

Parecer sobre

“Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2020-2021”

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 Natural para o Ano Gás 2020-2021”***³ cabendo ao CT emitir parecer até 30 de abril de 2020.

Nos termos do ponto 5 do Art.º 5º do Regimento Interno do CT, foram convidados a efetuar uma apresentação ao CT, em 8 de abril:

- O Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC), convite endereçado em 1 de abril de 2020;
- O Operador da Rede de Transporte, sobre a proposta relativa ao custo máximo para o transporte de GNL por camião cisterna, convite endereçado em 1 de abril de 2020.

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

I - ENQUADRAMENTO

Recomendações anteriores do CT

Em 1 de abril de 2019, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) submeteu a parecer do Conselho Tarifário (CT) e a comentários da Autoridade da Concorrência e das empresas reguladas, a “Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2019-2020 e parâmetros para o período de regulação 2020-2023”.

Em 30 de Abril do mesmo ano o CT emitiu parecer sobre a referida proposta tendo elencado um conjunto de recomendações, de que se destacam, no que diz respeito às tarifas e preços do gás, as seguintes:

1. O CT considerou que a ERSE, no que respeita à estrutura tarifária, poderia ter avançado com alterações, como o estabelecimento de tarifas de saída mais adaptadas às utilizações dos clientes, recomendando o CT que a ERSE mantenha uma monitorização da adequação das

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/2020

tarifas de acesso às necessidades do mercado, para introdução de eventuais alterações que se revelem adequadas;

2. O CT recomendou que a ERSE procedesse, na sequência da aprovação dos parâmetros e tarifas, à competente e tempestiva revisão da subregulamentação associada, de forma a garantir o estabelecimento de um quadro regulatório completo e coerente.
3. No que diz respeito à comercialização de último Recurso Retalhista (CURR), o CT voltou a recomendar que a ERSE promovesse a análise do modelo organizativo desta atividade, em conjunto com o Governo e de forma coordenada com os *stakeholders* do setor, com o objetivo de assegurar que o seu desempenho desta atividade seja efetuado em condições eficientes e eficazes, garantindo o cumprimento dos níveis de qualidade de serviço estabelecidos para o sector, e salvaguardando o seu equilíbrio económico-financeiro.
4. Quanto ao Custo do gás natural e Tarifa de Energia (TE), o CT reafirmou o anteriormente expresso quanto à necessidade da TE ser mantida num nível adequado, evitando-se que sejam criadas condições de “competitividade” da tarifa transitória face às ofertas comerciais existentes, o que funcionaria como desincentivo à desejada migração dos clientes ainda fornecidos pelos CURRs para o regime de mercado.
5. Resultando do enquadramento legislativo a possibilidade de realização de revisões trimestrais da TE, o CT recomendou que a ERSE mantivesse uma monitorização atenta da evolução dos custos de aprovisionamento do gás natural, atuando se se verificarem alterações relevantes aos pressupostos que ditaram a proposta agora apresentada.
6. Quanto à Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro, o CT recomendou à ERSE que, ao proceder à alteração da subregulamentação prevista neste diploma visasse a minimização dos custos associados, por forma a reduzir os possíveis impactos a refletir no consumidor final.
7. No que se refere à tarifa de Uso da Rede de Transporte (URT), o CT salientou que a Diretiva n.º 3/2019, no seu artigo 4º, que estabelece uma série de regras relativas ao cálculo do desconto a aplicar aos produtos de capacidade interruptível, deixava em aberto aspetos importantes relativos à aplicação do desconto *ex-post*, nomeadamente a definição da quantidade à qual se deve aplicar o preço estabelecido, assim como, aspetos associados à sua liquidação, pelo que recomendou que estes aspetos fossem clarificados em sede de subregulamentação.
8. Quanto à repercussão nas faturas aos consumidores da tarifa URT, por ponto de entrada, o CT reiterou a recomendação expressa em pareceres anteriores, no sentido da inclusão, por via regulamentar, deste parâmetro nas tarifas de acesso de cada nível de pressão, garantindo assim a transparência, equidade, uniformidade nas faturações e a comparabilidade das propostas por parte dos consumidores.
9. No que diz respeito às TAR opcionais em média pressão e em baixa pressão > 10 000 m³/ano, o CT recomendou que a alteração aos parâmetros da fórmula do desconto a aplicar passasse

também a constar no documento “Proposta de Tarifas GN 2019-2020” e não apenas no documento “Estrutura Tarifária GN 2019-2020”.

- 10.** No que se refere às descontinuidades tarifárias das TAR em Média Pressão e em Baixa Pressão, o CT instou de novo a ERSE a prosseguir na aproximação das curvas tarifárias entre os níveis de pressão distintos, para consumos semelhantes, conforme tem vindo a ser solicitado.
- 11.** No campo das opções tarifárias, o CT refletiu sobre a importância de assegurar opções de contratação flexíveis para os consumidores, em particular aqueles que, pela sua dimensão, disponham de sistemas de telecontagem, considerando que seria positivo a ERSE avaliar a introdução de empilhamento de contratos de diferentes comercializadores num mesmo ponto de entrega, tendo a convicção de que esta medida seria potenciadora das dinâmicas de mercado. Neste âmbito, o CT sugeriu a implementação de um projeto-piloto que permita com rapidez convergir nas metodologias mais adequadas para assegurar a sua correta implementação.
- 12.** Quanto à Tarifa Social (TS), o CT entendeu ser pertinente refletir sobre a possibilidade/viabilidade de tornar o acesso à tarifa social de gás natural menos rígido, através da inclusão de mais escalões de Abono de Família e da Pensão Social de Velhice via SS e do alargamento do acesso à tarifa social no gás natural via AT, nos mesmos moldes que existe para a energia elétrica. Tendo em conta o acréscimo do número de beneficiários da tarifa social num contexto em que o desemprego regista valores historicamente baixos, o CT recomendou que fosse fornecida informação mais detalhada, designadamente por tipo de beneficiário, considerando ainda que seria útil a explicação da evolução do número de beneficiários e do inerente custo desde 2017.

Atenta a importância e o impacto da tarifa social no combate à pobreza energética, o CT considerou pertinente que a ERSE desenvolvesse diligências tendentes a promover o acompanhamento desta medida social, no sentido de acompanhar o seu impacto.

- 13.** No que se refere à taxa de ocupação do subsolo (TOS), o CT reiterou a recomendação constante de pareceres anteriores, no que se refere à necessidade de serem estabelecidos tetos máximos para as taxas a aplicar (como se verifica no IMI e nas Taxas Municipais de Direito de Passagem nas telecomunicações), e mecanismos que promovam a homogeneização da sua aplicação.
- 14.** Ainda no âmbito das TOS, considerando que a informação sobre as TOS é de difícil consulta por se encontrar nas páginas da Internet dos operadores das redes de distribuição (ORD), o CT entendeu que a ERSE deve promover a disponibilização no seu portal de um simulador nacional desta componente, auxiliando a decisão de investidores na instalação de atividades económicas num determinado município com o conhecimento prévio do impacte das TOS na sua fatura, e melhorando a informação aos consumidores.
- 15.** Quanto aos Investimentos, o CT tem recomendado a análise criteriosa dos investimentos propostos pelas empresas, tendo em conta a sua viabilidade económico-financeira, de modo

a evitar possíveis impactos negativos nas tarifas do gás natural, reiterando a necessidade de monitorização e responsabilização dos operadores sobre os volumes associados a estes investimentos, para que a desejável expansão da rede de abastecimento tenha em conta a sustentabilidade do SNGN, contribuindo, se possível, para a redução do custo unitário da sua utilização

- 16.** No que diz respeito ao Transporte rodoviário de GNL para as UAGs, tem sido posição recorrente do CT a necessidade de que as atividades associadas às Unidades Autónomas de Gás natural (UAGs) sejam adequadamente enquadradas e monitorizadas, de modo a prevenir a criação de custos ociosos e excessivos para o conjunto do SNGN, pelo que o CT recomendou que a fórmula de preço a aprovar pela ERSE permitisse essa cobertura dos custos do transporte rodoviário para as UAGs do SNGN.
- 17.** No âmbito do Nível de Proveitos, o CT recomendou que a ERSE considerasse os efeitos exógenos, de que são exemplo as medidas legislativas com potencial impacte no setor do GN (entendido as empresas e os consumidores), na avaliação do equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas.
- 18.** Por fim, quanto à injeção de biometano na rede de gás natural, face aos desígnios nacionais, e europeus, em matéria de energias renováveis, o CT recomendou que a ERSE desenvolvesse os necessários ajustes ao modelo de organização e aos princípios de funcionamento do SNGN, de modo a permitir contemplar devidamente o gás de fontes renováveis (i.e. biometano).

Em maio de 2019, a ERSE respondeu às preocupações e recomendações do CT, em documento autónomo intitulado⁴, de cuja análise é de destacar que a maior parte das recomendações do CT mereceu acolhimento.

Das recomendações do CT que não tiveram acolhimento por parte da ERSE destacam-se as seguintes, com o respetivo fundamento:

- a.** Quanto aos CURr, importa 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.
- b.** Quanto à Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro, considerou a ERSE que *“importa contextualizar que, na generalidade, as obrigações constantes da Lei n.º 5/2019 já hoje se encontram consagradas no quadro regulamentar do setor elétrico e do setor do gás. Sem prejuízo de pontuais alterações que se afigurem urgentes, a ERSE está a ultimar a análise dos contributos oferecidos no âmbito desse processo de consulta, prevendo acomodar as alterações necessárias num quadro de revisão regulamentar mais ampla*

⁴ Comentários ao parecer do Conselho Tarifário sobre a proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2019-2020 e parâmetros para o período de regulação 2020-2023.

de fusão dos Regulamentos de Relações Comerciais da Eletricidade e de Gás Natural, indo de encontro a uma reivindicação antiga dos agentes do setor e dos Conselhos e que se afigura essencial para a simplificação da regulamentação e sua melhor perceção pelos consumidores e agentes do mercado, em especial os novos entrantes. ” e considerou ainda que “Atentos os comentários recebidos,(...) a tarifa de acesso às redes deve ser apresentada de forma desagregada pelos preços que a compõem, conforme foi a sua proposta inicial, ou seja, identificando o preço de capacidade, de energia e do termo fixo. A ERSE considera que esta solução permite cumprir a discriminação da informação requerida pela lei, separando os preços sujeitos a decisão regulatória, dos preços sujeitos a decisão dos agentes de mercado”.

- c. Acresce que, aquando da recente revisão do RRC⁵, este Conselho pronunciou-se sobre a necessidade de ser aprovada subregulamentação para a Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro, dando-se aqui como reproduzidos todos os comentários e recomendações constantes do parecer do CT relativo à 81ª Consulta Pública.
- d. Quanto à tarifa URT, diz a ERSE: *“O CT recomendou ainda que fossem clarificados aspetos relevantes sobre a operacionalização do desconto posterior (‘ex-post’) aplicável a produtos de capacidade interruptível, nomeadamente a definição da quantidade à qual se deve aplicar e aspetos associados à liquidação.*

Sobre a definição da quantidade à qual se deve aplicar o desconto posterior, sublinha-se que a Diretiva da ERSE nº 3/2019 remete para o documento “Implementação do Código de Rede Relativo a Estruturas Tarifárias Harmonizadas para o Transporte de Gás Natural – Documento justificativo da decisão”.

- e. No que diz respeito à repercussão nas faturas dos consumidores da URT, a ERSE não acolheu a recomendação do CT, tendo entendido que: *“a definição de um parâmetro para condicionar a repercussão da tarifa de uso da rede de transporte paga nos pontos de entrada é indesejável, pois constituiria uma limitação à atividade de comercialização de gás natural em regime de mercado”.* Neste contexto, a ERSE remeteu para a “Nota informativa sobre a aplicação da tarifa de entrada da rede nacional de transporte de gás natural”, publicada pela ERSE a 31 de janeiro de 2014.
- f. No âmbito da TS entendeu a ERSE que para o setor de gás natural, apesar de não serem apresentados dados discriminados por critério de elegibilidade, é seguro afirmar que o critério relativo ao abono familiar é residual face aos demais aplicáveis associados a prestações da segurança social e acrescentou: *“A decisão de alargamento dos critérios de elegibilidade não cabe à ERSE, sendo uma matéria da competência do governo, nos termos definidos pela lei. Contudo, será de sublinhar a importância do estudo dos impactos financeiros dessa decisão, bem como a avaliação dos regimes de financiamento associados visando garantir a sua sustentabilidade e segurança jurídica”.*

⁵ Consulta Pública n.º 81: Proposta de fusão dos Regulamentos de Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás natural

E prosseguiu: *“No que respeita à informação sobre a aplicação da tarifa social, atento o mecanismo automático de atribuição do benefício da tarifa social, a ERSE não recebe informação dos agentes de mercado, que permita maior detalhe sobre os critérios de atribuição da tarifa social. Sem prejuízo do exposto, a ERSE promoverá esforços para, de forma articulada com os organismos responsáveis pela atribuição da tarifa social, incrementar o nível de informação sobre esta matéria”*.

- g.** Quanto ao transporte Rodoviário de GNL para as UAG's, a ERSE tem em conta a incerteza existente, pelo que considera prudente manter a proposta submetida ao CT, sem prejuízo das alterações que se venham a revelar necessárias na sequência do estudo proposto pela ERSE sobre este tema, eventualmente em revisão extraordinária deste mecanismo ou dos seus parâmetros.

II – ESPECIALIDADE

PONTO PRÉVIO

Relativamente ao comunicado emitido pela ERSE aquando do envio da Proposta de Tarifas e Preços para o ano gás 2020-2021 ao Conselho Tarifário para emissão de Parecer, verifica-se que, ao contrário da prática de anos anteriores, a ERSE não apresenta uma comparação das variações tarifárias verificadas nas tarifas de acesso às redes para os vários níveis de pressão de fornecimento.

O CT considera que ao não publicar de forma explícita a variação verificada ao nível das tarifas de acesso a ERSE tomou uma opção que pode tornar menos clara a transparência da comunicação, por um lado, bem como induzir os consumidores a tirar conclusões menos corretas sobre o conteúdo da sua Proposta, por outro.

Igualmente no referido “Comunicado Proposta Tarifas GN 2020-2021” é feita, pela ERSE, a seguinte referência: *“Quanto à componente de energia no mercado livre, não regulada pela ERSE, pressupondo que varia de forma equivalente à do mercado regulado, a variação estimada para os preços de venda a clientes finais é a seguinte (...)”*.

