifas e preços em condições de igualdade;
 - A uniformidade e a convergência tarifária, a nível nacional;
 - A inexistência de subsidiações cruzadas entre atividades e entre clientes, adequando as tarifas aos custos provocados na utilização do sistema;
 - A promoção de uma regulação económica que permita às empresas reguladas o desempenho das suas atividades de uma forma economicamente eficiente, respeitando os padrões de qualidade de serviço aplicáveis e os níveis adequados de segurança.
- d. Em síntese, ao definir os proveitos permitidos das atividades reguladas, a ERSE deve incentivar as empresas/entidades a desempenharem de forma eficiente as suas atividades, isto é, a otimizarem a qualidade dos serviços prestados, ao menor custo para os consumidores, garantindo assim a sustentabilidade económica dessas atividades.

- e. Conforme resulta do Parecer da ERSE relativo ao “Alargamento das condições de acesso à tarifa social de eletricidade e gás natural, de 10 de novembro de 2020”, foi estimado em 2,2 M€ o aumento da TS no setor do gás, considerando o universo de 50.000 beneficiários, montante que, de acordo com os dados mais recentes da DGEG, já tem um déficit de 10%.
- f. Sobre esta questão, o relatório da Agência Internacional de Energia (AIE) sobre a política energética portuguesa – Energy Policies of IEA Countries – Portugal – 2016 Review¹⁰ – recomenda uma análise cuidada sobre o universo de clientes beneficiários da tarifa social, e que o financiamento da medida de apoio social seja diretamente do Governo (e não das empresas do setor ou dos consumidores). A AIE refere que o financiamento direto pelo erário público incentivaria a que o desenho da medida fosse rigoroso na sua aplicação a clientes efetivamente vulneráveis.
- g. É entendimento da ERSE, no suprarreferido Estudo, que:
 - *O modelo de financiamento não deve provocar desequilíbrios económicos ou financeiros nos agentes e operadores nem ser desproporcionado face à sua atividade, procurando garantir a equidade na distribuição do financiamento (transversalidade na aplicação), embora se possa justificar a utilização de critérios de materialidade;*
 - *A mera extensão da elegibilidade, sem a consideração de outros fatores, pode induzir à consideração de consumidores elegíveis onde não se verifique verdadeiramente uma vulnerabilidade económica;*
 - *Considera desejável a introdução de níveis de apoio distintos em função do nível de vulnerabilidade, promovendo uma repartição mais equilibrada quer dos benefícios junto dos consumidores vulneráveis, quer dos custos pelos diversos financiadores, podendo concorrer para a limitação dos custos;*
 - *Deve igualmente atender-se que, no quadro do atual modelo de financiamento, a proposta de revisão dos critérios de atribuição da tarifa social e correspondente aumento dos custos é temporalmente coincidente com a erosão de receitas por parte dos agentes financiadores, o que deve levar a uma cuidada ponderação da sua sustentabilidade económico-financeira.*
- h. O CT revê-se no estudo da ERSE.
- i. O CT destaca a importância de ser assegurada a proteção dos clientes domésticos vulneráveis e em situação de carência energética por meio da política social ou por outros meios.
- j. O CT recomenda ainda que, em salvaguarda do setor do gás, do equilíbrio económico-financeiro das suas empresas, designadamente das empresas reguladas, e dos custos resultantes para os consumidores, a ERSE envide esforços para que a tarifa social do gás seja incluída na questão mais abrangente da pobreza energética e, nesses termos, apoiada por programas criados para mitigação dessa situação.

G. TAXAS DE OCUPAÇÃO DO SUBSOLO (TOS)

- a. A Lei n.º 53-E/2006, de 29 de dezembro, que consagra o Regime Geral das Taxas das Autarquias Locais, na sua redação atual, permite às autarquias locais a criação de taxas por regulamento aprovado pelo respetivo órgão deliberativo autárquico, impondo o dever de fundamentação económico-financeira das mesmas. É o caso da TOS, considerada pelo Supremo Tribunal Administrativo como uma verdadeira taxa.

¹⁰ Disponível em <https://www.iea.org/reports/energy-policies-of-iea-countries-portugal-2016-review>.

