

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”

Maio 2019

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

Fax: 21 303 32 01

e-mail: erse@erse.pt

www.erse.pt

I. ENQUADRAMENTO

Para efeitos da aprovação das tarifas e preços de gás natural a vigorarem no ano gás 2019-2020 e dos parâmetros para o período de regulação 2020-2023, a 1 de abril de 2019, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) submeteu a parecer do Conselho Tarifário (CT) da ERSE 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”.

O parecer do CT, emitido a 30 de abril de 2019, foi devidamente analisado e tomado em consideração pela ERSE, assim como os restantes comentários das demais entidades consultadas, na elaboração da decisão final sobre as tarifas e preços regulados para o ano gás 2019-2020 e os parâmetros para o período de regulação 2020-2023.

As decisões tomadas no processo de aprovação das tarifas e preços e dos parâmetros são devidamente justificadas através do documento “Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2019-2020 e parâmetros para o período de regulação 2020-2023” e respetivos documentos complementares, sendo os mesmos divulgados na página de internet da ERSE, acompanhados pelo parecer do CT da ERSE e dos comentários da ERSE sobre o mesmo.

Apresentam-se de seguida os comentários da ERSE ao referido parecer do CT.

I.1 REVISÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO

Os processos de consulta são importantes para fomentar a participação dos agentes e melhorar a regulação do sector, pelo que a ERSE procede sempre a uma análise cuidada e ponderada dos comentários de todos os agentes, procurando sempre que possível acolher as suas propostas. Assim, a ERSE regista com agrado o reconhecimento do CT desse esforço de acolhimento de algumas das propostas apresentadas pelo CT no processo de Revisão do Regulamento Tarifário, que efetivamente permitiram melhor o regulamento aprovado.

Conforme a recomendação do CT, após a aprovação dos parâmetros e tarifas, procedeu-se à revisão da subregulamentação associada, por forma a estabelecer-se um quadro regulatório completo e coerente.

I.2 COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA

A ERSE, no âmbito da sua função de monitorização de mercados e manutenção do equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas, mantém-se atenta à evolução da atividade de comercialização de último recurso retalhista. Entre outras, a análise anual do desempenho dos comercializadores de último recurso e a definição de custos de referência para a atividade de comercialização, constituem exemplos de atividades desenvolvidas pela ERSE que comprovam a monitorização destes operadores. Sublinhe-se que a definição de custos de referência para a atividade de comercialização, que tem em conta o impacto da dimensão e da maturidade das empresas, constitui uma referência basilar na definição dos proveitos permitidos dessa atividade.

Registe-se ainda que as metodologias de definição dos proveitos permitidos aplicadas pela ERSE na preparação dos períodos regulatórios consideram as condições em que a atividade de comercialização de último recurso é desempenhada, designadamente o nível de atividade das empresas, bem como as particularidades da atividade em termos de gestão dos fluxos financeiros de curto prazo.

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.

II. ESPECIALIDADE

A. CUSTO DO GÁS NATURAL E TARIFA DE ENERGIA

A ERSE toma boa nota da análise e da recomendação efetuada pelo CT e reconhece a importância da monitorização continuada de evolução dos custos, que resulta, igualmente, do enquadramento legal em vigor. Nesse sentido, a ERSE tem monitorizado regularmente a evolução dos custos de aprovisionamento do gás natural, avaliando periodicamente a adequação do nível das tarifas transitórias de venda a clientes finais de gás natural.

B. TARIFAS E PREÇOS PARA 2019-2020

B.1 EVOLUÇÃO DO MERCADO LIVRE (ML)

A ERSE, na formulação das estimativas quanto aos consumos e ao número de consumidores reportado ao mercado livre, utiliza, como sempre, a melhor informação disponível à data da sua publicitação.

A apresentação da melhor informação disponível, num incontornável exercício de transparência regulatória, não pode confundir-se com a definição dos limiares temporais para a vigência de tarifas transitórias, que é da responsabilidade do legislador.

As previsões da ERSE para o número de clientes e consumo de gás natural no mercado regulado e no mercado livre têm por base as previsões dos CUR e as previsões dos operadores da rede de distribuição (ORD).

Refira-se que os fornecimentos totais dos CUR em 2017 foram superiores ao inicialmente previsto no cálculo tarifário, tanto em termos de energia consumida, como, embora de modo menos acentuado, no que respeita ao número de clientes.

Analisada a evolução da liberalização do mercado retalhista de gás natural, a ERSE considerou adequadas as previsões dos CUR para o peso do mercado regulado.

No segmento de clientes em baixa pressão e com consumos anuais de gás natural inferiores ou iguais a 10 000 m³, que apontam para valores médios de 18% para a energia e de 17% para o número de clientes para o ano gás 2019-2020, o que se apresenta coerente com os valores reais dos CUR e com o ritmo de passagem destes clientes do mercado regulado para o mercado livre.

Para o segmento de clientes de maior consumo as previsões de peso do mercado regulado apresentam valores nulos para os clientes em média pressão e valores abaixo dos 10% para os clientes em baixa pressão e com consumos anuais de gás natural superiores a 10 000 m³, para o ano gás 2019-2020, estando estas previsões alinhadas com a situação atual do mercado.