De facto, parece simplista a assunção que o fornecimento de energia no mercado livre, com tipologias de clientes, volumes de consumo e período de fornecimento distintos dos inerentes às TTVCF, se comporte da mesma forma que a tarifa de energia regulada, como não faz sequer sentido introduzir esta análise no comunicado, quando a ERSE tem outras ferramentas, mais completas e detalhadas, para acompanhar a evolução dos preços praticados no mercado liberalizado.

A – CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE GÁS NATURAL NO ANO GÁS 2020-2021

A.1. - Cenários adotados para o consumo de gás natural por tipo de consumidores

A previsão da procura de gás natural condiciona os preços das várias tarifas e os proveitos permitidos previstos. Assim, o resultado da análise da procura deve estabelecer um balanço de energia que determine a utilização esperada para o ano gás tarifário nas diversas infraestruturas

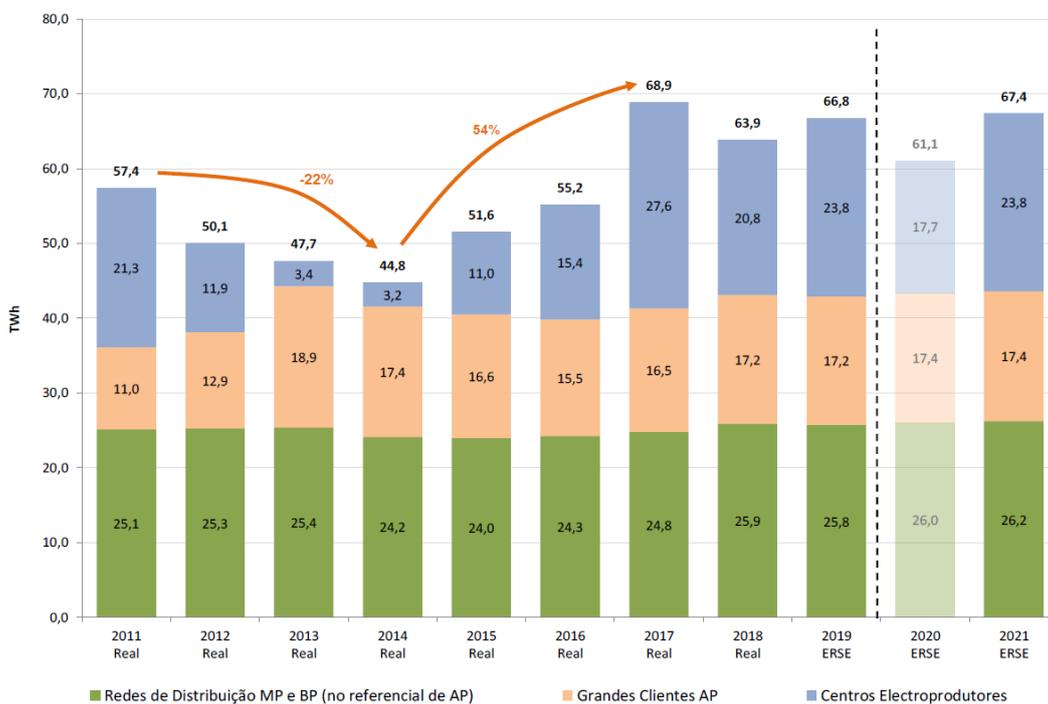
do sistema de gás natural, bem como as quantidades previstas associadas a cada variável de faturação.

No documento da ERSE, de março de 2020, sobre “Caracterização da procura do gás natural no ano gás 2020-2021” começa por se fazer uma referência oportuna, na opinião do CT, ao acréscimo de incerteza motivada pela crise pandémica COVID-19, principalmente durante o ano de 2020, com previsível impacte significativo na procura de gás natural, sendo expectável que em 2021 possa haver algum retorno a valores de procura similares aos verificados em 2019.

Em Portugal os três grandes grupos de consumidores de gás natural são: os centros electroprodutores de ciclo combinado, os grandes consumidores industriais e os consumidores de menor dimensão.

Na Figura seguinte reproduz-se Figura da ERSE⁶ em que, por ano civil, se evidencia a evolução para cada um destes tipos de consumidores da estrutura dos consumos reais de gás natural em Portugal de 2011 a 2019, bem como os dados previsionais para 2020 e 2021, que adiante se comentam.

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



Nota: Os valores relativos a 2020 apresentam uma maior incerteza, face ao atual contexto de propagação da COVID-19, podendo posteriormente sofrer uma significativa revisão

Fonte: ERSE, Caracterização da procura para o ano gás 2020-2021

⁶ Retirado do documento “Caraterização da Procura de Gás Natural no Ano Gás 2020-2021”

As alterações na estrutura de consumos, por segmento de consumidores, que se observaram mais recentemente, deveram-se maioritariamente à evolução do consumo dos centros electroprodutores, também resultado da progressiva diminuição da produção de eletricidade baseada em carvão.

Numa perspetiva de definição de cenários futuros para a procura de gás natural, observa-se que o consumo abastecido pelas redes de distribuição é relativamente estável, designadamente em baixa pressão, enquanto o consumo abastecido em AP está concentrado num número reduzido de consumidores e é muito influenciado por fatores externos, não só de natureza económica, mas também climatéricos. Os dados reais de 2018 e as mais recentes estimativas para 2019 da energia saída da rede de transporte mostram que, apesar de serem ligeiramente inferiores ao pico registado em 2017, refletem a tendência global de crescimento do consumo de gás natural.

A.1.1. - PREVISÕES DO CONSUMO DE GÁS NATURAL DOS CENTROS ELETROPRODUTORES

O consumo dos centros electroprodutores perspetivado pela ERSE para o ano de 2021 é de 23,8 TWh. Este cenário corresponde a um fator de utilização da capacidade total instalada das centrais de ciclo combinado a rondar os 25,5%, com a central da Turbogás a situar-se nos 43%, para cumprir as condições atualmente conhecidas para o AGC (Acordo de Gestão de Consumos), enquanto para o agregado das restantes centrais de ciclo combinado a utilização da potência instalada não deverá ultrapassar, em média, os 19%. A ERSE fundamenta esta previsão na combinação de uma série de fatores condicionantes do consumo de gás natural dos centros electroprodutores, salientando-se:

- a. As particularidades da central da Turbogás associada a valores mínimos contratuais;
- b. A política energética e ambiental a nível nacional e europeu, que promove a produção de eletricidade a gás natural em detrimento do carvão, o que já implicou alterações nas taxas de utilização das centrais a carvão, principalmente no 2.º semestre de 2019;
- c. O consumo de gás natural para produção de eletricidade tem sido menos dependente dos efeitos de hidraulicidade;
- d. As incertezas do setor económico nacional e europeu, face às medidas de contenção da propagação da COVID-19 em 2020, prevendo-se que apenas em 2021 se possam retomar as perspetivas de 2019.
- e. Os diferentes calendários da eliminação progressiva da isenção de ISP às centrais termoelétricas de carvão e gás natural, constante do OE para 2020.

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

No segmento dos grandes consumidores ligados à rede de transporte em alta pressão a ERSE considera que o consumo de gás natural terá atingido um nível estável, sem entradas e saídas definitivas de instalações relevantes, para o nível do consumo deste segmento e com a manutenção de um regime permanente de laboração das instalações existentes. Assim, a ERSE

optou por assumir os consumos indicados pela REN para 2021 que aponta para um consumo dos grandes consumidores industriais em AP de 17,4 TWh.

O CT entende a base de cálculo adotada pela ERSE, tendente a minimizar descontinuidades tarifárias, sem prejuízo da incerteza na procura que a atual crise introduz.

A.1.3. - PREVISÕES DO CONSUMO DE GÁS NATURAL

No que respeita aos valores reais do agregado dos consumos de gás natural abastecidos pelas redes de distribuição, constata-se nos últimos anos que a diferença entre o valor dos dados reais provenientes dos operadores das redes de distribuição (ORD) e o valor dos dados reais provenientes do operador da rede de transporte (ORT) e do operador do Terminal de GNL é residual. Confirma-se, assim, a coerência entre os dados provenientes dos diferentes operadores, que se tem registado nos últimos exercícios tarifários.

Relativamente às previsões do consumo abastecido pelas redes de distribuição em 2021, verifica-se que os valores agregados indicados pelos ORD são consideravelmente superiores à previsão do ORT (+0,7 TWh). Em 2021, os ORD preveem um total de entregas a clientes na ordem dos 26,2 TWh, cerca de 1,7% acima da sua estimativa para 2019 (25,8 TWh). Tal como referido, as previsões para o ano de 2020 apresentam uma maior incerteza, devido ao contexto atual. Refere ainda a ERSE que esta diferença poderá atribuir-se ao facto de os ORD terem um maior conhecimento das suas redes e incorporarem nas suas previsões ocorrências específicas, como seja a expansão da rede, a ligação de novos clientes ou alterações de consumos de clientes existentes.

O CT concorda com a proposta da ERSE que opta por considerar os valores previsionais dos fornecimentos e número de pontos de abastecimento (PA) dos ORD para 2021, para o agregado de MP e BP, exceto no caso da Sonorgás, em que considera apenas 50% das previsões da empresa para os 18 novos polos, quer para o consumo, quer para PA, para 2021.

Em síntese, o CT concorda, em geral, com a previsão e fundamentação da ERSE, sendo que, em relação às perspetivas de retoma para 2021, tenderia a ser um pouco menos otimista, tanto mais que hoje se sabe que para a crise pandémica se tornar menos incisiva e menos aguda terá que ser necessariamente mais prolongada.

A.2. - Balanço de energia para o ano gás 2020-2021

O CT concorda em geral com os pressupostos e cálculo do balanço de energia do SNGN para 2020-2021 apresentado pela ERSE e que se baseia nas previsões recebidas das empresas e na análise de tendência do consumo agregado, sem prejuízo das notas cautelares acima referidas.

Há a realçar que nas previsões do Balanço de Energia para 2020-2021 o mercado liberalizado de gás natural tem uma importância assinalável, representando a larga maioria do consumo nacional. Segundo a previsão, cerca de 98% do consumo de gás natural e 85% dos clientes estará no mercado livre.

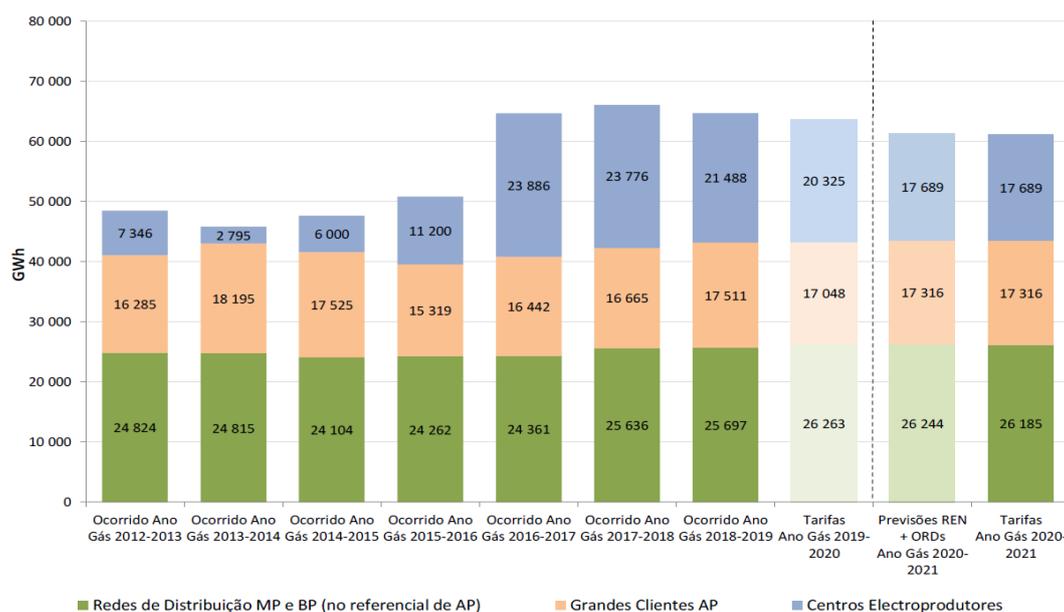
Não tendo o CT comentários específicos sobre estas previsões, nota-se que a ERSE prevê uma estabilização da dimensão do mercado regulado, com o ritmo de saída de clientes em TTVCF para comercializadores em regime de mercado muito reduzido. O CT recomenda que a ERSE monitorize este processo, considerando o interesse na conclusão da liberalização do mercado.

A.3. - Caracterização de quantidades para definição de proveitos para os anos 2020 e 2021

O CT tem recomendado que a ERSE utilize as quantidades equivalentes na definição de proveitos permitidos e no estabelecimento de tarifas, com as necessárias ponderações pelos diferentes períodos temporais de cálculo (ano gás para as tarifas; anos civis para os proveitos).

O CT nota que da comparação das estimativas apresentadas pela ERSE para o consumo nos anos civis de 2020 e 2021 (Fig. 2-2 do Documento “Caraterização de Consumo”, acima reproduzida) com os valores propostos para o cálculo das tarifas (Figura 2-3 do mesmo documento, a seguir apresentada), resultam diferenças com algum significado, especialmente no mercado das centrais electroprodutoras:

Figura 2-3 - Quantidades definidas para o ano gás 2020-2021 para os grandes grupos de consumidores



Nota 1: As quantidades apresentadas até ao ano gás 2018-2019 referem-se ao período de 1 de julho a 30 de junho. A partir do ano gás 2019-2020, referem-se ao período de 1 de outubro a 30 de setembro.

Nota 2: Os valores relativos a 2020 apresentam uma maior incerteza, face ao atual contexto de propagação da COVID-19, podendo posteriormente sofrer uma significativa revisão.

Fonte: ERSE, Caracterização da procura para o ano gás 2020-2021

Verifica-se com efeito que, numa perspetiva cautelosa, a ERSE adotou para o cálculo das tarifas volumes muito semelhantes aos previstos para o ano civil de 2020, não considerando o aumento previsto para os centros electroprodutores em 2021 (de 17.7 para 23.4 TWh).

Sem prejuízo de reiterar a sua opinião de que as quantidades consideradas para a definição de tarifas e proveitos deverão ser idênticas, o CT reconhece a excecionalidade da situação presente e, neste sentido, aceita a opção conservadora seguida pela ERSE, a qual, do ponto de vista positivo, previne a criação de desvios tarifários, em especial nas infraestruturas de AP.

A.4. - Utilização das redes e infraestruturas

Em 2019, a emissão de gás natural do Terminal de Sines para a RNTGN correspondeu a uma modulação⁷ de cerca de 282 dias.