- b. No âmbito da renegociação dos contratos de concessão, nos termos da Resolução do Conselho de Ministros n.º 98/2008, de 23 de junho e do Anexo III da Portaria n.º 1213/2010, de 2 de dezembro, estabeleceu-se o direito de as concessionárias fazerem repercutir sobre os utilizadores das suas infraestruturas, quer se trate de entidades comercializadoras de gás ou de consumidores finais, o valor integral das TOS que lhes sejam cobradas pelos municípios respetivos.
- c. A Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, que aprovou o Orçamento de Estado para 2017, estabeleceu no n.º 3 do artigo 85.º que: *"A taxa municipal de direitos de passagem e a taxa municipal de ocupação do subsolo são pagas pelas empresas operadoras de infraestruturas, não podendo ser refletidas na fatura dos consumidores"*.
- d. Dando cumprimento ao estabelecido no Decreto-Lei n.º 25/2017, de 3 de março, sobre as normas de execução do Orçamento de Estado para 2017, a ERSE procedeu a uma avaliação das consequências do n.º 3 do artigo 85.º da Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, no equilíbrio económico-financeiro das empresas operadoras de infraestruturas, concluindo que o mesmo poderia, a médio prazo, colocar em causa o equilíbrio económico-financeiro de algumas daquelas empresas.
- e. Adicionalmente, a ERSE afirmou que, à data, o quadro regulamentar de cálculo e de aplicação da TOS criava fortes distorções económicas no sistema nacional de gás natural, independentemente da sua repercussão ou não sobre os clientes, configurando um fator desestabilizador do setor do gás natural.
- f. A Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro, que aprovou o Orçamento de Estado para 2019, consagrou no seu artigo 246.º que: *"o Governo procede, até final do 1.º semestre de 2019, à revisão do quadro legal enquadrador da taxa de ocupação do subsolo em vigor, nomeadamente em matéria de repercussão das taxas na fatura dos consumidores"*. Adicionalmente, esta norma consagrou que se deverá *"assegurar a fixação de um limite mínimo e máximo indicativo do valor das taxas de ocupação do subsolo para os fornecimentos em BP< [menor que] e para os fornecimentos em BP> [maior que] e MP por parte dos municípios, atendendo aos princípios da objetividade, proporcionalidade e não discriminação"*.
- g. Para o efeito, em 2019, foram convidados a participar num grupo de trabalho, representantes da Direção Geral das Autarquias Locais, da Direção Geral de Energia e Geologia, da Direção Geral do Consumidor, da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos e da Associação Nacional de Municípios Portugueses, bem como representantes das áreas de Governo das autarquias locais e energia.
- h. A proposta de lei apresentada pela Secretaria de Estado das Autarquias Locais, em 3 de maio de 2019, conheceu parecer desfavorável da Associação Nacional de Municípios Portugueses.
- i. Neste seguimento, foi criado novo grupo de trabalho através do Despacho 315/ 2021, publicado a 11 de janeiro de 2021, sendo que, nos termos do seu n.º 4, este *"deverá apresentar proposta de alteração legislativa aos membros do Governo no prazo de quatro meses a contar da publicação do presente despacho"*.
- j. O CT regista, assim, a importância de que a referida proposta legislativa se venha a concretizar no prazo determinado no Despacho 315/2021, para que o processo de definição do quadro regulamentar da TOS seja concluído, de forma consistente e com a brevidade desejável.
- k. O CT reitera, por manterem pertinência e oportunidade, as recomendações apresentadas no Parecer de 2020, a saber:

CONSELHO TARIFÁRIO

- Necessidade de serem estabelecidos tetos máximos para as taxas a aplicar (como se verifica na Taxa Municipal de Direitos de Passagem, nas telecomunicações), e mecanismos que promovam a homogeneização da sua aplicação;
 - Necessidade de assegurar o equilíbrio económico-financeiro dos ORD, nos termos previstos nos seus contratos de concessão e na regulamentação em vigor, independentemente da solução que vier a ser encontrada.
- l. O CT insiste que é fundamental finalizar e consensualizar o processo de definição do quadro regulamentar da TOS, salientando que a atual incerteza constitui um elemento de instabilidade para o SNG e gera expectativas junto dos consumidores e insegurança junto dos agentes económicos do setor.
- m. Por último, o CT regista como positiva a aceitação, por parte da ERSE, de uma das últimas recomendações deste Conselho, que se refere concretamente ao desenvolvimento e disponibilização, na sua página da internet, de um instrumento de identificação e de cálculo dos valores da TOS, por município, o que contribui para uma maior transparência e acessibilidade de informação.