B.2 LEI N.º 5/2019, DE 11 DE JANEIRO

Na sequência da publicação da Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro, a ERSE efetuou uma pré-consulta de interessados aos agentes de mercado, de modo a estabelecer, de forma clara, objetiva e participada, os desenvolvimentos regulamentares que garantam aos respetivos consumidores o seu direito de informação. Esta consulta permite ainda que a ERSE possa enquadrar as obrigações decorrentes do cumprimento da

Lei n.º 5/2019 de forma eficiente para os mercados de eletricidade e de gás natural, que o mesmo é dizer que se procurará, nas adaptações regulamentares, que essas sejam concretizadas com economia de recursos e efetividade na perspetiva dos consumidores.

Foi colocado, nesta pré-consulta, um conjunto de principais aspetos regulamentares associados ao cumprimento do dever de informação do comercializador de energia ao consumidor, através da fatura detalhada, bem como a identificação das questões mais críticas para ponderação pelos interessados. Naturalmente, não deixarão de ser enquadradas pela ERSE, nos necessários desenvolvimentos regulamentares desta legislação, as preocupações de racionalidade económica na sua implementação, de modo a que os agentes de mercado diretamente envolvidos na implementação da Lei n.º 5/2019 não se vejam confrontados com custos desproporcionados que possam, inclusive, ser adversos para a afirmação de um sã clima de concorrência.

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 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.

Na definição da base de custos para o próximo período regulatório, a ERSE teve em conta as particularidades da atividade de comercialização de último recurso, em especial a capacidade perspetivada pelos comercializadores de último recurso em adaptarem as suas estruturas de custos à diminuição do nível de atividade decorrente do processo de liberalização.

No âmbito da consulta prévia realizada pela ERSE, foram recebidos diversos comentários sobre a forma de implementação da Lei n.º 5/2019, no que respeita à desagregação da tarifa de acesso às redes. Maioritariamente os participantes na consulta consideram que a apresentação da tarifa de acesso às redes desagregada por atividade resultará num excesso de informação, não contribuindo para a legibilidade e compreensão da fatura por parte dos consumidores.

Atentos os comentários recebidos, a ERSE considera que 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. Simultaneamente, possibilita a apresentação de informação útil à compreensão dos valores faturados e aplicáveis no caso concreto ao consumidor, bem como a aplicação da taxa reduzida de IVA, na componente fixa das tarifas de acesso às redes, conforme o previsto no Decreto-Lei n.º 60/2019, de 13 de maio.

B.3 MIBGAS

A ERSE partilha da posição do CT sobre os potenciais benefícios para o mercado nacional de gás natural decorrentes da existência de um mercado organizado, em termos de promoção da sua competitividade, transparência e liquidez, razão pela qual é de extrema importância a implementação efetiva do MIBGAS de modo a explicitar o valor do GN no Ponto de Troca Virtual (VTP) do SNGN, elemento essencial na transparência das transações no interior do SNGN.

A ERSE desenvolveu esforços para que todas as suas peças regulamentares permitissem a implementação do MIBGAS. Nesse sentido a ERSE adaptou todos os Regulamentos relevantes para contemplar o funcionamento do mercado organizado. Neste quadro, a ERSE está ativamente empenhada para que se possam materializar os desenvolvimentos já identificados, que ultrapassam a esfera das competências e que envolvem várias entidades em Portugal e Espanha, e que são necessários à concretização do MIBGAS. Os agentes de mercado têm sido mantidos informados dos mais recentes desenvolvimentos através dos meios adequados.

C.2 NÍVEL TARIFÁRIO

C.2.1 AJUSTAMENTOS E IMPACTES

A ERSE toma boa nota dos comentários apresentados, salientando que os desvios de procura nas infraestruturas de alta pressão resultam maioritariamente de fatores externos e associados ao funcionamento do mercado de gás natural que dificultam as previsões de procura. No que se refere aos desvios de procura na atividade de comercialização de último recurso, estes refletem as previsões otimistas dos CUR, designadamente no número de clientes e no volume de gás natural.

Para o ano gás 2019-2020 a ERSE considerou, para os clientes em Baixa Pressão com consumo anual de gás natural inferior ou igual a 10 000 m³ (BP<), uma quota de mercado regulado de 18% (energia) e de 17%

(número de clientes). Os últimos valores reais, referentes ao ano gás 2017-2018, apresentam quotas próximas dos 20%, o que permite aceitar as previsões dos CUR como valores realistas.

C.2.2 USO GLOBAL DO SISTEMA

O CT destaca positivamente os esforços efetuados pela ERSE, no sentido de assegurar as condições tarifárias necessárias para evitar que clientes abastecidos em MP ou em BP> optem pela construção de ramais de ligação à rede de AP ou MP, respetivamente.

A ERSE regista com agrado os comentários favoráveis do parecer do CT sobre esta matéria, e irá continuar a desenvolver todos os esforços no sentido de assegurar as condições tarifárias que beneficiem o sistema nacional de gás natural de forma global.