Em 2019, a emissão de gás natural para o carregamento dos camiões cisterna correspondeu a uma modulação de cerca de 158 dias.

A energia armazenada no Carriço (armazenamento subterrâneo) ao longo do ano de 2019 oscilou entre os 13 e os 21 dias de consumo médio nacional diário. O gás natural armazenado no armazenamento subterrâneo e no Terminal de Sines foi em média, de 26 dias do consumo médio diário nacional.

O Terminal de Sines, o VIP⁸ e o Armazenamento Subterrâneo (AS) representaram 87%, 9% e 4%,), respetivamente, em relação ao total de entradas na RNT. Em termos de saídas, os consumos dos Centros electroprodutores (CEP), dos Clientes Industriais em Alta Pressão (AP), dos consumos nas redes de distribuição (ORD) e do Armazenamento Subterrâneo (AS) representaram em 2019, 34%, 24%, 35% e 5%, respetivamente, do total das saídas da RNT. Verificou-se pela primeira vez em 2019 a exportação por Campo Maior, representando aproximadamente 1% do total das saídas.

Com base no histórico e tendo em conta o atual enquadramento de grande incerteza criado pelas medidas de contenção da propagação da COVID-19, a ERSE considerou:

- A previsão da REN para a potência nominal das centrais, valor inferior aos valores reais dos últimos anos, mas prudente, tendo em conta o atual enquadramento de grande incerteza.
- Para a estrutura de aprovisionamento: 87% da energia entra pelo Terminal de Sines e 13% pelas interligações. Considerou ainda 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 2020-2021.
- A existência de exportação de gás natural do VIP para Espanha, de acordo com o histórico verificado no ano de 2019.

⁷ Número de dias equivalente à capacidade nominal

⁸ Ponto virtual de interligação

Tendo em conta as incertezas do contexto macroeconómico, o CT considera ajustada a opção conservadora seguida pela ERSE.

A.5. - Comercialização de último recurso retalhista

No âmbito da atividade do comercializador de último recurso retalhista, o CT nota que foi recentemente publicada a Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, que estende 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.

A Lei do Orçamento de Estado para 2020 já previa a prorrogação dos prazos para a extinção das tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos de eletricidade em Baixa Tensão Normal (BTN), para 31 de dezembro de 2025, em BTE para 31 de dezembro de 2022 e em MT para 31 de dezembro de 2021. Com a publicação da Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril fica assim garantida a harmonização dos calendários em ambos os setores.

Neste contexto, tendo presentes os comentários da ERSE ao Parecer do CT sobre a “Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2019-2020 e parâmetros para o período de regulação de 2020-2023”, 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

O CT regista que os vários operadores de infraestruturas – Transporte, Terminal de GNL, Armazenamento Subterrâneo e Distribuição - propuseram a manutenção dos fatores para perdas e autoconsumos que vigoraram no Ano Gás 2019-2020, considerando que os mesmos refletem adequadamente as condições operacionais das empresas.

A ERSE considerou que as propostas dos operadores são equilibradas, incorporando na proposta, em especial, na adequação das Tarifas de Energia aos vários níveis de pressão, estes fatores.

O CT concorda com a proposta da ERSE, notando que o próprio Regulador reconhece que os valores são reduzidos e que existe uma estabilidade dos valores históricos, apesar do aumento da idade das redes, que é importante em termos de previsibilidade tarifária.

B - ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2020-2021

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 o princípio da *“inexistência de subsidiações cruzadas entre atividades e entre clientes, através da adequação das tarifas aos custos e da adoção do princípio da aditividade”*.
- b. A aditividade tarifária no cálculo de tarifas permite que sejam alocados aos clientes apenas os custos associados às atividades utilizadas no abastecimento do seu ponto de consumo.
- c. A ERSE determina os custos de todas as atividades envolvidas no SNGN, de acordo com os serviços que lhe estão associados e respetivos custos que decorrem da sua operação.
- d. Os clientes em mercado livre suportam a soma dos custos de cada atividade regulada que se lhes aplica, de acordo com os escalões de consumo, resultando as Tarifas de Acesso às Redes (quadro 2-2). Para além disso suportam os custos de energia negociados livremente com comercializadores em mercado.
- e. 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 aplicáveis a consumidores.

Fonte: ERSE: ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2020-2021

- f. Assim, o preço de fornecimento de gás natural no mercado é constituído por 5 parcelas diferentes, a saber:

- **Aprovisionamento de gás (determinado pelo comercializador em mercado livre ou pela ERSE no caso das TTVCF)**
 - Compra e venda de Gás Natural (Mercado Livre ou Regulado pela ERSE)

- Tarifa de uso do terminal de GNL (regulado pela ERSE)
 - Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo (regulado pela ERSE)
 - Uso da rede de Transporte (entrada) (regulado pela ERSE)
 - **OLMC (regulado pela ERSE)**
 - **Transporte (regulado pela ERSE)**
 - Uso da rede de transporte
 - Uso global do sistema
 - **Uso da rede de Distribuição, desagregada por nível de pressão (regulado pela ERSE)**
 - **Comercialização de Gás Natural (determinado pelo comercializador em mercado livre ou pela ERSE no caso das TTVCF)**
- g.** Estando integrada na etapa de aprovisionamento de gás e sendo um custo dependente das opções do comercializador, o custo de uso da rede de transporte (entrada) deveria ser um custo a incorporar nos preços de energia do mercado, à semelhança dos custos com a utilização do terminal de gás natural liquefeito, do armazenamento subterrâneo ou do aprovisionamento de gás natural.
- h.** No entanto verifica-se a aplicação direta generalizada do valor publicado pela ERSE do preço de capacidade de entrada da tarifa de URT na fatura e proporcional à capacidade utilizada pelo cliente final.
- i.** A tarifa regulada suportada por cada cliente está dependente do nível de pressão a que se encontra ligado, de acordo com o quadro abaixo:

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: ERSE: ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2020-2021

- j.** 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, 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 tem 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 um cliente está ligado)
- k.** A determinação de cada tarifa regulada, de acordo com o Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação do Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro e Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, tem de consagrar os princípios aplicáveis ao cálculo e à fixação de tarifas, como a "adequação das tarifas aos custos" e a "transmissão dos sinais económicos adequados a uma utilização eficiente das redes e demais infraestruturas do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN)".
- l.** A conjugação destes princípios determina a necessidade de estabelecer para cada atividade regulada os "custos eficientes". A eficiência na afetação de recursos é conseguida quando o custo social de produzir mais uma unidade iguala o valor que a sociedade está disposta a pagar por essa mesma unidade adicional.
- m.** Os custos eficientes, diferenciados por variável de faturação, podem ser estabelecidos com diferentes conceitos de custo de acordo com as características físicas de determinado bem ou serviço e com o objetivo de transmitir os sinais económicos mais adequados:
- Custo médio, sendo o rácio entre o custo total e a quantidade total da variável de faturação é uma abordagem simples e apropriada para refletir custos cujo montante total não depende da atuação individual dos utilizadores
 - Custo marginal, calculado como o custo de produzir ou prestar uma unidade adicional de um bem ou serviço.
 - Custo incremental de longo prazo, semelhante ao custo marginal, mas incluindo uma perspetiva de longo prazo, devendo ser utilizado quando o incremento de uma variável de faturação tem um comportamento discreto e aplicável a um horizonte temporal de longo prazo.
- n.** O Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, 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.
- o.** 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 aditivos, e garantido a estabilidade dos proveitos permitidos face a variações da procura.

- p. O CT concorda com o princípio associado à aditividade tarifária na definição das tarifas reguladas.
- q. O CT não pode deixar de salientar, no entanto, a necessidade permanente de manutenção do rigor na determinação dos custos eficientes e dos proveitos permitidos, bem como na 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 natural 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 três serviços cada um dos quais é refletido numa variável de faturação de acordo com o quadro abaixo:

Quadro 3-2 - Definição das variáveis de faturação da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL

Serviço	Variáveis de faturação	Definição
Receção	Energia recebida (euros por kWh)	Volume mensal de gás natural recebido no terminal sob a forma liquefeita, a partir do transporte marítimo.
Armazenamento	Capacidade de armazenamento contratada (euros por (kWh/dia)/mês; euros por (kWh/dia)/dia)	Valor da capacidade reservada pelo agente nos procedimentos de atribuição de capacidade. A capacidade contratada pode ser estruturada em produtos com diferentes horizontes temporais, correspondendo cada produto ao direito de utilização da capacidade do valor contratado durante todos os dias do período temporal correspondente. A capacidade de armazenamento contratada refere-se às existências de energia armazenada determinadas às 24h de cada dia.
Regaseificação	Preço capacidade de regaseificação contratada (euros por (kWh/dia)/mês; euros por (kWh/dia)/dia)	Valor da capacidade reservada, pelo agente de mercado no processo de atribuição de capacidade. A capacidade contratada pode ser estruturada em produtos com diferentes horizontes temporais, correspondendo cada produto ao direito de utilização da capacidade do valor contratado durante todos os dias do período temporal correspondente.
	Energia regaseificada (euros por kWh)	Volume mensal de gás natural entregue na RNTGN, medido no ponto de entrega de gás natural à rede de transporte.
	N.º camiões	Número de carregamentos de camiões cisterna.

Fonte: ERSE: ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2020-2021

- b. O CT regista a redução do preço médio da tarifa de uso do terminal de receção em 7%, pese embora o aumento do custo do valor global imputado à tarifa de 4,2%.

- c. O CT regista o facto de esta redução de 7% assentar essencialmente nas previsões de aumento de consumo/energia movimentada no terminal, cujo efeito esperado na tarifa é de uma redução de próximo 11%.

B.3. - Tarifa de uso do armazenamento subterrâneo

- a. A tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, e de acordo com a sua atividade, é decomposta em três preços, seguindo a variável de faturação que melhor reflete o custo, segundo 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 natural.
Energia extraída (kWh)	Quantidade de energia entregue por uma infraestrutura de armazenamento subterrâneo à rede de transporte de gás natural.
Capacidade de armazenamento contratada (euros por (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 carácter vinculativo independentemente do uso efetivo, para diversos horizontes temporais.

Fonte: ERSE: ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2020-2021

- b. O CT regista a manutenção do valor da tarifa de uso do armazenamento subterrâneo aprovada pela ERSE no documento de “Tarifas e Preços GN 2019-2020”
- c. Regista ainda que esta manutenção é conseguida através de uma redução de 0,9% da variação tarifária, sendo compensada pela previsão do aumento de utilização em 1%.

B.4. - Tarifa de uso da rede de transporte

- a. Em termos de estrutura tarifária, a Tarifa de Uso da Rede de Transporte (URT), assenta numa lógica entrada-saída, obedecendo a requisitos europeus, sendo que os utilizadores da rede de transporte pagam um preço pelo gás que entra na rede de transporte e pagam outro preço pelo gás que sai da mesma.
- b. Na prática, a tarifa URT é paga por todos os clientes finais de gás natural, designadamente clientes em Alta Pressão (AP), clientes em Média Pressão (MP) ligados indiretamente à rede de transporte por via dos operadores das redes de distribuição e por último, clientes com unidades autónomas de gás (UAG).
- c. Nos termos do Regulamento (UE) 2017/460 da Comissão, de 16 de março, que estabelece o código de rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás, as tarifas de transporte devem basear-se numa metodologia de preço de referência.

- d. Na sequência do processo de consulta pública n.º 66, a ERSE aprovou uma metodologia designada por metodologia da capacidade ponderada pela distância modificada (metodologia CWD modificada) que utiliza como indutores de custo, para alocar os proveitos permitidos da rede de transporte, variáveis de distância efetiva e de capacidade efetiva.
- e. Na proposta de Tarifas e Preços para 2020-2021, o CT constata a redução significativa da Tarifa URT, -56% face aos valores de 2019-2020, sendo de salientar que no caso da Tarifa URT do operador da rede de transporte, o efeito de consumo contribui positivamente para a diminuição da variação do preço médio.

B.5. - Produtos de capacidade nas infraestruturas de alta pressão

- a. Os comercializadores têm liberdade na forma de cobrança dos custos de entrada da tarifa de URT podendo explicitá-los em ponto próprio na fatura ou incorporá-los no preço da energia, opção a acordar entre os comercializadores e os clientes no processo de negociação das condições de preço do fornecimento de gás natural, observando os princípios da transparência e da não discriminação.
- b. Até ao ano gás 2018-2019, a prática usual entre os comercializadores era a da transmissão deste custo incorrido nas faturas aos seus clientes segundo a tarifa publicada pela ERSE, utilizando normalmente a tarifa de produto anual, cujos preços eram iguais independentemente do ponto de entrada.
- c. Com a publicação das “Tarifas e Preços GN 2019-2020”, as tarifas de entrada para interligações internacionais e o terminal de GNL em Sines passaram a ter preços diferentes, o que se continua a verificar na presente proposta:

Quadro 3-18 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicáveis a produtos de capacidade firme, por ponto de entrada

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE (por ponto de entrada)	CAPACIDADE CONTRATADA	
	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/hora)/hora
Interligações internacionais (Campo Maior e Valença do Minho)		
Produto anual	0,00009479	
Produto trimestral	0,00012323	
Produto mensal	0,00014219	
Produto diário	0,00018959	
Produto intradiário		0,00020855
Terminal GNL		
Produto anual	0,00008731	
Produto trimestral	0,00011350	
Produto mensal	0,00013096	
Produto diário	0,00017462	
Produto intradiário		0,00019208
Armazenamento Subterrâneo		
Produto diário	0,00000000	
Produto intradiário		0,000000

FONTE: ERSE – “Proposta de tarifas e preços de Gás Natural para o Ano Gás 2020-2021”

- d. É entendimento da ERSE e do CT que esta informação deve ser 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

(seja através da aplicação de um valor médio, do valor associado a uma das entradas ou qualquer outra solução).

- e. O CT considera que esta informação, fundamental para a comparabilidade de propostas e sua negociação, não se encontra clarificada e divulgada pela ERSE junto dos clientes, recomendando a sua divulgação no *site* da ERSE.
- f. Na atual proposta e face ao ano gás 2019-2020, o CT anota uma redução desta tarifa no valor de 64,2%, o que constitui uma diminuição significativa.