H. QUALIDADE DE SERVIÇO

- a. O Regulamento da Qualidade de Serviço – RQS – aplicável ao setor elétrico e ao setor do gás, estabelece a divulgação anual pelas empresas reguladas e pela ERSE de informação relativa à avaliação da qualidade de serviço prestada e percecionada pelos clientes.
- b. O CT assinala a publicação pela ERSE do Relatório da Qualidade de Serviço Técnica do Setor do Gás, relativo ao ano de 2019, que avalia a qualidade de serviço do ponto de vista do grau de satisfação dos clientes e do desempenho dos operadores de redes de transporte e distribuição e do operador do terminal de GNL, abarcando os temas da continuidade de serviço, da pressão do fornecimento na rede de distribuição e das características do gás natural.
- c. O CT regista com agrado o cumprimento generalizado, em 2019, por parte das empresas reguladas, dos padrões dos indicadores de qualidade de serviço, na vertente técnica, mantendo-se a trajetória registada nos últimos anos de melhoria contínua da qualidade de serviço, aspeto que aprecia e incentiva.
- d. O CT considera a qualidade de serviço uma componente essencial do processo regulatório com impactos evidentes no quadro da competitividade das empresas e das opções de consumo por parte dos consumidores.
- e. Por isso, o CT valoriza o papel que a ERSE atribui à qualidade de serviço e reconhece o seu esforço para acompanhar e monitorizar de forma permanente o desempenho dos operadores em matéria de qualidade de serviço.
- f. O CT volta a advogar que as Propostas de Tarifas e Preços do Gás devem refletir objetivos de cumprimento dos padrões dos indicadores de qualidade de serviço estabelecidos no RQS e, nessa medida, é fundamental poder dispor de informação sobre a qualidade de serviço das suas diversas vertentes.
- g. Assim, o CT entende recomendar à ERSE e aos operadores que mantenham o objetivo da melhoria contínua da qualidade de serviço, nas vertentes técnica e comercial enquanto elemento fulcral do sistema regulatório.

III – RECOMENDAÇÕES

Sem prejuízo das recomendações formuladas ao longo do presente Parecer, o CT entende serem de salientar as que seguidamente se elencam, e que aqui se dão por integralmente reproduzidas:

- a. A realização por parte da ERSE de uma análise da atividade de comercialização de último recurso retalhista (presentemente exercida por 11 empresas) e uma recomendação ao Governo/Poder Executivo sobre a atividade dos CURR, que permita a otimização do custo da atividade num universo de clientes cada vez menor, tendo por base cenários que permitam evidenciar a resposta eficiente às necessidades do setor.
- b. A prossecução da trajetória da redução das descontinuidades tarifárias nas fronteiras dos escalões de consumo, a fim de evitar o eventual benefício de consumidores menos eficientes.
- c. A reavaliação das previsões do consumo dos centros electroprodutores com base em todas as fontes de informação disponíveis, nomeadamente projeções adotadas pelo ORT/ORD.
- d. A necessidade que a informação relativa à componente de entrada da tarifa URT, que pode ser repercutida na fatura do cliente, seja apresentada pelos comercializadores aos clientes no decurso do processo de negociação contratual, explicitando de forma clara e transparente o modo como propõem cobrar esta rubrica de custo.
- e. A revisão da metodologia utilizada para fixação do termo fixo do desconto da tarifa opcional de MP e BP, que garanta o acompanhamento do diferencial gerado entre tarifas de alta e média pressão e o não agravamento das tarifas para estes clientes em linha com os restantes.
- f. A necessidade da TE ser mantida num nível adequado, evitando-se que sejam criadas condições de "competitividade" da tarifa transitória face às ofertas comerciais existentes, o que funcionaria como desincentivo à desejada migração dos clientes ainda fornecidos pelos CURR para o regime de mercado.
- g. O CT reitera que é essencial que se proceda a uma avaliação da implementação da tarifa social em toda a área coberta pela rede de distribuição de gás natural, que apresente, nomeadamente, os efeitos desta medida na situação dos agregados familiares economicamente mais vulneráveis.
- h. O CT renova a recomendação expressa no parecer anterior no sentido de que a ERSE proceda à elaboração de cenários resultantes do crescimento dos potenciais beneficiários desta tarifa, em especial no quadro da atual crise do Covid-19, e o seu impacte no equilíbrio económico-financeiro das empresas que suportam estes encargos: ORT, ORD, Comercializadores e CURR.
- i. O CT recomenda à ERSE o acompanhamento das medidas pertinentes decorrentes da política nacional de combate à pobreza energética, designadamente as que tenham eventual impacto nas tarifas do setor de gás.
- j. Finalmente, relativamente à TOS, a necessidade de serem estabelecidos tetos máximos para as taxas a aplicar e mecanismos que promovam a homogeneização da sua aplicação, assim como a necessidade de assegurar o equilíbrio económico-financeiro dos ORD, nos termos previstos nos seus contratos de concessão e na regulamentação em vigor.