D. TARIFAS

D.1 USO DA REDE DE TRANSPORTE

No que respeita à implementação do código de rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás, nos termos do Regulamento (EU) 2017/460, a ERSE sublinha que a decisão fundamentada da ERSE publicada com a [Diretiva da ERSE nº 3/2019](#), de 18 de março, introduziu algumas alterações face ao exposto na [66.ª consulta pública](#), de 17 de agosto de 2018, designadamente para acolher os comentários recebidos pelos vários participantes, incluindo a análise da Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia (ACER). No entanto, sublinha-se que, apesar das alterações introduzidas, o CT reconhece que os impactes tarifários são semelhantes à proposta levada a consulta pública, com exceção do parâmetro *entry-exit split*, que determina a repartição dos proveitos permitidos a recuperar nos pontos entrada e saída da rede de transporte. Com efeito, a alteração deste parâmetro foi no sentido de responder aos vários comentários recebidos à consulta pública.

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

fundamentada”¹, no qual se clarifica que o desconto posterior se aplica à capacidade contratada de determinado produto de capacidade interruptível, de acordo com a seguinte fórmula:

$$\underbrace{\text{Desconto posterior}}_{\text{€}} = 3 \cdot \underbrace{\text{Preço de reserva (produto firme diário)}}_{\text{€/kWh/dia}} \cdot \underbrace{\text{Capacidade contratada}}_{\text{kWh/dia}}$$

Esta fórmula assenta no artigo 4.º, n.º 2, da Diretiva da ERSE n.º 3/2019:

“O desconto posterior consiste numa compensação posterior paga por cada dia em que ocorreu uma interrupção, igual a três vezes o preço de reserva para os produtos de capacidade firme normalizados diários.”

Relativamente aos aspetos associados à liquidação dos pagamentos do desconto posterior, a ERSE subscreve o enquadramento descrito na sua proposta de tarifas e preços:

“De acordo com a proposta da REN, a aplicação deste desconto deve ser realizada na liquidação mensal do uso da rede nacional de transporte de gás natural de cada agente de mercado e, no que respeita aos horizontes diário e intradiário, incide e está confinada ao montante mensal agregado apurado de capacidade interruptível contratada pelo respetivo agente de mercado nestes horizontes. Deste modo é mitigada a possibilidade de virem a ocorrer desvios significativos nas receitas por contratação deste tipo de produto nos referidos horizontes de contratação.”

Considera-se que a inclusão destes esclarecimentos na Diretiva de Tarifas e Preços para o ano gás 2019-2020 dispensa a necessidade de publicar subregulamentação específica.

Por fim, em relação à preocupação manifestada pelo CT sobre a aplicação desfasada do código de rede de tarifas no espaço ibérico, a ERSE sublinha que desenvolveu todos os esforços para completar o seu processo de implementação nos prazos legais previstos no código de rede de tarifas, que exige a publicação da decisão fundamentada do regulador até ao dia 31 de maio de 2019. Neste processo a ERSE consultou de forma explícita o regulador do mercado espanhol, para além de ter recebido contributos por parte do operador da rede de transporte em Espanha (Enagás), que foram devidamente acautelados.

Em relação ao processo de consulta pública a realizar pelo regulador espanhol, só foram atribuídas à CNMC as competências para o estabelecimento das tarifas da rede de transporte em janeiro de 2019. A ERSE continua a aguardar pelo início do referido processo de consulta para se poder pronunciar.

¹ Disponível na [página](#) da ERSE.

D.3 TARIFAS DE ACESSO À REDE (TAR)

D.3.1 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

A ERSE regista com agrado os comentários do parecer do CT sobre esta matéria. A somar à recente revisão regulamentar, que através da regulação por incentivos, constitui um fator estrutural para a diminuição de tarifas de acesso às infraestruturas de GN, verificamos que os fatores conjunturais não são de somenos importância. Tal como enunciado pelo CT, os fatores conjunturais que conduziram para a redução das TAR foram; *i)* o elevado nível da procura de GN que contribuiu para a diminuição de custos fixos unitários das infraestruturas; *ii)* a melhor conjuntura financeira nacional que tem promovido a diminuição dos custos de investimento a recuperar pelas tarifas.

D.3.2 REPERCUSSÃO NAS FATURAS AOS CONSUMIDORES DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

O CT reitera no seu parecer a recomendação de anos anteriores para que a ERSE estipule um parâmetro nas tarifas de acesso às redes de cada nível de pressão para definir a repercussão do valor relativo à contratação de capacidade de entrada na rede nacional de transporte. De acordo com o referido parecer, esta necessidade vem reforçada num contexto em que as tarifas de uso da rede de transporte nos pontos de entrada são diferentes entre as interligações internacionais e o terminal de GNL, ao contrário de anos anteriores.

A ERSE considera que o pagamento da tarifa de uso da rede de transporte nos pontos de entrada constitui um custo de aprovisionamento incorrido pelo comercializador, tal como a utilização do terminal de GNL e do armazenamento subterrâneo. Como tal, cada comercializador pode ter uma estratégia de aprovisionamento distinta e deverá poder repercutir esses custos de entrada de acordo com a sua estratégia. 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 remete-se 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.

D.3.3 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES OPCIONAIS EM MÉDIA PRESSÃO E EM BAIXA PRESSÃO > 10 000 M³/ANO

O CT reconhece a importância da tarifa de acesso às redes opcional em MP e que a redução do desconto, de cerca de 7,5%, mantém a contribuição positiva deste mecanismo no sentido de se atingirem os objetivos que levaram à criação desta opção tarifária.