B.6. - Tarifa de operação logística de mudança de comercializador (OLMC)

- a. De acordo com o Decreto-Lei nº 38/2017, de 31 de março, a atividade do OLMC de gás natural encontra-se atribuída à ADENE – Agência para a Energia.
- b. 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.
- c. Face ao ano gás 2019-2020, a tarifa para entregas em redes de distribuição sofre uma redução de 24,0% enquanto que para entregas em AP a tarifa não sofre variação.
- d. A tarifa de OLMC aplicada pelo operador da rede de transporte às entregas em AP e às redes de distribuição é composta por um preço de capacidade utilizada, de iguais valores aos a si aplicados. Nas saídas para instalações abastecidas por UAG consideram-se preços de energia que, face ao ano gás anterior, sofrem uma redução de 24,0%.
- e. Face ao ano gás 2019-2020, o mapa de proveitos permitidos constante no documento “Proposta de proveitos permitidos e ajustamento para o ano gás 2020-2021” identifica uma variação negativa dos proveitos desta atividade de 21,3%⁹, justificada pela menor incorporação nesta proposta de ajustamento de proveitos ocorridos em anos anteriores.

B.7. - Tarifa de uso global do sistema

- a. Em termos de estrutura tarifária, a Tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) é composta por duas parcelas. A parcela I 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. A parcela II visa devolver/recuperar os desvios extraordinários de custos de aquisição de gás natural transferidos para a tarifa de UGS, no âmbito da sustentabilidade do mercado livre e do mercado regulado.

⁹ O quadro 2-19 do documento de Tarifas e Preços deve ser retificado em conformidade.

- b. Importa referir que 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, passou a ser recuperado pela parcela I da tarifa de UGS, de aplicação à totalidade dos consumidores de gás natural, em vez de ser repercutido na Tarifa de Uso da Rede de Transporte.
- c. Na proposta de Tarifas e Preços para 2020-2021, o CT constata uma variação tarifária muito significativa na Tarifa de UGS do operador da rede de transporte, que regista um aumento de 890% face aos valores de 2019-2020. O acréscimo decorre de ajustamentos, que passam de valores a devolver para valores a receber em tarifas.

B.8. - Tarifa de uso da rede de distribuição

- a. A atividade de Distribuição de gás natural é assegurada por 11 ORD em áreas geográficas exclusivas, e consiste na veiculação de gás natural 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.

A atividade de distribuição é regulada por aplicação de uma metodologia *price-cap* no OPEX e *rate of return* no CAPEX.

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.

- b. Os proveitos permitidos não correspondem diretamente aos proveitos a recuperar por aplicação das tarifas devido às circunstâncias decorrentes do quadro legislativo e regulamentar. Os proveitos permitidos de um operador podem ser recuperados pela aplicação da tarifa de sua atividade, mas também por outros operadores ou entidades externas, sendo posteriormente transferidos entre operadores de acordo com os respetivos proveitos permitidos.

Assim, os proveitos a recuperar de uma atividade são-no, quer por aplicação da respetiva tarifa, quer por transferência de uma entidade externa. Por outro lado, os proveitos permitidos são os proveitos atribuídos a uma atividade em particular, recuperados através da aplicação das suas tarifas ou através de transferência entre empresas.

- c. 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<.

Genericamente, a tarifa de URD é composta pelos seguintes termos tarifários:

- Termo de capacidade utilizada, aplicável ao consumo máximo diário registado nos últimos doze meses, definido em euros por kWh/dia, por mês, aplicável a clientes com registo diário de consumos.
 - Termo de energia, com diferenciação entre períodos de vazio e de fora de vazio, definido em euros por kWh. Define-se como período de vazio o mês de agosto.
 - Termo fixo, com preços dependentes da periodicidade de registo do equipamento de medição, a qual pode ser diária, mensal ou superior.
- d. Numa análise referencial global sobre a variação do preço médio da tarifa de URD, a ERSE refere que o preço médio aumenta 6,1% quando comparado com o ano gás anterior, essencialmente devido à variação tarifária (conforme ilustrado na figura 6-5 – Decomposição da variação do preço médio da tarifa de URD).

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

Tarifa	Preço médio 2019-2020	Preço médio 2020-2021	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	7,71 €/MWh Receitas: 202 194 k€ Quantidades: 26 216 GWh	8,18 €/MWh Receitas: 213 798 k€ Quantidades: 26 138 GWh	6,1%	6,9%	-0,8%

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: ERSE – “Proposta de tarifas e preços de Gás Natural para o Ano Gás 2020-2021”

Face ao ano gás 2019-2020, os proveitos a recuperar da atividade de Distribuição de gás natural apresentam uma variação de 5,5 %, sendo que esse aumento se deve especificamente ao efeito dos ajustamentos de anos anteriores devidos às empresas e refletidos no ano gás 2020-2021.

De facto, constata-se uma redução do nível dos proveitos permitidos da atividade de distribuição para o ano gás 2020-2021 face ao ano anterior de 3,9%, resultante essencialmente da redução dos custos de investimentos a recuperar pelas tarifas que, por sua vez, decorre, de acordo com a ERSE, de uma melhor adequação entre o nível de investimentos nas redes de distribuição e o seu nível de consumo e adicionalmente a esta maior racionalidade a ERSE refere ainda que a da taxa de remuneração, por sua ação, se reflete também na diminuição dos custos de investimentos a recuperar pelas tarifas.

Quadro 4-27 - Proveitos da atividade de Distribuição de gás natural

Unidade: 10³ EUR

		Tarifas 2019-2020	Tarifas 2020-2021	Variação 2019-2020/ 2020-2021
A=B+(C*D)	Custos com capital afetos a esta atividade, previstos para o ano gás <i>t</i>	146 205	137 926	-6%
B	Amortizações do ativo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados, previstas para os anos <i>s</i> e <i>s+1</i>			
C	Valor médio do ativo fixo afecto à actividade de distribuição do ORD líquido de amortizações e participações, previstos para os anos <i>s</i> e <i>s+1</i>			
D	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à actividade de Distribuição			
E	Custos de exploração aceites pela ERSE	71 375	71 177	-0,3%
F	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental no ano gás <i>t-2</i> , do operador da rede de distribuição <i>k</i> , aceites pela ERSE	0	0	
H=A+E+F	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição <i>k</i> , previstos para o ano <i>s</i>	217 580	209 103	-3,9%
I	Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP do operador da rede de distribuição <i>k</i> previstos para o ano gás <i>t</i>	5 219	5 965	14,3%
J	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano <i>s-1</i>	10 591	0	-
K	Ajustamento no ano gás <i>t</i> , dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano <i>s-2</i>	4 795	-4 695	-
L=H-I-J-K	Proveitos a recuperar da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição <i>k</i> , com ajustamentos considerados nos anos <i>s-2</i> e <i>s-1</i>	196 975	207 832	5,5%

FONTE: ERSE – "Proposta proveitos e ajustamentos para o ano gás 2020-2021"

- e. No que respeita à actividade de Distribuição de GN para o ano gás 2020-2021, 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.

Como se pode verificar no quadro anterior, os ajustamentos do ano de 2018 foram a favor das empresas na ordem dos 4,7 milhões de euros, enquanto que a ERSE tinha antecipado para o ano gás 2019-2020 um ajustamento provisório para o mesmo ano na ordem de 10,6 milhões a favor dos consumidores.

O CT constata assim que o aumento do preço médio da tarifa de URD se deve essencialmente à estimativa por excesso do ajustamento provisório relativo ao ano de 2018 no ano gás 2019-2020, que reduziu os proveitos a recuperar nesse ano, e cujo ajustamento definitivo no ano gás 2020-2021 será a favor das empresas, corrigindo o valor antecipado no ano anterior.

- f. O CT reconhece a dificuldade de previsão da evolução de todas as variáveis do sistema tarifário, no entanto, recomendando, ainda assim, uma maior prudência nas estimativas dos ajustamentos provisórios, em articulação com as empresas.

- g. Não obstante verificar-se uma variação do preço médio da tarifa de URD em 6,1%, 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, anotando-se igualmente a resposta positiva dos operadores para com as metas definidas pela ERSE.

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 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. 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.
- c. 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.
- d. Por outro lado, evita um aumento nas tarifas de Acesso às Redes a serem suportadas por todos os consumidores ligados às redes de distribuição em MP e em BP, devido a uma redução do volume distribuído através destas infraestruturas.
- e. Note-se que este mecanismo não tem em conta os custos da TOS suportados pelos clientes abastecidos pelas redes de distribuição, constituindo uma parcela adicional do diferencial de custos gerado entre os clientes abastecidos em AP e os abrangidos por este mecanismo.
- f. O CT verifica que a atualização proposta do termo fixo da fórmula (de 0.00174 Eur/kWh para 0.00197 Eur/kWh) está alinhada com a evolução do diferencial médio entre tarifas para clientes abastecidos em AP e os abrangidos por este mecanismo.
- g. O CT anota com agrado a inclusão dos parâmetros da fórmula no documento “Proposta de Tarifas GN 2020-2021”, tal como recomendado pelo CT no parecer relativo à “Proposta de Tarifas GN 2019-2020”.

B.10. - Opções tarifárias de acesso às redes de distribuição

No ano gás 2020-2021 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.

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.

- 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 2020-2021 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

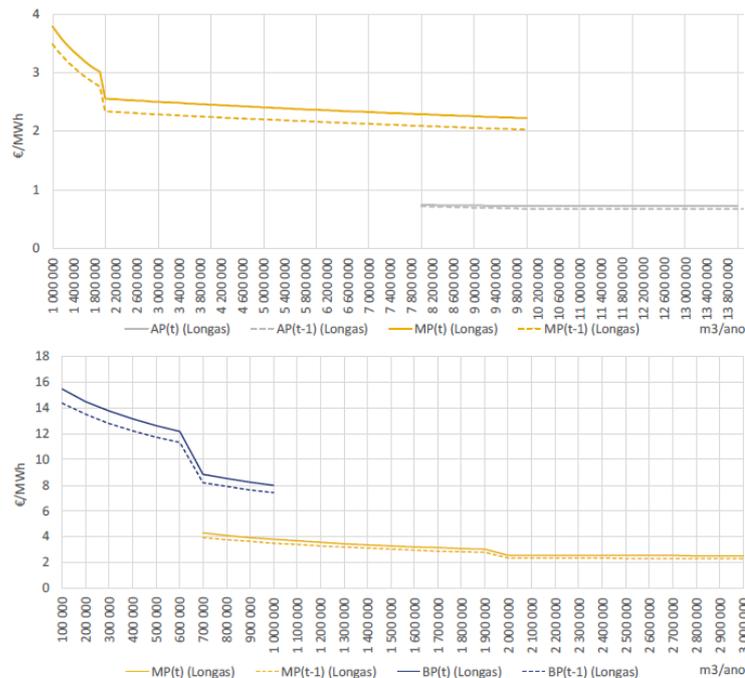
Fonte: ERSE- Estrutura Tarifária no ano gás 2020-2021

O CT reforça 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 introdução dos escalões de consumo nos vários níveis de pressão visa 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. O CT regista o aumento no diferencial de preços entre as TAR em AP e em MP, provocado pela descida da tarifa de Uso da Rede Transporte e a subida da tarifa de Uso da Rede de Distribuição, como é evidenciado na figura seguinte:

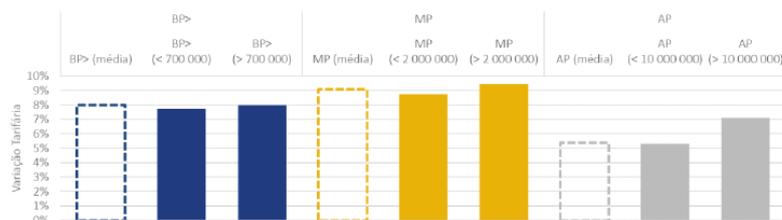
Figura 10-1 - Evolução do Preço médio das tarifas de Acesso às Redes em AP, MP e BP> em (t) e (t-1)



Fonte: ERSE- Estrutura Tarifária no ano gás 2020-2021

- d. 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 aumentos tarifários 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: ERSE- Estrutura Tarifária no ano gás 2020-2021

- e. Na revisão regulamentar do gás natural, de 30 de janeiro de 2019, a ERSE apresentou no documento de “Enquadramento”, um capítulo dedicado ao estudo dos “Escalões de consumo nas tarifas de uso das redes de MP e BP>”.
- f. O CT reconhece a relevância dos estudos feitos pela ERSE sobre esta temática, tendo em vista:
- a caracterização da estrutura tarifária das redes de distribuição de diversos países europeus;

- a caracterização de consumos, capacidades e faturas anuais de vários consumidores ligados em MP ou BP;
 - a avaliação dos impactes económicos na faturação dos consumidores na fronteira de consumos.
- g.** Para o ano gás 2020-2021 a ERSE apresentou uma nova análise com uma amostra atualizada, por consumos, capacidades e por faturas anuais. Esta amostra é constituída por 944 consumidores com consumos anuais superiores a 100.000 m³ ligados em MP ou BP.
- h.** As características dos consumidores dessa amostra estão apresentadas no quadro abaixo:

Quadro 10-2 -Características dos consumidores em BP> e MP com consumos anuais superiores a 100 000 m³, com tarifas do ano gás 2020-2021

Tarifas 2020-2021		N.º Consumidores	Consumo Médio (m ³ /ano)	Modulação Média (dias/ano)	Faturação Média (€/ano)	Preço Médio (€/MWh)
BP>	100 000 - 699 999	550	264 967	143	93 414	30,66
	700 000 - 999 999	72	823 672	160	252 224	26,30
MP	1 000 000 - 1 999 999	144	1 431 152	166	369 626	22,16
	2 000 000 - >2000000	178	6 913 142	196	1 709 593	21,34

Fonte: ERSE- Estrutura Tarifária no ano gás 2020-2021

- i.** A ERSE conclui que, em BP>, apenas 26 consumidores teriam benefício económico caso verificassem um incremento no seu consumo anual e lhes fosse aplicada as TAR para consumos anuais ≥ 700.000 m³. Esses 26 consumidores teriam uma redução total média de aproximadamente 13.177€/ano, representando uma redução média de -5,7% no total da sua fatura final.
- j.** A ERSE apresentou também a mesma análise para consumidores em BP com consumos anuais na fronteira de 1.000.000 m³, tendo sido identificados 29 consumidores que poderiam beneficiar de um desconto médio de 22.143 €/ano, representando uma redução média de -7,7% do total da fatura final desses consumidores.
- k.** Quanto aos consumidores em MP com consumos anuais na fronteira de 2.000.000 m³, foram detetados 3 consumidores que poderiam beneficiar de um desconto médio de 6.189 €/ano (-1,2% de desconto médio), caso incrementassem os seus consumos e lhes fosse aplicada as TAR para consumos anuais $\geq 2.000.000$ m³.
- l.** O quadro seguinte agrega 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 2020-2021

Fronteira	N.º Consumidores afetados	N.º Consumidores afetados (%)	Desconto médio (€/ano)	Desconto médio (%)	Total anual do desconto (€/ano)	Total anual do desconto na fatura final (%)	
BP>	700 000	26	2,8%	-13 177	-5,7%	-342 604	-0,7%
BP>	1 000 000	29	3,1%	-22 143	-7,7%	-642 153	-3,5%
MP	2 000 000	3	0,3%	-6 189	-1,2%	-18 566	-0,03%

Fonte: ERSE- Estrutura Tarifária no ano gás 2020-2021

O CT regista que a proposta agora apresentada pela ERSE agrava as discontinuidades tarifárias nas fronteiras dos escalões de consumo face ao ano gás anterior, o que se considera menos adequado.