IV - CONCLUSÕES

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

Em 30 de abril de 2021, o parecer que antecede teve a seguinte votação:

Votos a favor: 20 (vinte) exceto ponto G.

Votos contra: 1 (um) ponto G.

tendo sido aprovado por **maioria**.

O parecer que antecede contém **46 (quarenta e seis)** páginas.

Constam ainda, mais **20 (vinte)** páginas, que fazem parte integrante do mesmo:

- **3 (três)** contendo sentidos de voto e votação final agregada;
- **17 (dezassete)** contendo sentido de voto,

o que perfaz um total de **66 (sessenta e seis)** folhas.

CONSELHO TARIFÁRIO

NOME E ENTIDADE REPRESENTADA	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
Patrícia Carolino Representante da Direção-Geral do Consumidor (DGC)	Anexo 1	—	—
Luís Vasconcelos Representante da Associação Nacional de Municípios Portugueses (ANMP)	Anexo 2	Ponto G	—
Luís Pisco Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica	Anexo 3	—	—
Célia Marques Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica	Anexo 4	—	—
Eduardo Quintanova Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica	Anexo 4	—	—
Carolina Gouveia Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica	Anexo 5	—	—
Pedro Furtado Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de gás natural (RNT) (REN)	Anexo 6	—	—
Paula Almeida Representante das entidades concessionárias das atividades de receção, armazenagem e regaseificação de gás natural liquefeito - (GNL) (REN Atlântico)	Anexo 7	—	—
Jorge Lúcio Representante do CUR Grossista	Anexo 8	—	—
José Rodrigues Vieira Representante das entidades concessionárias das redes de distribuição regional de gás natural (Lisboagás)	Anexo 9	—	—
Eduardo Viana Representante das entidades titulares de licença de distribuição de gás em regime de serviço público. (Sonorgás)	Anexo 10	—	—
Ana Teixeira Pinto Representante dos comercializadores de último recurso retalhistas de gás natural (EDP SU)	Anexo 11	—	—
Ricardo Ferrão Representante dos comercializadores de gás natural em regime livre (Endesa)	Anexo 12	—	—
Teresa Marques Representante de consumidores nos termos do n.º 5 do Art.º 46º dos Estatutos da ERSE	Anexo 13	—	—
Ricardo Emílio Representante dos pequenos comercializadores da energia	Anexo 14	—	—
Rafaela Matos Representante para a área de ambiente nos termos do n.º 1 do Art.º 46º dos Estatutos da ERSE	Anexo 15	—	—
João Marinho 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
Jaime Braga Representante das associações que tenham como associados consumidores de gás natural com consumos anuais superiores a 10.000m3. (CIP)	Anexo 13	—	—
Frederico Pisco 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
Manuela Moniz Presidente do Conselho Tarifário nos termos do Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho	Anexo 16	—	—	—

Parecer do Conselho Tarifário sobre “Tarifas e Preços de Gás para o Ano Gás 2021-2022”

Patricia Joana Almeida Carolino, na qualidade de representante designada pela Direção-Geral do Consumidor, secção de Gás Natural, vota favoravelmente na globalidade, o Parecer do Conselho Tarifário sobre “Tarifas e Preços de Gás para o Ano Gás 2021-2022”.