Conforme recomendação do CT a ERSE incluiu no documento “Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2019-2020 e Parâmetros para o período de regulação 2020-2023” a fórmula com os parâmetros que permitem o cálculo do desconto da tarifa opcional.

D.3.4 ANÁLISE DAS DESCONTINUIDADES TARIFÁRIAS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO E EM BAIXA PRESSÃO

O CT reconhece como positivo o estudo sobre a “Avaliação dos impactos económicos na faturação dos consumidores na fronteira dos escalões”. Reconhece ainda que a introdução de escalões de consumo nas tarifas de Acesso às Redes permitiu introduzir alguma continuidade nos tarifários entre os vários níveis de pressão. No entanto, considera que ainda existem “consideráveis discrepâncias que importa evitar”.

A ERSE reconhece a importância de reduzir as descontinuidades tarifárias e nesse sentido tem vindo a introduzir alterações tarifárias com o objetivo de aproximação das curvas tarifárias entre os níveis de pressão distintos, para consumos semelhantes, conforme tem vindo a ser solicitado pelo CT. Nas tarifas para o ano gás 2019-2020 continua a ser prosseguido este caminho de aproximação das curvas tarifárias.

No que se refere às diferenças nos preços de energia indicadas pelo CT, uma análise preço a preço não é apropriada para avaliar os impactes tarifários decorrentes da existência de descontinuidades tarifárias. Esta análise deve ser efetuada tendo em consideração todas as variáveis de faturação, reproduzindo a faturação global de cada consumidor, conforme quadros 10-4 e 10-5 do documento “Estrutura Tarifária no ano gás 2019-2020”. Nestes quadros é possível observar que nas tarifas agora aprovadas conseguem reduzir-se não só as descontinuidades tarifárias, mas também o número de consumidores afetados pelas descontinuidades tarifárias.

Adicionalmente, conforme figura 10-3 do referido documento, a redução do número de consumidores afetados pelas descontinuidades nas curvas tarifárias dos diferentes níveis de pressão e escalões de consumo é conseguida garantindo reduções tarifárias na componente de acesso às redes para todos os consumidores.

No que respeita à aplicação das tarifas de acesso às redes opcionais, importa salientar que nos termos do n.º 14 e do n.º 15 do artigo n.º 26.º do Regulamento Tarifário, qualquer consumidor 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, pode optar por tarifas de acesso às redes opcionais em MP. O valor do desconto é determinado nos termos da fórmula prevista na Diretiva anual de preços regulados, e depende do consumo anual do cliente num horizonte temporal dos últimos 3 anos e da distância da instalação consumidora à rede de AP.

Este mecanismo, aplicável desde 2016-2017, veio substituir a regra anterior onde qualquer consumidor com um consumo superior a 50 milhões m³/ano e ligado em MP poderia usufruir da tarifa de acesso às redes de AP.

D.4 OPÇÕES TARIFÁRIAS

O CT realça que, na sequência da implementação do “Código de Rede de Tarifas”, a eliminação da opção tarifária de curtas utilizações no contexto da tarifa de uso da rede de transporte constitui uma redução das opções tarifárias ao dispor dos consumidores. Também em pareceres anteriores o mesmo órgão consultivo sublinhou a importância de disponibilizar novas opções tarifárias para potenciar uma maior utilização do sistema nacional de gás natural.

Em particular, são referidos o “empilhamento de tarifas” (opções tarifárias cumulativas) e o “empilhamento de contratos” (contratos de diferentes comercializadores no mesmo ponto de entrega) como soluções para viabilizar uma maior utilização do sistema nacional de gás natural. O CT sugere concretamente a implementação de um projeto-piloto que permita concluir sobre os méritos de adicionar soluções inovadoras à estrutura tarifária.

Neste contexto, a ERSE aproveita para sublinhar dois aspetos. Primeiro, a eliminação da opção tarifária para curtas utilizações na tarifa de uso da rede de transporte surge num contexto em que essa opção tarifária apresentava uma reduzida adesão², parcialmente explicada pela disponibilização das opções tarifárias flexíveis. Segundo, o empilhamento de tarifas já é permitido pela ERSE nos meses de maior procura, através da tarifa flexível anual.

Considerando as recomendações do CT, a ERSE propõe estudar os moldes para implementar o projeto-piloto sugerido pelo CT relativamente ao empilhamento de tarifas e de contratos. É importante ter em conta que um maior empilhamento sem o esperado aumento na utilização do sistema de gás implica uma perda de receita, que terá que ser paga pelos restantes consumidores.

² Dados de faturação para os anos gás 2016-17 e 2017-18 indicam a ausência de procura na opção das curtas utilizações, perspetivando-se o mesmo cenário para os anos gás seguintes.

D.5 TARIFA SOCIAL

No seu parecer o CT solicita à ERSE a verificação da possibilidade e a viabilidade de tornar o acesso à tarifa social de gás natural mais abrangente, designadamente, pela inclusão de mais escalões de abono de família e da pensão social de velhice, e a aplicação do critério de elegibilidade por via do rendimento familiar.