- m. O CT entende 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.
- n. O CT insta uma vez mais a ERSE 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

- a. 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 pelo Comercializador de último Recurso Grossista (CUR_g) e pelos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas (CUR_r), reflete o custo previsto para a aquisição de gás natural, mais o custo com a utilização das infraestruturas da RNTIAT (terminal de receção de GNL, armazenamento subterrâneo e termo de entrada do uso da rede de transporte) e ainda o custo da constituição da reserva estratégica de gás natural;
- b. Os custos de aquisição de gás natural dos CUR_r para fornecimento aos seus clientes, resultam diretamente dos custos suportados pelo CUR_g, que estão dependentes dos mecanismos de aquisição previstos no quadro regulamentar;
- c. A TE aplicada pelos CUR_r 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 em curso, estas são exclusivamente aplicadas aos fornecimentos realizados pelos CUR_r em Baixa Pressão (BP);
- d. Tal como tem vindo a ser salientado pelo CT, o alinhamento entre o custo de energia refletido nas tarifas aplicadas pelos CUR_r e o custo de aprovisionamento no mercado grossista, constitui um ponto fundamental para o adequado funcionamento do mercado, motivo pelo qual acolheu a recente proposta da ERSE no sentido de implementar um mecanismo de monitorização trimestral da TE, com o objetivo de assegurar a adequação do preço médio de energia para os fornecimentos aos CUR_r, com recurso a eventual atualização tarifária;

- e. No quadro da presente proposta de Tarifas e Preços para o ano 2020-2021, o CT constata a redução de -17,9% da TE para consumidores finais com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³, tendo por base de comparação o exercício 2019-2020.

Quadro 0-6 - Variação anual da tarifa de Energia para clientes com consumos inferiores ou iguais a

10 000 m³/ano

Tarifas por atividade	Variação tarifária 2020-2021/2019-2020
Tarifa de Energia ≤ 10 000 m ³ /ano	-17,9%

Fonte: ERSE, Proposta de Tarifas e Preços para o ano gás 2020-2021

- f. De acordo com o documento relativo à Proposta de Proveitos, é possível concluir que o custo unitário de aquisição de gás natural considerado para o mesmo efeito foi de 19,84 €/MWh para o ano 2020 e 17,10 €/MWh para o ano 2021, resultando, portanto, num preço médio de aproximadamente 18,47 €/MWh que constitui a TE da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos CUR_r. Este valor encontra-se cerca de 4 €/MWh abaixo do valor de referência do ano anterior, como resultado de uma redução do custo da *commodity*;
- g. A TE transitória dos CUR_r, aplicável aos consumidores em BP com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ é de 18,55€/MWh, sendo de 25,96 €/MWh para fornecimentos superiores a 10 000 m³;
- h. Tendo em conta que o documento de Propostas e Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2020-2021 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 CUR_r.

B.13. - Tarifa de comercialização

- a. A tarifa de comercialização (TC) da atividade regulada de comercialização de gás natural é aplicada pelos CUR_r 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 €/mês e,
- (ii) e preço de energia, expresso em €/MWh.

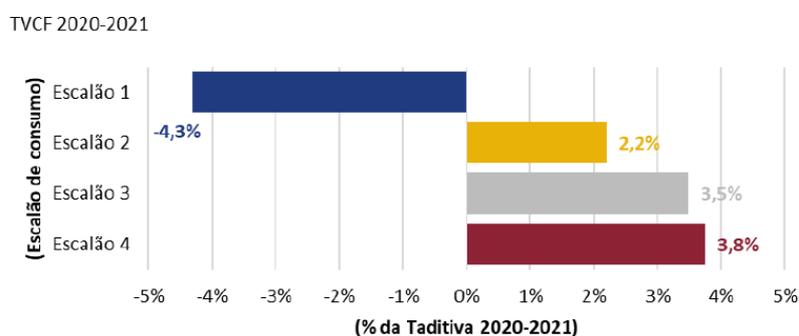
A estrutura da tarifa assenta numa lógica de custos médios de referência que sofrem um escalamento multiplicativo de forma a permitir recuperar os proveitos permitidos tendo em conta o n.º de clientes e a energia;

- 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 2020-2021 um aumento de 1,1%.

B.14. - Análise da convergência das TTVCF para a tarifa aditiva, para consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³

- a. No enquadramento legal do SNGN 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. Este mecanismo assegura uma evolução gradual dos preços das TTVCF.
- b. A ERSE decidiu limitar os acréscimos tarifários em termos reais de preços superiores à taxa de inflação (1,1%), devido à previsível recessão económica motivada decorrente da pandemia provocada pela COVID-19 e que reforça a necessidade de acautelar impactes significativos sobre os consumidores, situação que merece o acordo do CT.
- c. Apesar deste agravamento conduzir a uma aproximação entre a tarifa aditiva transitória e a tarifa transitória efetivamente estabelecida, o CT não pode deixar de reiterar, tal como em pareceres anteriores, a sua preocupação relativamente à aplicação deste mecanismo de estabilidade, em especial no que concerne às distorções tarifárias para clientes em BP<.

Figura 13-3 - Distância das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para a tarifa aditiva transitória no ano gás 2020-2021



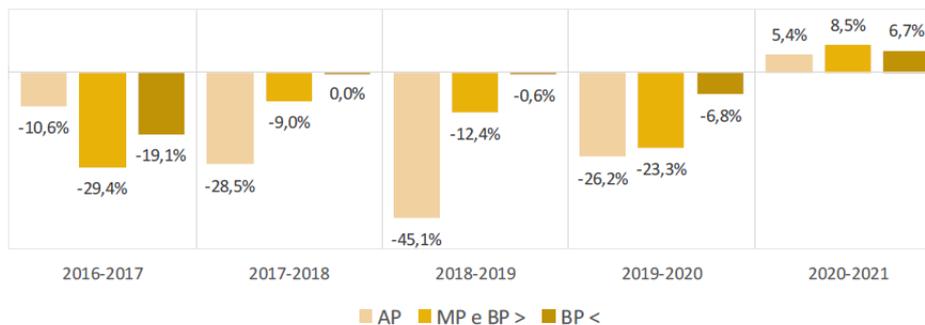
Fonte: ERSE: Estrutura tarifária no ano gás 2020-2021

- d. Em particular, nota o CT uma preocupação clara da ERSE em proteger o escalão 1 da BP < em relação aos outros escalões, opção que o CT não contesta de per si, mas que considera relevante o suficiente para recomendar que a ERSE justifique este posicionamento na sua proposta de tarifas.

B.15. - Evolução das Tarifas de Acesso às Redes

- a. Após sucessivos anos gás onde as Tarifas de Acesso às Redes (TAR) apresentaram sistematicamente variações negativas face ao ano anterior, a proposta da ERSE agora posta em discussão mostra uma inversão significativa dessa tendência, como mostra o quadro seguinte:

Figura 0-2 - Variação das tarifas de Acesso às Redes



Fonte: ERSE, Proposta de Tarifas e Preços para o ano gás 2020-2021

- b. A proposta de TAR apresentada pela ERSE para o ano gás 2020-2021 apresenta variações positivas face ao gás anterior, como mostra o quadro seguinte:

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

Tarifas de Acesso às Redes	Variação tarifária 2020-2021/2019-2020
Clientes em AP (> 50 milhões de m ³ /ano) *	5,4%
Clientes em MP e BP> (> 10 000 m ³ /ano)	8,5%
Clientes em BP < (< 10 000 m ³ /ano)	6,7%

(*) Os limites de consumo indicados são indicativos

Fonte: ERSE, Proposta de Tarifas e Preços para o ano gás 2020-2021

- c. A variação das TAR depende 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 anual das tarifas por atividade

Tarifas por atividade	Variação tarifária 2020-2021/2019-2020
Infra-estruturas de Alta Pressão	
Tarifa de Uso do Terminal de GNL	4,2%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	-0,9%
Acesso às Redes e Gestão Global do Sistema	
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	-56%
Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	-24%
Tarifa de Uso Global do Sistema	890%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	6,9%

Fonte: ERSE, Proposta de Tarifas e Preços para o ano gás 2020-2021

- d. É de salientar a descida das tarifas de uso da Rede de Transporte (-56%) e da do OLMC (-24%), em contraponto com o aumento da tarifa de uso da Rede de Distribuição (+6,9%). A variação da tarifa UGS (+890%) decorrente de razões específicas já referidas noutros pontos deste parecer.
- e. O quadro seguinte evidencia os impactes no preço médio das TAR, por tipo de cliente. As variações do preço médio são todas positivas (de 7,1% a 14%) para todos os tipos de clientes, com exceção dos Centros Electroprodutores (CEP) onde essa variação é negativa (-30,5%). Acresce ainda que as variações tarifárias são todas positivas, para todos os tipos de clientes. De um modo geral verifica-se a queda de 3,8% nos consumos (onde os CEP caem 13%), mas em contrapartida verifica-se o incremento das receitas de 2,2%.

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

Tarifa de Acesso às Redes	Tarifas 2019-2020, consumos 2019-2020	Tarifas 2020-2021, consumos 2020-2021	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Centros electroprodutores	1,26 €/MWh Receitas: 25 696 k€ Quantidades: 20 325 GWh	0,88 €/MWh Receitas: 15 554 k€ Quantidades: 17 689 GWh	-30,5%	3,6%	-32,9%
Clientes em Alta Pressão	0,66 €/MWh Receitas: 11 297 k€ Quantidades: 17 048 GWh	0,76 €/MWh Receitas: 13 081 k€ Quantidades: 17 316 GWh	14,0%	5,4%	8,2%
Clientes em Média Pressão	2,35 €/MWh Receitas: 41 644 k€ Quantidades: 17 717 GWh	2,61 €/MWh Receitas: 46 377 k€ Quantidades: 17 780 GWh	11,0%	9,1%	1,7%
Clientes em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m ³	10,74 €/MWh Receitas: 43 868 k€ Quantidades: 4 086 GWh	11,64 €/MWh Receitas: 47 252 k€ Quantidades: 4 060 GWh	8,4%	8,0%	0,4%
Clientes em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	30,02 €/MWh Receitas: 132 472 k€ Quantidades: 4 413 GWh	32,16 €/MWh Receitas: 138 217 k€ Quantidades: 4 298 GWh	7,1%	6,7%	0,4%

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: ERSE, Proposta de Tarifas e Preços para o ano gás 2020-2021

- f. A comparação entre os proveitos para o ano gás 2020-2021 da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN e dos mesmos para o ano gás 2019-2020, mostra um acréscimo dos proveitos associados à parcela I da tarifa de UGS decorrentes dos ajustamentos que passaram de valores a devolver pela empresa em tarifas de 2019-2020, para valores a receber em tarifas de 2020-2021.

A variação ocorrida ao nível da parcela II da tarifa de UGS deriva dos ajustamentos da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimentos aos Comercializadores de Último Recurso.

No global os proveitos a recuperar passam de 3.139 K€ em 2019-2020 para 27.115 K€ em 2020-2021, isto é, um incremento de 23.976 K€ ⇔ 763,7%.

- g. O CT não pode deixar de relevar esta significativa inversão da tendência da evolução das TAR, tanto mais que vivemos agora num ambiente de grandes incertezas provocadas pela pandemia Covid-19, que irão certamente provocar fortes reduções do consumo de gás natural.

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

C.1. - Proveitos permitidos e ajustamentos

A revisão regulamentar de 2019 do setor do gás natural, introduziu alterações ao nível do cálculo dos proveitos permitidos das atividades reguladas. As tarifas passaram a ser 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 passou a ser calculado na proporção de 0,25 dos proveitos permitidos do ano s e de 0,75 dos proveitos permitidos do ano s+1.

Os pressupostos, as metodologias e os cálculos que sustentam os parâmetros regulatórios definidos para o corrente período regulatório, 2020-2023, encontram-se no documento “Parâmetros de regulação para o período 2020 a 2023”, de maio de 2019, e aplicam-se desde 1 de janeiro de 2020.

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.

Os ajustamentos a repercutir no ano gás 2020-2021 dos operadores das infraestruturas são determinados essencialmente a partir dos desvios entre a procura de gás natural do ano 2018 versus os valores estimados, bem como na melhor estimativa do ano 2019 baseada nos dados disponíveis à data de emissão da Proposta.

Com a recuperação e estabilização dos restantes segmentos de consumo desde 2014, foram as variações de consumo dos centros electroprodutores que determinaram maioritariamente as variações do consumo nacional de gás natural.

No caso dos comercializadores de último recurso os desvios resultam da diferença entre o consumo e número de consumidores no mercado regulado relativamente ao estimado e ao desvio da realidade decorrente dos fluxos associados à aditividade tarifária. Face às previsões, os maiores desvios ocorreram no segmento dos consumidores com consumos anuais superiores a 10 000m³, verificando-se fornecimentos acima do previsto no cálculo tarifário, em resultado de uma evolução das quotas globais do mercado liberalizado em energia que ficou abaixo da previsão.

O quadro seguinte permite comparar os valores subjacentes ao cálculo das tarifas de 2019/2020 com os da proposta de tarifas 2020/2021, relativamente a proveitos permitidos por atividade, a custos *pass through*, a ajustamentos e ao diferimento intertemporal dos desvios de proveitos associados à procura de gás natural nas atividades de Transporte.

Proveitos e ajustamentos
(milhões de euros)

	tarifas 2019-2020	tarifas 2020-2021	Varição	
Proveitos permitidos Regulados				
Terminal	36	39	3	
Armazenagem	19	18	-1	
Transporte (exclui transporte rodovia)	70	65	-5	
Gestão Global do Sistema (exclui ERSE)	9	8	0	
OLMC	0	0	0	
Distribuição	218	209	-8	
Acesso às redes	351	340	-11	-3,2%
CUR G (energia)	21	16	-5	-22,4%
Curr (comercialização)	11	10	-1	
	383	366	-17	-4,4%
Custos pass through				
GLUAG	0	0	0	
ERSE	4	4	0	
Transporte de GNL por rodovia	4	5	1	
	9	10	1	13%
Ajustamentos				
Ajust t-1	-40	-13	27	
Ajust t-2	-9	3	12	
Ajust. CUR	-10	-8	1	
	-59	-18	41	-68,8%
Diferimento intertemporal				
	3	-25	-29	
Total proveitos a recuperar com as tarifas	336	332	-4	-1,1%

Fonte: ERSE, "Proposta proveitos e ajustamentos para o ano gás 2020-2021", abril 2020.