Lisboa, 30 de abril de 2021

A representante da Direção-Geral do Consumidor

Patricia Carolino



Exma. Sr.^a Presidente do Conselho Tarifário da ERSE,

Eng.^a Manuela Moniz

Na qualidade de representante da Associação Nacional de Municípios Portugueses (ANMP) no Conselho Tarifário (CT), setor do gás natural, da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), nos termos do n.º 1 do artigo 46º dos estatutos da ERSE, e relativamente ao parecer do CT sobre a **“Proposta de Tarifas e Preços de Gás para o Ano Gás 2021-2022”**, indico por este meio o meu **voto a favor** para todos os pontos daquele parecer, exceto para o **ponto G “Taxas de Ocupação do Subsolo (TOS)”** da II – Especialidade, cujo **voto é contra**.

A Taxa de Ocupação do Subsolo é uma taxa municipal, como reconhecido pelo Supremo Tribunal Administrativo¹, sujeita à disciplina jurídica do Regime Geral das Taxas das Autarquias Locais (RGTA), na Lei n.º 53-E/2006, de 29 de dezembro, na sua redação atual.

O RGTA determina que as taxas municipais são criadas por regulamento municipal, aprovado pelo respetivo órgão deliberativo autárquico, que deverá conter, obrigatoriamente, sob pena de nulidade, entre outros aspetos, o valor ou a fórmula de cálculo da taxa a cobrar, bem como a respetiva fundamentação económico-financeira.

Tal circunstância obriga os Municípios no dever, acrescido, de fundamentação das decisões que tomam, nesta particular matéria, de fixação de tributos, e é garante da equidade e proporcionalidade dos mesmos, bem como da sua real aderência ao serviço em causa prestado.

¹ Vg. o Ac. de 17 de novembro de 2004 (Proc. N.º 0650/04), o Ac. de 27 de abril de 2005 (Proc. N.º 01338/04), o Ac. de 9 de maio de 2007 (Proc. N.º 01223/06), o Ac. de 9 de outubro de 2008 (Proc. N.º 0500/08) e o Ac. de 17 de março de 2010 (Proc. N.º 0931/09).



O exposto fundamenta, de forma inequívoca, a posição da Associação Nacional de Municípios Portugueses nesta matéria, que considera que o estabelecimento de quaisquer limites ou mecanismos de cálculo para a TOS, que não sejam definidos nos termos do RGTAL, como é recomendado pelo CT, é desnecessária e atenta contra as competências e autonomia dos municípios, violando claramente o princípio da Autonomia do Poder Local, consagrado constitucionalmente.

Lisboa, 30 de abril de 2021

Dados pessoais

(Luis Vasconcelos)



DECLARAÇÃO DE VOTO

Luis Salvador Pisco, na qualidade de 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 2021-2022”.

Lisboa, 30 de abril de 2021

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 - Internet: <http://www.deco.proteste.pt>



UNIÃO GERAL DE CONSUMIDORES

PARECER SOBRE “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS PARA O ANO GÁS 2021-2022”

Exma. Senhora

Presidente do Conselho Tarifário

Eduardo Quinta-Nova e Célia Marques, representantes da UGC na seção do setor do gás natural do Conselho Tarifário da ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos) vêm comunicar a V. Exa. que votam favoravelmente, na globalidade, o Parecer do CT sobre a **“Proposta de Tarifas e Preços de gás para o ano gás 2021-2022”**.

Com os melhores cumprimentos,

Lisboa, 30 de Abril de 2021

Eduardo Quinta-Nova

Célia Marques



Carolina Moura Gouveia, representante da DECO no Conselho Tarifário, secção de gás, da ERSE, **vota favoravelmente na globalidade** o parecer relativo à “Proposta de Tarifas e Preços de gás para o ano gás 2021-2022”

Lisboa, 30 de abril de 2021

Dados pessoais

Carolina Gouveia

Representante da DECO no Conselho Tarifário da ERSE



Voto do representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Gás ao Parecer do Conselho Tarifário sobre a “Proposta de tarifas e preços de Gás para o ano gás 2021-2022”

A concessionária da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG) vota favoravelmente na generalidade o Parecer do Conselho Tarifário sobre a “Proposta de tarifas e preços de Gás para o ano gás 2021-2022”, realçando a importância das recomendações apresentadas, designadamente as salientadas no ponto III - Recomendações, onde se referem condicionalismos que se consideram críticos para assegurar a sustentabilidade do setor.