Do estudo divulgado pelo Observatório da Energia³, em março de 2019, resulta que o critério de elegibilidade relativo ao rendimento global, o qual não é aplicável ao setor do gás natural, é o critério que abrange mais de 50% dos beneficiários da tarifa social no setor elétrico⁴. 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.

O estudo apresenta uma estimativa do impacto associado à uniformização de critérios que se traduzir-se-ia num aumento de beneficiários da tarifa social de gás natural, com um custo de financiamento da medida na ordem dos 7, 7 milhões de euros, ao qual acresceria uma perda de receita fiscal de cerca de 1,8 milhões de euros.

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.

Saliente-se que os critérios de elegibilidade da tarifa social na eletricidade e no gás natural eram iguais no momento da criação do atual regime, contudo, a evolução do regime legal conduziu ao afastamento destes critérios, por alargamento da base de clientes elegíveis no setor elétrico.

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.

³ Disponível em https://www.observatoriodaenergia.pt/wp-content/uploads/2019/04/estudo_tarifa_social.pdf.

⁴ Pag. VIII do sumário executivo do referido estudo.

D.6 TAXAS DE OCUPAÇÃO DO SUBSOLO (TOS)

O Manual de Procedimentos para a Repercussão das Taxas de Ocupação do Subsolo (MPTOS), aprovado pela Diretiva n.º 12/2014, permite apenas a monitorização da repercussão das Taxas de Ocupação do Subsolo que sejam devidas.

A aplicação do MPTOS permite detetar possíveis incumprimentos na repercussão, ao nível dos valores de referência e de desvio permitidos, e impor a reposição da neutralidade financeira.

Não obstante não se tratar de matéria tarifária, a ERSE tem informação que os agentes, na sua generalidade, têm procedido à repercussão sobre os consumidores dos valores de TOS pagas referentes ao ano de 2017 e anteriores sem que até ao momento tenha sido revisto o regime geral das taxas das autarquias locais como previsto, designadamente no Decreto-Lei n.º 25/2017, de 3 de março.

Sublinhe-se que tem sucessivamente sido publicada legislação relativa ao tema. Não só o Decreto-Lei n.º 25/2017, de 3 de março, de execução daquele orçamento, dispôs sobre a matéria, como a Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro, previu que as faturas a apresentar pelos comercializadores devem conter os elementos necessários a uma completa e acessível compreensão dos valores totais e desagregados faturados, designadamente taxas discriminadas, incluindo a taxa de ocupação do subsolo repercutida nos clientes de gás natural, bem como o município a que se destina e o ano a que a mesma diz respeito (artigo 9.º, n.º 1, al. h). Ainda, a Lei do Orçamento de Estado para 2019 previu, como referido no parecer do CT, que o Governo proceda, 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.

Esta aguardada alteração visa, justamente, para além de clarificar o tema da repercussão, introduzir limites máximos aos valores de TOS que podem ser liquidados, permitindo diferenciações em função da tipologia de fornecimentos, que atenda aos princípios da objetividade, proporcionalidade e não discriminação.

A ERSE toma boa nota das recomendações do CT, considerando as mesmas adequadas à clarificação do quadro jurídico das TOS, que se impõe. Caso a ERSE tenha a possibilidade de se pronunciar no âmbito da legislação em preparação pelo governo, as recomendações do CT serão cuidadosamente ponderadas e tidas em conta na análise da solução proposta.

A ERSE partilha da opinião do CT que identifica uma dificuldade de acesso e consulta de informação relativa à TOS. A informação publicada pelos operadores da rede de distribuição de gás natural, imposta por via regulamentar, visa responder a esta necessidade. Não obstante, em função da decisão governamental sobre a TOS, a ERSE ponderará a disponibilização de ferramentas que permitam incrementar a informação

disponível sobre a TOS, auxiliando a decisão de consumidores e demais interessados, conforme é solicitado pelo CT.

D.7 INVESTIMENTOS

Em termos de investimentos a Sonorgás encontra-se numa situação particular porque a quase totalidade dos investimentos que se propõe realizar nos próximos anos diz respeito aos investimentos necessários para abastecer os 18 novos pólos de consumo, cujas licenças de distribuição de gás natural lhe foram atribuídas em 2015 pelo Estado enquanto concedente. Assim, esses investimentos suportam-se em planos de investimento específicos para os novos pólos.

Relativamente à monitorização do investimento, a ERSE continuará a monitorizar todos os investimentos realizados pelos operadores de infraestruturas, no entanto, tal como já evidenciou no seu recente parecer aos PDIRD-GN 2018, a aprovação dos mesmos pelo Estado concedente é de extrema importância no processo de avaliação dos investimentos para efeitos tarifários.

D.8 PREÇOS REGULADOS

A ERSE toma boa nota os comentários apresentados.

D.9 TRANSPORTE RODOVIÁRIO DE GNL PARA AS UAGS

Apesar do novo contrato coletivo de trabalho em vigor desde 1 de outubro de 2018, o setor do transporte de mercadorias perigosas encontra-se em evolução. Na sequência da greve dos motoristas de transporte de substâncias perigosas em abril passado, deu-se início a um período negocial entre representantes das duas partes, sendo expectável que venham a ser acordadas alterações com impacto nos custos do transporte de GNL por rodovia. Todavia, à data, não são ainda conhecidas as alterações e a sua data de entrada em vigor, sendo por isso difícil estimar os custos a ocorrer no ano gás que se inicia.