Da análise do quadro acima, o CT constata que relativamente aos valores considerados para o ano gás 2019/2020, o total de proveitos permitidos a recuperar com as tarifas apresentam um decréscimo de 4 M€ (-1,1%):

- Os proveitos permitidos das atividades reguladas apresentam um decréscimo de cerca de 17 M€ (-4,4%), como consequência da aplicação dos parâmetros regulatórios em vigor. A única exceção ao decréscimo verifica-se no Terminal de GNL, devido ao aumento dos custos com o acréscimo de utilização desta infraestrutura e o consequente aumento da componente de custos variáveis.
- Os custos aceites aumentaram cerca de 1 M€ (+13%). Para este acréscimo contribuiu o custo previsto com o transporte de GNL por rodovia o qual reflete a atualização da metodologia de cálculo do custo máximo aceite¹⁰.
- Os ajustamentos a devolver às tarifas tiveram um decréscimo de 41 M€ (-68,8%), e embora continuem a contribuir para um decréscimo das tarifas o seu montante tem vindo a reduzir-se ao longo dos anos, na medida em que os desvios de procura se vão atenuando.
- O mecanismo intertemporal dos desvios de procura na atividade de transporte no presente exercício tarifário, contrariamente ao ocorrido nos 3 últimos anos gás, não foi ativado uma vez que o peso dos desvios dos anos s-2, s-1 e s associados à procura no total dos proveitos permitidos da atividade de transporte foi de 15%, valor abaixo do limite de 20% estabelecido para a sua ativação. O valor de 25 M€ reflete as anuidades dos diferimentos referente aos anos gás de 2017-2018, 2018-2019 e 2019-2020.

A redução dos proveitos permitidos é mais moderada devido ao impacte do montante dos ajustamentos a favor dos consumidores (cerca de 18 M€) ser menos expressivo face ao verificado no ano 2019-2020 (cerca de 59 M€).

O CT tomou nota da decisão da ERSE de não fazer refletir nos proveitos permitidos do ano gás 2020-2021 o valor dos ajustamentos provisórios referentes ao ano civil 2019 (s-1) da atividade de Transporte de gás natural e da atividade de Distribuição de gás natural.

O CT não pode deixar de sublinhar o comportamento favorável do consumo que tem sistematicamente provocado desvios tarifários a devolver às tarifas pelos operadores, embora de forma decrescente, a par da ação dos mecanismos de estabilização tarifária. A volatilidade dos consumos do setor elétrico 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.

¹⁰ C.f. análise no ponto D3 deste Parecer.

C.2. - Custos de referência para a atividade de comercialização de gás natural

O mecanismo do equilíbrio económico-financeiro dos CUR corresponde ao diferencial entre os proveitos a recuperar pela aplicação da tarifa de Comercialização e os proveitos permitidos da atividade de comercialização. Este diferencial é recuperado através da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS).

A definição do valor de referência para o cálculo deste diferencial está prevista no artigo 105.º do Regulamento Tarifário que, por sua vez, reflete o estabelecido no artigo 38.º do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro.

O processo anual de recolha de informação para atualização do valor de referência decorre desde 2013. Em 2019, a ERSE solicitou a atualização do questionário aos comercializadores que iniciaram a sua atividade anteriormente a 2018, bem como, o preenchimento do questionário aos novos comercializadores que iniciaram a sua atividade em 2018. Após a eliminação dos *outliers* ao nível dos custos unitários, a amostra resultou em 144 observações com valores de 2013 a 2018.

A amostra continua a ser bastante heterogénea pela inclusão, em cada ano, de empresas que se encontram em fases embrionárias (o processo de liberalização ainda não alcançou uma fase de maior maturidade e estabilidade) e, em sentido oposto, empresas reguladas que se encontram em *phasing out* da sua atividade. Estes fatores, entre outros, ainda não permitem que a amostra obtida assumas as características econométricas adequadas à aplicação de metodologias paramétricas, pelo que apenas continua a ser possível a utilização de metodologias não paramétricas, em particular, a análise DEA (*Data Envelopment Analysis*).

Esta metodologia é aplicada, para cada entidade, numa perspetiva *input oriented*, considerando como input o nível de custos operacionais (exclui amortizações e provisões) e como output o número médio de clientes.

O comercializador eficiente é definido, teoricamente, como sendo a empresa virtual, cujo custo médio definido pelo rácio entre o custo operacional e o n.º de clientes é o mais baixo registado pelas empresas mais eficientes da amostra no período de 2013 a 2018 para cada um dos 4 *clusters* definidos.

A apresentação de resultados é efetuada para o conjunto de todos os comercializadores, independentemente de estarem afetos apenas ao setor do gás natural, ao setor elétrico ou a ambos.

Os custos de referência para as empresas mais eficientes dos dois *clusters* de maior dimensão são, respetivamente, os valores unitários de referência de 16,64 € e 18,21 €/cliente, comparativamente aos 28,19€ e 38,97 €/cliente apresentados para as empresas mais eficientes dos *clusters* de menor dimensão, respetivamente.

Na avaliação do desempenho das empresas reguladas do gás natural, os CUR_R do Grupo GALP posicionam-se no terceiro *cluster*, enquanto que os CUR_R (EDP GAS SU e Sonorgás) posicionam-se no quarto *cluster*.

A ERSE considerou que o custo de referência para a determinação dos proveitos permitidos do nível de pressão de BP < 10 000 m³ a recuperar pela tarifa de comercialização deve corresponder ao nível de custo mais eficiente do cluster 3, situando-se em 28,19¹¹ €/cliente. O proveito unitário a recuperar por aplicação da tarifa de comercialização para o nível de pressão de BP > 10 000 m³ corresponde ao valor considerado nas tarifas do ano gás de 2019/2020, ajustado pela variação anual do custo de referência calculado pela ERSE.

O CT reconhece o esforço de identificação dos custos eficientes da atividade, mas não pode deixar de sublinhar as consequências evidentes da redução do número de clientes e a alteração estrutural dessa atividade com relevância para as obrigações e para os custos fixos impostos, face a uma redução da base de clientes.

Assim, o CT solicita à ERSE que realize uma análise da atividade CUR_R e estabeleça uma recomendação ao Governo¹² de organização dos CUR_R, 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.

D - PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2020-2021

D.1. - Preços dos serviços regulados a vigorarem em 2020-2021

Nos termos da regulamentação em vigor, nomeadamente do RRC, a ERSE deve fixar anualmente os preços dos serviços regulados a prestar pelos ORD e pelos CUR_R, tendo em conta a proposta previamente apresentada por estas 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 (CUR_R).

Identicamente, o enquadramento regulamentar existente estabelece que a ERSE aprove 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;

¹¹ Acréscimo de 1,5% relativamente ao valor de tarifas 2019/2020, de 27,76 €/cliente.

¹² 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.

- Fatores a considerar no cálculo do sobrecusto de veiculação de gás natural relativamente ao custo médio dos ativos considerados nas tarifas de uso das redes, para ligações às redes de instalações com consumo anual superior a 10 000 m³ (n).

Relativamente aos serviços a prestar pelos ORDs para a Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2020-2021, os operadores, com exceção da Sonorgás, apresentaram à ERSE propostas de manutenção dos preços para os serviços de interrupção e de restabelecimento do fornecimento e para a leitura extraordinária, por estarem em linha com os custos incorridos nestas prestações de serviço. Pela mesma razão, estes ORDs propuseram também a manutenção dos custos de ligação às redes de distribuição, que tinham sofrido uma redução no ano gás anterior.

Já no que respeita aos serviços prestados pelos CUR_R, designadamente a quantia mínima a pagar em caso de mora, as empresas dos grupos Galp e GGND propuseram a manutenção do valor atualmente em vigor, por considerarem que o mesmo garante o equilíbrio entre os custos incorridos e a sinalização aos clientes incumpridores dos custos gerados no SGN.

A ERSE, na sua proposta de tarifas, considera adequada a manutenção no ano gás 2020-2021 dos preços dos serviços regulados que estão em vigor no ano gás em curso, tendo em consideração, por um lado, as propostas apresentadas pelas empresas/operadores e, por outro lado, a convergência verificada no passado relativamente aos custos reais destes serviços.

O CT concorda com a opção proposta pela ERSE, face à adequação dos valores a aprovar aos fins previstos na regulamentação.

D.2. - Custo máximo para o transporte de GNL por camião cisterna

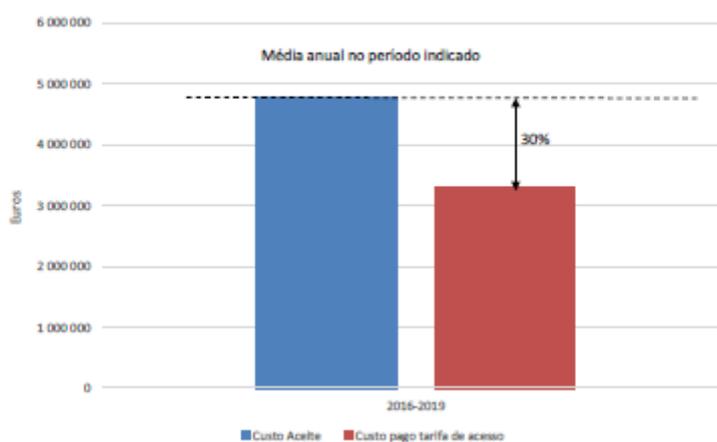
Os custos de transporte rodoviário de GNL por camião cisterna para unidades autónomas de gás natural (UAG), privadas ou públicas, são suportados pelo operador da rede de transporte (ORT) tendo por base um regime de custo máximo, deduzido a partir de uma análise por perequação dos contratos celebrados com os transportadores, sendo esses custos 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.

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 com esta solução.

O CT não pode deixar de secundar a ERSE ao sublinhar o papel essencial do GL-UAG na gestão das duas crises decorrentes das greves dos motoristas de matérias perigosas, verificadas em 2019, mencionando que *“apesar do período conturbado vivido durante esses dois períodos, nenhuma UAG do SNGN sofreu rotura de abastecimento”*, reconhecendo igualmente, contudo, que resultaram alterações substanciais dos custos com pessoal das empresas transportadoras pelo acordo coletivo de trabalho celebrado entre as partes interessadas na sequência daqueles eventos.

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 2016-2019 como se identifica no gráfico. Cerca de 30% do custo não é perequado.

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



Fonte: ERSE: Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2020-2021

Por comparação com o período 2015-2018, verifica-se um agravamento do sobrecusto, motivado por um aumento do preço de transporte por camião e por uma diminuição da tarifa de acesso.

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

	N.º de UAG abastecidas	N.º de camiões-cisterna	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	4 500 935	4 198 839

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

Fonte ERSE: Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2020-2021

Dos elementos apresentados no quadro acima, verifica-se o aumento consistente do número de UAG e do total de energia transportada, refletindo uma penetração do GNL, como fonte alternativa de GN, em áreas geograficamente mais distantes.

A análise do quadro anterior permite ainda concluir que o mecanismo de preço máximo permitiu uma incorporação em proveitos permitidos e, conseqüentemente, na tarifa da atividade de transporte inferior em 7% ao valor do custo a incluir em 2019. No que respeita à proporção do custo coberto, esta variou consoante o comercializador, situando-se entre 84% e 100%.

Dos exercícios tarifários anteriores, o CT constatou que o diferencial de custo não era homogêneo em função da distância e que existiam UAG cujo nível de reconhecimento de custos de abastecimento poderia resultar prejudicado face a outras.

Assim, o CT referenciou a necessidade de se realizar uma análise dos custos de transporte de GNL por camião e, em particular, sobre as suas variáveis descritivas para que a estrutura de custos máximos refletisse da forma possível o custo eficiente do transporte rodoviário de GNL, recomendação que a ERSE adotou na aprovação do Tarifário para o AG 2019-2020.

O ORT apresentou o estudo solicitado e a respetiva proposta de fórmula e de parâmetros para o custo máximo aceite. Neste estudo foram envolvidos todos os comercializadores e, em particular, o Gestor Logístico das UAG (GL – UAG), pela sua particular relevância nesta atividade. Os principais pressupostos assumidos na proposta do ORT são os seguintes:

- Foram tidos em consideração os custos previstos tendo por base os contratos estabelecidos entre os comercializadores e os transportadores, designadamente as revisões previstas nos respetivos contratos.
- Foi considerado um aumento de 10% nos custos resultante do IPC, combustíveis e, em especial, da revisão do acordo coletivo de trabalho dos motoristas de matérias perigosas, cuja aplicação teve especialmente efeitos a partir de 1 de janeiro de 2020.
- O GL – UAG é responsável por cerca de 42% das cargas efetuadas, pelo que o peso que representa na perequação dos custos é especialmente significativo. Este agente efetuou recentemente um novo concurso para contratos para transporte de GNL, assumindo-se assim que deles resultaram custos eficientes, desde logo pela supervisão assegurada pela ERSE para as suas atividades.
- As portagens aplicáveis nas autoestradas são consideradas de forma autónoma. Não está ao alcance dos transportadores diminuir os custos com portagem, que são fixados por entidades externas ao SGN. Contudo, o CT reconhece que, sendo objetivo expresso do SGN a maximização da segurança, a utilização destas vias especiais deve ser privilegiada. Assim, o custo com as portagens é reconhecido diretamente pelo ORT, separadamente dos restantes custos.
- No caso de cargas partilhadas, ou seja, destinadas a mais do que uma UAG, passa a ser considerada a distância total (entre Sines e o destino final), em vez da distância média de cada UAG ao terminal. Deste modo, passa a ser tida em consideração a distância efetivamente percorrida.

A proposta agora apresentada com base no estudo do ORT referenciado que atende aos pressupostos acima elencados, concretiza-se numa indexação revista dos custos face à distância das UAG ao Terminal GNL de Sines que, mantendo o princípio de não cobertura do universo dos custos verificados, tem uma razoável correspondência com os custos dos diversos contratos em vigor, deixando espaço para a otimização do custo de abastecimento.

$$Ca = FxExDist + TF + Port$$

em que:

Ca (€) - Custo máximo que pode ser aceite pelo operador da rede de transporte.