Lisboa, 30 de abril de 2021

Dados pessoais

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 a Proposta de “Tarifas e preços
de gás para o ano gás 2021-2022”*

A representante das entidades concessionárias das atividades de recepção, armazenagem e regaseificação de GNL vota favoravelmente na globalidade o Parecer do Conselho Tarifário sobre a proposta de “Tarifas e preços de gás para o ano gás 2021-2022”, realçando a importância das recomendações apresentadas, designadamente as salientadas no ponto III - Recomendações, onde se referem condicionalismos que se consideram críticos para assegurar a sustentabilidade do setor.

Lisboa, 30 de abril de 2021

Dados pessoais

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 2021-2022”

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

Dados pessoais

Jorge Manuel Rodrigues Lúcio

Representante do Comercializador de Último Recurso Grossista

Lisboa, 30 de abril de 2021

DECLARAÇÃO DE VOTO

Comunico o voto favorável ao Parecer do Conselho Tarifário da ERSE, emitido sobre a proposta de **“Tarifas e Preços de Gás para o Ano Gás 2021-2022”**.

Dados Pessoais

José Vieira

Representante das Entidades Concessionárias das Redes de Distribuição Regional de Gás

Lisboa, 30 de abril de 2021

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

Eng^a 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 2021-2022”**

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

“Tarifas e Preços de Gás para o Ano Gás 2021-2022”

Os Comercializadores de Último Recurso Retalhistas (CURRs) de Gás Natural, votam favoravelmente o Parecer do Conselho Tarifário da ERSE – secção do gás natural, emitido sobre a proposta apresentada pela ERSE para as “Tarifas e Preços de Gás para o Ano Gás 2021-2022”.

Lisboa, 30 de abril de 2021

Dados pessoais

Ana Teixeira Pinto

Representante dos Comercializadores de Último Recurso de Gás Natural

**DECLARAÇÃO DE VOTO DOS COMERCIALIZADORES DE GÁS NATURAL EM
REGIME LIVRE AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO REFERENTE SOBRE
“TARIFAS E PREÇOS DE GÁS PARA O ANO GÁS 2021-2022”**

O representante dos comercializadores de gás natural em regime livre vota favoravelmente o Parecer do Conselho Tarifário da ERSE sobre “Tarifas e Preços de gás para o ano gás 2021-2022”.

Lisboa, 29 de abril de 2021

Ricardo António Torcato Ferrão

Representante dos Comercializadores de Gás Natural em Regime Livre

Exma. Sra. Presidente do Conselho Tarifário

Eng.ª Manuela Moniz

Parecer do CTERSE-SGN sobre proposta de “Tarifas e Preços de Gás para o Ano Gás 2021-2022”

Os signatários, representantes das Associações que tenham como Associados consumidores de Gás Natural com consumos anuais superiores a 10.000 m³, votam favoravelmente na globalidade o Parecer da Secção do Setor do Gás do Conselho Tarifário da ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos sobre a proposta de “Tarifas e Preços de Gás para o Ano Gás 2021-2022” (versão remetida no dia 29/04/2021, às 18h52m).

Lisboa, 30 de Abril de 2021

Jaime Braga
Teresa Marques
Frederico Pisco
João Marinho

Declaração de voto dos Pequenos Comercializadores de Energia

Parecer sobre

“TARIFAS E PREÇOS DE GÁS PARA O ANO GÁS 2021-2022”

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 às “TARIFAS E PREÇOS DE GÁS PARA O ANO GÁS 2021-2022”.

Lisboa, 30 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 2021-2022”**.

Lisboa, 30 de abril de 2021

Dados pessoais

Rafaela de Saldanha Matos

DECLARAÇÃO de VOTO

“TARIFAS E PREÇOS DE GÁS PARA O ANO GÁS 2021-2022”

Maria Manuela Pires Nunes coelho Moniz, Presidente do Conselho Tarifário Secção Nacional de Gás, voto favoravelmente a globalidade do Parecer emitido por esta Secção.

Lisboa, 30 de abril de 2021

Manuela Nunes Moniz