É assim difícil, à data, encontrar o necessário equilíbrio entre o controlo de custos do transporte de GNL por via rodoviária (eficiência) e a opção de perequação de custos que está na base do atual modelo.

A ERSE admite como possível que os custos não recuperados por este mecanismo sejam refletidos nos custos de aprovisionamento, pelo que importa que o estudo a desenvolver analise as diferentes componentes de custo de modo a assegurar para cada uma delas uma razoável uniformidade tarifária. O estudo deve, entre outros, abordar os seguintes temas:

- Análise da experiência de aplicação do mecanismo vigente;
- Comparação entre os custos de transporte rodoviário de GNL e por gasoduto;
- Análise dos custos de mercado para transporte rodoviário de GNL;
- Análise de alternativas ao mecanismo de perequação de custos;
- Análise do pressuposto vigente de que os clientes abastecidos por UAG suportam os custos da rede de transporte e do uso global do sistema;
- Envolvimento dos vários comercializadores e da ERSE.

Tendo em conta o exposto, em especial a incerteza existente, a ERSE considera prudente manter a proposta submetida ao CT, sem prejuízo das alterações que se revelem necessárias na sequência do estudo proposto pela ERSE sobre este tema, eventualmente em revisão extraordinária deste mecanismo ou dos seus parâmetros. Este estudo deve iniciar-se o mais rapidamente possível.

D.10 PROVEITOS PERMITIDOS

D.10.1 PROVEITOS UNITÁRIOS MÉDIOS

A ERSE toma boa nota da análise efetuada pelo CT e reconhece a sua importância, por forma a aferir se o custo médio por infraestrutura registado em Portugal é competitivo, quando comparado com um mercado mais maduro, como é o mercado espanhol. Esta evolução é o resultado da aplicação da metodologia de regulação por incentivos, que tem permitido promover uma gestão eficiente das infraestruturas, sem pôr em causa o equilíbrio económico financeiro das empresas reguladas.

D.10.2 PROVEITOS E PROCURA

A monitorização da procura é um exercício fundamental, tendo em conta que nas atividades de transporte e distribuição, os desvios tarifários estão fortemente associados a desvios de faturação, devidos à volatilidade da procura.

Nesse sentido, a ERSE tem desenvolvido esforços para implementar medidas que visam mitigar variações tarifárias devidas a flutuações da procura, pelo que se congratula pelo reconhecimento por parte do CT dos resultados obtidos com a aplicação dessas medidas.

D.10.3 NÍVEL DE PROVEITOS

A monitorização do equilíbrio económico financeiro das empresas é efetuada de forma continuada pela ERSE, analisando para este efeito, não apenas a informação enviada pelas empresas para cálculo dos proveitos permitidos, como também a informação financeira que consta das suas contas estatutárias.

Os resultados desta monitorização são tidos em conta na definição por parte da ERSE dos proveitos permitidos das empresas reguladas e, em particular, dos parâmetros em vigor durante os períodos regulatórios. Assim, a definição dos parâmetros regulatórios é efetuada tendo em conta os contextos financeiro, económico e legal em que as atividades são exercidas, bem como a evolução prospetivada para esses contextos.

Esta preocupação foi reforçada com a aplicação do princípio da partilha, entre consumidores e empresas, dos resultados alcançados por estas últimas, que é definido no Regulamento Tarifário em vigor. Este princípio foi tido em conta, por exemplo, na redefinição para o próximo período regulatório das bases de proveitos das atividades sujeitas à regulação por incentivos.

Assim, a ERSE tem tido em consideração as especificidades das atividades reguladas, o que justifica que no setor do gás natural, ao contrário do setor elétrico, continua a ser aplicado nos proveitos que recuperam os custos com os investimentos em todas as atividades uma metodologia do tipo *rate of return*, que procura garantir a remuneração, a uma taxa previamente definida, dos ativos entrados em exploração⁵.

No que diz respeito à contribuição extraordinária sobre o setor energético (CESE), que visa financiar mecanismos que promovam a sustentabilidade sistémica do setor energético, a sua não consideração no cálculo da taxa de remuneração decorre, simplesmente, da aplicação do seu quadro legal.

Assim, a lei que enquadra a CESE é explícita relativamente à sua repercussão tarifária. O regime da CESE aprovado pelo artigo 228º, da Lei n.º 83-C/2013, de 31 de dezembro, na sua redação atual, refere no

⁵ Como nos proveitos que procuram recuperar os gastos com operação e manutenção é aplicado uma regulação do tipo *price cap*, a capacidade das empresas em conseguir obter essa taxa de remuneração dependerá, na prática, do seu desempenho em alcançar as metas definidas pelo regulador para esses gastos.

número 1, do artigo 5º o seguinte: “As importâncias suportadas pelos sujeitos passivos a título de contribuição extraordinária sobre o setor energético não são repercutíveis, direta ou indiretamente, nas tarifas de uso das redes de transporte, de distribuição ou de outros ativos regulados de energia elétrica e de gás natural, previstas nos regulamentos tarifários dos respetivos setores, **não devendo a contribuição ser considerada, designadamente, para efeitos de determinação do respetivo custo de capital.**”

Desta forma, a ERSE tem-se limitado a agir em consonância com o quadro legal em vigor, não fazendo repercutir nas tarifas, os valores da CESE.