F (€/ (MWh x km)) - Fator multiplicativo a publicar anualmente pela ERSE.

E (MWh) – Energia transportada em cada cisterna.

Dist (km) – Distância reconhecida para cada UAG.

TF (€) – Termo fixo a publicar anualmente pela ERSE.

Port (€) – Valor das portagens, por UAG.

Para o ano gás 2019/2020 os parâmetros propostos são:

$$F = 0,0080 \text{ € / (MWh x km)}$$

$$TF = 110 \text{ €}$$

O CT valoriza positivamente o detalhe do estudo apresentado, reconhecendo equilíbrio nos seus pressupostos, bem como no facto de se manter o incentivo à racionalização dos custos de transporte rodoviário, traduzido no não reconhecimento integral dos custos contratualizados pelos comercializadores e GL-UAG.

Do mesmo modo, o CT não pode deixar de reconhecer o esforço realizado pelos diferentes *stakeholders* do SGN na gestão da situação de crise verificada em 2019, que permitiu ultrapassar sem interrupções de operação e do fornecimento às UAG os períodos de greve. Neste sentido, e valorizando igualmente quer a estabilidade e previsibilidade tarifárias, quer a paz social, que a aplicação do novo acordo coletivo de trabalho dos motoristas representam para o SGN, o CT sugere que a ERSE pondere a aplicação da nova indexação de custos aceites a partir de 1 de janeiro de 2020, data da entrada em vigor do referido acordo coletivo.

Neste enquadramento, o CT considera que a solução encontrada e agora proposta pela ERSE é adequada e recomenda a sua adoção.

E. Mercado Livre

E.1. - Impacte esperado na componente de energia no ML

O CT destaca que na Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2020-2021, se encontram várias alusões no mesmo sentido, como por exemplo: *“A inclusão do impacte esperado na componente de energia, que é negociada livremente entre os comercializadores e os consumidores, faz com que sejam esperadas reduções nos preços praticadas no mercado livre,*

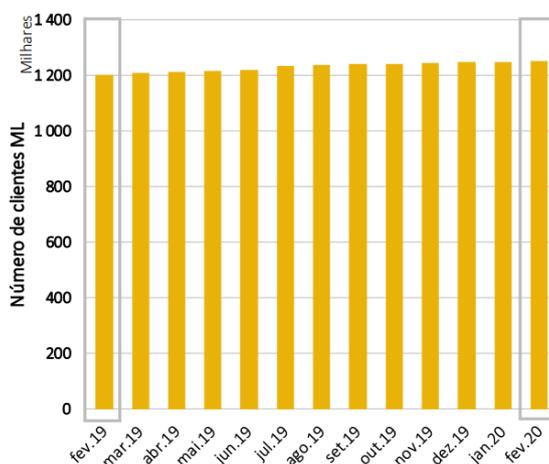
conforme Quadro 0-4. Para determinar este impacto admite-se que cada comercializador do mercado livre atualiza o preço de energia no mesmo valor unitário que a variação da tarifa de energia aplicada pelo Comercializador de Último Recurso.”

Nos termos dos seus estatutos, cf. Artigo 5.º, a ERSE deve fomentar e garantir a observância das regras da concorrência nos setores por si regulados (sem prejuízo das competências da Autoridade da Concorrência), pelo que o racional da ERSE acima exposto pode ser percecionado como possível condicionante à formação dos preços no mercado livre, por não atender aos critérios específicos seguidos em cada contrato.

Deste modo, é entendimento do CT que a inclusão, por parte do Regulador, nas Propostas de Tarifário Regulado de qualquer sugestão do que poderá ser o comportamento dos comercializadores em regime de mercado, deverá ser evitada.

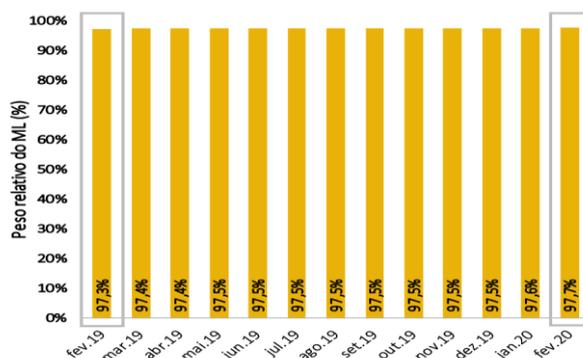
E.2. - Evolução do Mercado Livre (ML)

O mais recente *Boletim sobre Liberalização do Mercado de Gás Natural* da ERSE, de fevereiro de 2020, salienta que o mercado liberalizado (ML) de gás natural cresceu 4,1% no período de um ano, atingindo um número acumulado de 1,253 milhões de clientes em fevereiro, com um crescimento líquido de cerca de 3 600 clientes face a janeiro de 2020.



Fonte: Boletim sobre Liberalização do Mercado de Gás Natural da ERSE, de fevereiro de 2020

Após um período de aceleração das migrações para o regime de mercado, desde fevereiro de 2019 que o crescimento do número de clientes no ML regista uma taxa média mensal de aproximadamente 0,3%. O consumo anualizado dos clientes no mercado liberalizado no final de fevereiro representou 97,7% do consumo global, valor superior ao apresentado no mês homólogo em 0,4%.



Fonte: Boletim sobre Liberalização do Mercado de Gás Natural da ERSE, de fevereiro de 2020

Importa destacar também que os indicadores de mercado em fevereiro demonstram uma diminuição da concentração de mercado, tanto em termos de número de clientes, como em termos de consumo, o que revela que o mercado é dinâmico e competitivo.

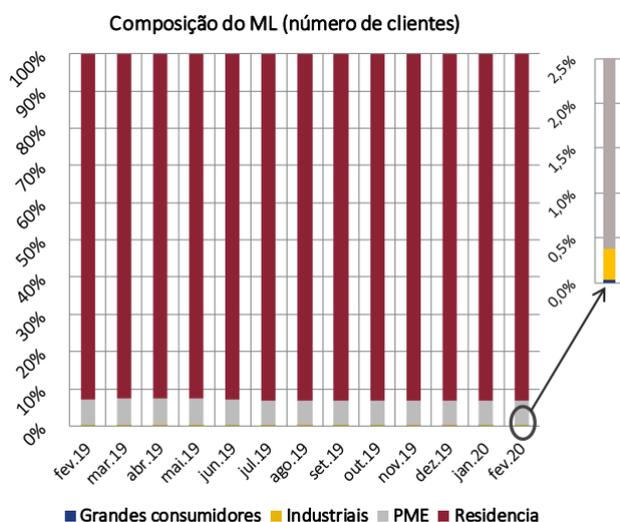
De referir que a esmagadora maioria dos clientes de gás natural do segmento industrial já optaram por um comercializador em mercado livre, conforme se pode verificar na tabela abaixo. Do mesmo modo, uma percentagem muito significativa dos clientes residenciais e pequenas e médias empresas (PME) exerceu o seu direito de opção pelo mercado livre:

Taxa de Liberalização	% Clientes	% Consumo
Grandes Clientes	100%	100%
Industriais	89%	96%
PMEs	79%	76%
Residenciais	83%	84%

Fonte: Boletim sobre Liberalização do Mercado de Gás Natural da ERSE, de fevereiro de 2020

Em termos de número de clientes a caracterização do mercado liberalizado de gás natural em fevereiro é a seguinte:

- i) Segmento dos clientes residenciais: representa cerca de 93% do total de clientes no ML;
- ii) Segmento de PME: representa 6,5% do número global de clientes no ML.

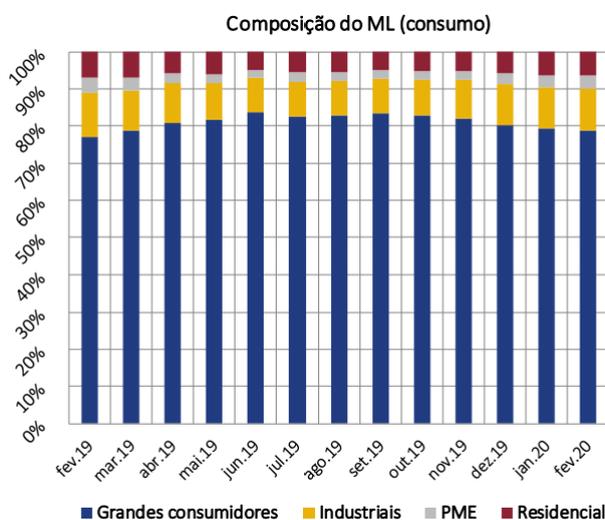


Fonte: Boletim sobre Liberalização do Mercado de Gás Natural da ERSE, de fevereiro de 2020

O mês de fevereiro mantém a tendência de crescimento do número de clientes fornecidos no mercado liberalizado. O crescimento médio mensal do número de clientes em ML foi cerca de 0,3% desde fevereiro de 2019.

Relativamente aos consumos, o ML apresenta a seguinte caracterização:

- i) Segmento dos grandes consumidores: representa a maior parte do consumo (78,8%);
- ii) Segmento dos clientes industriais: apresenta um acréscimo face ao mês anterior (+6,8%) e, inversamente, um decréscimo face ao mês homólogo (-7,6%), representando 11,5% do consumo;
- iii) O segmento dos clientes residenciais: representa cerca de 6,4% do consumo;
- iv) O segmento dos clientes de PME: representou cerca de 3% do consumo.



Fonte: Boletim sobre Liberalização do Mercado de Gás Natural da ERSE, de fevereiro de 2020

Finalmente, é importante mencionar que a Lei n.º 2/2020, de 31 de março, que aprovou o Orçamento de Estado para 2020, desenvolvida, neste particular, pela Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, veio proceder novamente à prorrogação do prazo de extinção das tarifas transitórias para o fornecimento de gás natural para os clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10.000m³, definindo 31 de dezembro de 2025 como nova data.

Atualmente permanecem ainda no mercado regulado, abastecidos pelo CUR, com tarifa transitória, cerca de 260 mil clientes, concentrados especialmente nos segmentos residencial e de PME.

F. Tarifa social

A tarifa social de fornecimento de gás natural é uma medida que se destina a proteger os consumidores economicamente vulneráveis, garantindo-lhes o acesso a um bem essencial, como é o fornecimento de gás natural, independentemente do seu prestador.

A tarifa social de gás natural, criada pelo Decreto-lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, consiste num desconto, aprovado por Despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais, veiculado através da tarifa de acesso às redes de gás natural em baixa pressão.

Podem beneficiar da tarifa social todos os consumidores que, cumulativamente, reúnam as seguintes condições:

- a) Tenham um contrato de fornecimento de gás natural em seu nome, destinado exclusivamente a uso doméstico em habitação permanente, com consumo anual inferior ou igual a 500 m³, e,
- b) Se encontrem a receber da Segurança Social um dos seguintes apoios:
 - Complemento solidário para idosos;
 - Rendimento social de inserção;
 - Subsídio social de desemprego;
 - Abono de família (primeiro escalão);
 - Pensão social de invalidez.

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, de 28 de dezembro, e o Decreto-Lei nº 101/2011, de 30 de setembro, redesenhando, no seu art.º 121º, os descontos sociais existentes para o acesso ao serviço essencial de fornecimento de energia com vista à definição de um modelo único e automático.

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).

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 alteração nesta matéria estipulando no seu artigo 209º, que os custos decorrentes da aplicação da tarifa social aos consumidores de gás natural passam a ser suportados “...pelas empresas transportadoras e comercializadoras de gás natural na proporção do volume comercializado de gás no ano anterior.”

Este normativo foi confirmado pelo artigo 241.º da Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro, e encontra-se igualmente previsto na Lei de Orçamento de Estado para 2020 (Lei n.º 2/2020, de 31 de março), no seu artigo 290º.

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).

O membro do Governo responsável pela área da energia aprovou, através do Despacho n.º 4001/2019, de 10 de Abril, o desconto da tarifa social de gás natural aplicável a partir de 1 de Julho de 2019 até Setembro de 2020, 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. Para o ano gás 2020-2021 foi publicado o Despacho n.º 4131/2020, de 3 de abril, que mantém o desconto de 31,2% aplicável a partir de 1 outubro de 2020 para a tarifa social de gás natural.

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 e da Pensão Social de Velhice via Segurança Social.

Conforme apresentado no Quadro 3-66, cerca de 35 700 clientes beneficiavam de tarifa social de gás natural no final do 4.º trimestre de 2019, representando um decréscimo de 2% em relação ao trimestre homólogo, e um acréscimo de 1% em relação ao trimestre anterior. Para o ano gás 2020-2021 prevê-se que cerca de 36 mil clientes continuarão a beneficiar de tarifa social de gás natural.

Quadro 3-66 - Evolução clientes beneficiários da tarifa social de gás natural

	T1 2017	T2 2017	T3 2017	T4 2017	T1 2018	T2 2018	T3 2018	T4 2018	T1 2019	T2 2019	T3 2019	T4 2019	Variação T42019/T42018	Variação T42019/T32019
Mercado Regulado	4 307	4 155	4 015	3 425	3 360	3 292	3 234	3 019	3 013	2 945	2 894	2 734	-9%	-6%
Mercado Livre	31 480	31 957	31 813	31 794	32 386	32 347	32 465	33 230	32 967	32 225	32 310	32 890	-1%	2%
Total	35 786	36 114	35 828	35 219	35 746	35 639	35 703	36 258	35 980	35 174	35 204	35 624	-2%	1%

O CT alerta, contudo, para o disposto no artigo 293º da Lei n.º 2/2020, de 31 de março, que aprova o Orçamento do estado para 2020, e que estipula: ***“O Governo, durante o ano de 2020, procede ao alargamento das condições de acesso à tarifa social da energia elétrica e do gás natural, designadamente integrando no âmbito da elegibilidade todas as situações de desemprego”***.

Tendo em conta, por um lado, que esta realidade não se encontra refletida na proposta de tarifas agora em apreço pela impossibilidade temporal de integração na mesma, e, por outro lado, que é previsível que, em virtude da pandemia COVID-19, a taxa de desemprego venha a sofrer um substancial aumento, o CT considera essencial que se proceda a uma aprofundada avaliação da implementação da tarifa social em toda a área coberta pela distribuição de gás natural e dos critérios de elegibilidade que, nomeadamente, evidencie a eficácia desta medida no processo de mitigação de situações de pobreza energética.