Refira-se ainda, que seja conhecimento da ERSE, alguns dos grupos económicos regulados do setor do gás natural, não têm procedido ao pagamento da CESE devida no cumprimento da legislação em vigor.

D.11 INJEÇÃO DE BIOMETANO NA REDE DE GÁS NATURAL_TG

A ERSE reconhece a necessidade de considerar este tema na regulamentação. Assim, na próxima revisão do Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico e do gás natural prevê-se introduzir as regras para a injeção de biometano na rede de gás natural, designadamente os requisitos de qualidade, odor e pressão do gás.

E. PARÂMETROS REGULATÓRIOS 2016-2019

E.1 TAXA DE REMUNERAÇÃO DE ATIVOS

E.1.1 METODOLOGIA DE CÁLCULO DO CUSTO DE CAPITAL MÉDIO PONDERADO (CCMP)

E.1.1.1 REMUNERAÇÃO DO CAPITAL DAS ENTIDADES REGULADAS NO PERÍODO REGULATÓRIO 2020-2023

A ERSE toma boa nota os comentários apresentados.

E.1.1.1.1 DETERMINAÇÃO DO PRÉMIO DE RISCO DE MERCADO

A consideração da manutenção do prémio de risco de Portugal foi decidida tendo em conta a incerteza ainda presente na economia portuguesa, a capacidade de diversificação deste risco e a continuidade da metodologia aplicada. A diferença de resultado do prémio de risco país agora definido (2,16%), face ao definido para o anterior período regulatório (1,68%) tem origem, por um lado, na metodologia de cálculo

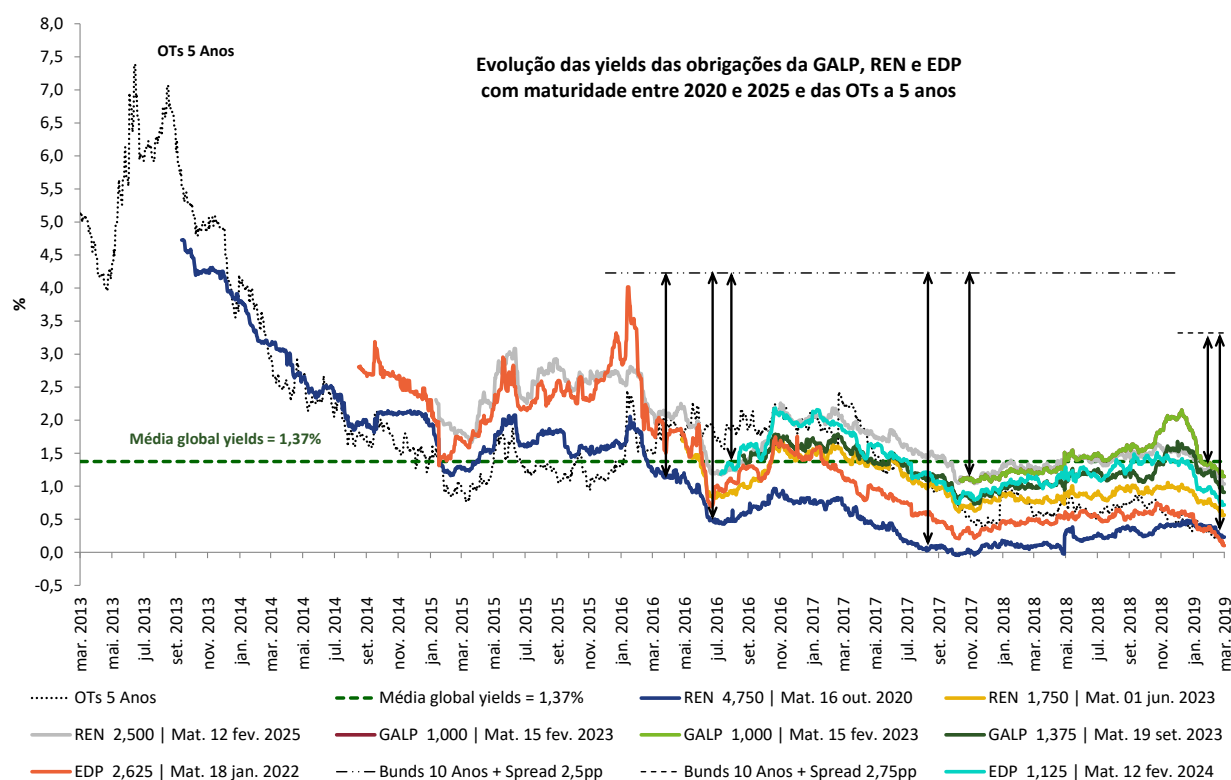
que dá continuidade à metodologia considerada para o setor elétrico e, por outro lado, na redução da média das *yields* dos países com *rating* AAA

No anterior período regulatório, teve-se em consideração um período mais alargado de dados e de países, por força da maior incerteza existente na altura de definição dos parâmetros. A média das *yields* dos países com *rating* AAA era, à altura, de 3,48%, sendo o valor correspondente para o atual período de 0,57%. Desta forma, o incremento do prémio de risco de Portugal teve por base, em grande medida, a redução do valor base da média das *yields* dos países com *rating* AAA, que passou de 4 para 2 países, que não teve uma evolução da mesma ordem nas *yields* das OT nacionais.