Finalmente, o CT recomenda à ERSE que proceda à elaboração de cenários resultantes do crescimento dos potenciais beneficiários desta tarifa, em especial no quadro da atual crise do Covid-19, e o seu impacto no equilíbrio económico-financeiro das empresas que suportam estes encargos: ORT, ORD, Comercializadores e CURs.

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 taxa¹³.
- 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 das 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 85º 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 avaliação¹⁴ das consequências do n.º 3 do artigo 85º da Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, no

¹³ 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).

¹⁴ Estudo ERSE “Taxas de Ocupação do Subsolo”, Maio 2018.

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 afirmou¹⁵ 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. O CT desconhece, à data, qualquer informação ou desenvolvimento adicional face ao acima exposto. A Lei nº 2/2020, de 31 de março, que aprova o Orçamento de Estado para o ano de 2020, inclusivamente, não faz qualquer referência à TOS.
- h. Destaca-se que, da análise e comparação do anexo I do documento *Estrutura Tarifária das Tarifas de Gás para o ano gás 2019-2020* e o mesmo anexo do documento *Estrutura Tarifária no ano gás 2020-2021*, referente à estrutura da TOS, existe um aumento do número de municípios a fazer a cobrança de TOS, bem como alguns municípios que aumentaram as respetivas taxas.
- i. 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 foco de instabilidade para o SNGN e gera expectativas junto dos consumidores e insegurança junto dos agentes económicos do setor.
- j. Cumpre assim reiterar as recomendações deste Conselho, constantes de pareceres anteriores deste órgão, referentes à revisão do enquadramento legal da TOS, como se segue:
 - 1. 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;

¹⁵ Estudo ERSE “Taxas de Ocupação do Subsolo”, maio 2018.

2. 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;
3. Disponibilização, no portal da ERSE, de um simulador nacional desta componente, auxiliando a decisão de investidores na instalação de atividades económicas num determinado município com o conhecimento prévio do impacte das TOS na sua fatura, e melhorando a informação aos consumidores.

H. Qualidade de serviço

1. A qualidade de serviço constitui uma componente essencial do processo regulatório, enquanto fator determinante para a competitividade das empresas e instrumento que os consumidores valorizam cada vez mais no quadro das relações de consumo.
2. Por isso, o CT enfatiza e valoriza a crescente importância que o Regulador procura atribuir à qualidade de serviço nas suas diversas vertentes e reconhece a necessidade das Propostas de Tarifas e Preços do Gás Natural refletirem objetivos quanto ao cumprimento dos padrões de indicadores de qualidade previstos no Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS).
3. Neste contexto, o CT assinala positivamente a publicação pela ERSE do Relatório da Qualidade de Serviço Técnica do Setor do Gás Natural, referente ao ano de 2018, que avalia a qualidade percebida pelos clientes e o desempenho dos vários operadores de infraestruturas, nomeadamente redes e terminal de GNL quanto à continuidade de serviço, à pressão do fornecimento e quanto às características do gás natural.
4. O CT regista o cumprimento por parte das empresas reguladas, em 2018, dos padrões associados aos vários indicadores de qualidade de serviço, na vertente técnica, mantendo, assim, a tendência positiva registada nos últimos anos, aspeto que se reconhece e valoriza.
5. De novo, o CT recomenda à ERSE e aos operadores que mantenham a aposta consistente na melhoria contínua da qualidade de serviço, nas vertentes técnica e comercial, no setor do gás natural, valorizando esta importante componente do processo regulatório.

III – RECOMENDAÇÕES ADICIONAIS

MIBGÁS

O CT, a exemplo dos Pareceres sobre as Propostas de Tarifário emitidos nos anos gás anteriores, volta a notar o atraso na conclusão da operacionalização do MIBGÁS no mercado nacional.

Considera-se de realçar que os desenvolvimentos verificados em Espanha, desde o arranque das atividades do MIBGÁS em dezembro de 2015, têm demonstrado as vantagens da existência de uma plataforma de negociação desta natureza, pelo crescimento da liquidez e da concorrência no mercado, que finalmente beneficiam os clientes.

Acresce que a plena adoção dos regulamentos europeus, nomeadamente o “Código Europeu de Balanço”, em aplicação em Portugal desde em outubro de 2016, continua a ser algo prejudicada pela ausência de um mercado organizado, mantendo-se, há já vários anos, a aplicação de regras provisórias para permitir as operações de compra e venda necessárias aquele balanceamento realizado pelo Gestor do Sistema.

Desta forma, sem prejuízo de reconhecer que os desenvolvimentos finais necessários para a plena operação do MIBGAS em Portugal são de natureza legislativa, mas tendo em conta os mais que prováveis benefícios para o SGN no seu todo, resultantes da existência de um mercado organizado, em termos de promoção da competitividade, da transparência e da liquidez, por um lado, e cumprimento da regulação europeia, por outro, o CT renova a recomendação de que a ERSE promova junto das entidades relevantes a concretização das ações necessárias para que o MIBGAS se torne também uma realidade em Portugal no muito curto prazo.

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 2020, o parecer que antecede teve a seguinte votação:

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

Votos contra: 1 (um) ponto G. da Especialidade

tendo sido aprovado por **maioria**.

O parecer que antecede contém **50 (cinquenta)** páginas.

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

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

o que perfaz um total de **68 (sessenta e oito)** 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	Especialidade 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 6	_____	_____
Jorge Lúcio Representante do CUR Grossista	Anexo 7	_____	_____
José Rodrigues Vieira Representante das entidades concessionárias das redes de distribuição regional de gás natural (Lisboagás)	Anexo 8	_____	_____
Eduardo Viana Representante das entidades titulares de licença de distribuição de gás em regime de serviço público. (Sonorgás)	Anexo 9	_____	_____
Ana Teixeira Pinto Representante dos comercializadores de último recurso retalhistas de gás natural (EDP SU)	Anexo 10	_____	_____
Gonçalo Santos Representante dos comercializadores de gás natural em regime livre (EDP Comercial)	Anexo 11	_____	_____
Teresa Marques Representante de consumidores nos termos do n.º 5 do Art.º 46º dos Estatutos da ERSE	Anexo 12	_____	_____
Ricardo Emílio Representante dos pequenos comercializadores da energia	Anexo 13	_____	_____
Rafaela Matos Representante para a área de ambiente nos termos do n.º 1 do Art.º 46º dos Estatutos da ERSE	Anexo 14	_____	_____
João Marinho Representante de consumidores nos termos do n.º 5 do Art.º 46º dos Estatutos da ERSE	Anexo 12	_____	_____



ERSE

ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

NOME E ENTIDADE REPRESENTADA	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
Celso Pedreiras Representante das associações que tenham como associados consumidores de gás natural com consumos anuais superiores a 10.000m ³ . (CIP)	Anexo 12	_____	_____
Frederico Pisco Representante de consumidores nos termos do n.º 5 do Art.º 46º dos Estatutos da ERSE	Anexo 12	_____	_____

	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 15	_____	_____	_____



Declaração de voto da Direção-Geral do Consumidor

Parecer do Conselho Tarifário sobre proposta de “Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2020-2021”

Patricia Joana Almeida Carolino, na qualidade de representante designada pela Direção-Geral do Consumidor vota favoravelmente na globalidade o Parecer do Conselho Tarifário sobre proposta de “Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2020-2021”.

Lisboa, 30 de abril de 2020

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 **“Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2020-2021”**, 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 (RGTAL), na Lei n.º 53-E/2006, de 29 de dezembro, na sua redação atual.

O RGTAL 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.

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

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).



municípios, violando claramente o princípio da Autonomia do Poder Local, consagrado constitucionalmente.

Lisboa, 30 de abril de 2020

Dados pessoais

(Luis Vasconcelos)



DECLARAÇÃO DE VOTO

Luis Salvador Pisco, na qualidade de representante da DECO no Conselho Tarifário da ERSE, vota favoravelmente na generalidade o Parecer do Conselho Tarifário – Secção do Gás Natural, relativo às “Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2020-2021”.

Lisboa, 30 de abril de 2020

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 “TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2020-2021”

Exma. Senhora

Presidente do Conselho Tarifário

Eduardo Quinta-Nova e Célia Marques, representantes da UGC na **Secção do Sector do Gás Natural** do Conselho Tarifário da ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos) vêm comunicar a V. Exa. que votam favoravelmente, na globalidade, o Parecer do CT/SGN sobre a Proposta de ***“Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2020-2021”***.

Com os melhores cumprimentos,

Lisboa, 30 de Abril de 2020

Eduardo Quinta-Nova e

Célia Marques



Voto

Carolina Moura Gouveia, na qualidade de representante da DECO no Conselho Tarifário da ERSE – Secção do setor do Gás Natural, **vota na globalidade favoravelmente o parecer relativo às “Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2020-2021”.**

Lisboa, 30 de abril de 2020

A representante da DECO

Carolina Gouveia

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>



Declaração de voto conjunta do representante das entidades concessionárias das atividades de receção, armazenagem e regaseificação de GNL e representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de GN (RNTGN) ao Parecer do Conselho Tarifário sobre a proposta de “Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2020-2021”

As concessionárias signatárias votam favoravelmente o Parecer do Conselho Tarifário sobre a proposta “Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2020-2021”.

Gostariam, contudo, de salientar e em complemento ao referido no Parecer ao ponto **F. Tarifa social** que:

A Tarifa Social tem um papel relevante na proteção de clientes vulneráveis, existindo um quadro específico de combate à pobreza energética a nível europeu que subscrevemos integralmente. Da mesma forma não se discute a abrangência da atribuição da Tarifa Social que é matéria de proteção social da competência exclusiva do Governo, sem prejuízo das medidas temporárias no âmbito da situação extraordinária decorrente da pandemia do Covid19, medidas cujos impactos e respetiva recuperação devem ser devidamente salvaguardadas no modelo regulatório.

O Estado Português decidiu através do disposto na Lei de Orçamento de Estado para 2020 (Lei n.º 2/2020, de 31 de março), no seu artigo 290º. Que, nos termos da legislação em vigor, os encargos com a tarifa social do gás natural são assumidos pelo ORT, pelos ORD e pelos comercializadores em regime de mercado e de último recurso.

No entanto, a Comissão Europeia referiu já que os financiamentos dos custos associados à Tarifa Social devem ser suportados preferencialmente pela Segurança Social ou, caso tal não ocorra, pelos restantes consumidores solidariamente, o que não ocorre em Portugal.

Neste quadro não podemos concordar com a continuada atribuição a empresas reguladas deste encargo que, no quadro legal atual, conduz a uma redução objetiva e potencialmente significativa da sua remuneração eficiente fixada pela ERSE, em prejuízo da sua capacidade financeira e de resposta aos desafios que as concessões e licenças que lhes foram outorgadas exigem.

Lisboa, 30 de abril de 2020

Dados pessoais

Representante da Rede Nacional de Transporte de GN (RNTGN)

Dados pessoais

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

Parecer do Conselho Tarifário da ERSE emitido sobre a

“Proposta de Tarifas e Preços para o Ano Gás 2020-2021

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

Informo igualmente que tomei conhecimento da Declaração de Voto relativa ao Financiamento da Tarifa Social, apresentada pela REN, a qual subscrevo.

Jorge Manuel Rodrigues Lúcio

Representante do Comercializador de Último Recurso Grossista

Lisboa, 30 de Abril de 2020

DECLARAÇÃO DE VOTO

Comunico o Voto favorável ao Parecer do Conselho Tarifário da ERSE, emitido sobre **a proposta de “Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2020-2021”**.

Adicionalmente, relativamente à Tarifa Social, e tendo tomado conhecimento da posição da REN manifestada na sua declaração de voto, comunico que a subscrevo.

Dados pessoais

 José Vieira

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

Lisboa, 30 de abril de 2020

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

PARECER SOBRE

“Tarifário do Ano Gás 2020-21”

As Entidades Titulares de Licença de Distribuição de Gás Natural em Regime de Serviço Público, votam favoravelmente o Parecer da Seção do Gás Natural do Conselho Tarifário da ERSE, emitido sobre a Proposta apresentada pela ERSE para **“Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2020-2021”**.

Informo ainda que, tendo conhecimento da Declaração de Voto apresentada pela REN, acerca do Financiamento da Tarifa Social, a mesma é por nós subscrita.

Porto, 30 de abril de 2020.

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 Natural para o Ano Gás 2020-2021”

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 Natural para o Ano Gás 2020-2021”.

Adicionalmente, tendo tomado conhecimento da Declaração de Voto apresentada pela REN relativa ao financiamento da Tarifa Social, os CURRs informam que subscrevem a mesma.

Lisboa, 30 de abril de 2020

Dados pessoais

Ana Teixeira Pinto

Representante dos Comercializadores de Último Recurso de Gás Natural

DECLARAÇÃO DE VOTO

“Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2020-2021”

O representante dos comercializadores de gás natural em regime livre vota favoravelmente o Parecer do Conselho Tarifário da ERSE – secção do gás natural, emitido sobre “Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2020-2021”.

Lisboa, 30 de abril de 2020

Gonçalo Santos

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 Natural para o Ano Gás 2020-2021”

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 Natural do Conselho Tarifário da ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos sobre a proposta de “Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2020-2021” (versão remetida no dia 30/04/2020, às 10h22m).

No entanto, pretendem que sobre o seu voto favorável seja apenas a seguinte Declaração de Voto:

A atual proposta prevê uma subida das tarifas de acesso às redes em todos os escalões de consumo, invertendo a tendência de redução verificada nos últimos anos. Este facto constitui um aspeto penalizador para as indústrias consumidoras de gás natural, que terão assim a sua fatura agravada, com o decorrente impacto negativo na sua competitividade.

Reconhecendo-se a dificuldade na definição de previsões de consumos, motivada pelo atual contexto decorrente da crise sanitária, os signatários manifestam a sua preocupação face a possíveis desvios daqui decorrentes e no conseqüente impacto futuro na estabilidade tarifária.

Lisboa, 30 de Abril de 2020

Celso Pedreiras
Teresa Marques
Frederico Pisco
João Marinho

Declaração de voto dos Pequenos Comercializadores de Energia

Parecer sobre

Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2020-2021

O representante dos *Pequenos Comercializadores de Energia* no Conselho Tarifário da ERSE – Secção do Gás Natural, vota favoravelmente na globalidade o parecer sobre “Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2020-2021.

Lisboa, 29 de abril de 2020

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 a “Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2020-2021”.

Lisboa, 29 de Abril de 2020

Dados pessoais

Rafaela de Saldanha Matos

VOTO

Maria Manuela Pires Nunes Coelho Moniz, Presidente do Conselho Tarifário, voto favoravelmente o parecer do CT/SGN referente à proposta de ***“Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2020-2021”***

Manuela Moniz

Lisboa, 30 de abril de 2020