E.1.1.1.2 PRÉMIO DE RISCO DA DÍVIDA

Em 2016 as *yields* de diferentes obrigações das empresas encontravam-se em valores inferiores às *yields* das OT a 5 anos. Durante 2018 e no início de 2019, apesar da redução da maturidade dessas mesmas obrigações das empresas, a redução das *yields* das OT a 5 anos (e também das Bund a 10 anos), que, sendo *per si* um *benchmark*, mantêm uma maturidade constante, não se refletiu numa redução tão acentuada das obrigações das empresas, que poderia ser, inclusivamente, mais acentuada, fruto da redução implícita da maturidade das mesmas. Desta forma, observa-se um alargamento dos *spreads* entre os custos de financiamento implícitos nas *yields* das obrigações das empresas que detêm este tipo de instrumentos de dívida, que teriam, inclusivamente vantagem sobre as outras empresas que não têm acesso a estes instrumentos de dívida mais favoráveis. Assim, tendo em consideração a repercussão muito mais lenta e, inclusivamente, menos acentuada, nos custos de financiamento das empresas reguladas, o *spread* foi alargado para ter em consideração esse desfasamento e essa não repercussão direta da redução das Bund a 10 anos nos custos de financiamento das empresas.

Figura 1 - Evolução das *yields* das obrigações da GALP, da REN e da EDP com maturidade entre 2020 e 2025 e das OT a 5 anos

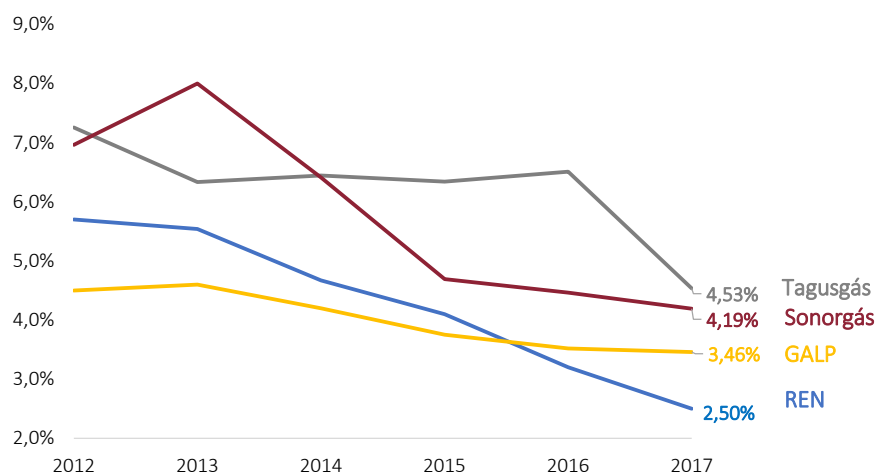


Fonte: ERSE, Reuters

De facto, mesmo com o incremento do *spread* em 0,25pp, observa-se uma redução do custo do capital alheio (o valor das Bund a 10 anos acrescido do *spread* - ver Figura 1) de 4,23%, no anterior período regulatório, para 3,32% no atual período regulatório, para efeitos de cálculo da taxa de remuneração dos ativos. Estes valores são definidos tendo em consideração uma multiplicidade de fatores e de dinâmicas entre os mesmos, nomeadamente a evolução dos mercados financeiros, a evolução dos mercados de dívida de obrigações dos grupos económicos em que se inserem as empresas reguladas, a evolução dos custos de financiamento dos diferentes grupos económicos, incluído os grupos económicos de menor dimensão, sem acesso a condições de emissão de dívida mais favoráveis e as expectativas futuras para cada um desses múltiplos fatores e dinâmicas.

Na Figura 2 são apresentados os custos médios da dívida que apresentam as diferentes evoluções e que mostram as diversas dinâmicas de evolução e os diferentes níveis de custo da dívida que são tidos, igualmente, em consideração na definição do *spread* a definir para cada período regulatório.

Figura 2 - Custo médio da dívida da GALP, REN, Sonorgás e Tagusgás



Fonte: ERSE, GALP, REN, Sonorgás, Tagusgás

Assim, tendo em conta todas as estas evoluções e todos os diferentes fatores que influenciam o custo médio da dívida, a ERSE entendeu que se justificava o incremento do prémio de risco da dívida em 0,25pp, por forma a garantir uma maior adequação entre o custo de capital alheio implícito na taxa de remuneração dos ativos e as condições de financiamento que atualmente beneficiam as empresas reguladas.

E.1.2 OPEX

O CT refere, na sua consideração geral sobre a taxa de remuneração de ativos, que esta “... tem vindo a baixar progressivamente atingindo hoje, em média, cerca de 55% do valor inicial.” e que “... tendo em conta esta trajetória e a sua preocupação com a perenidade do sistema no longo prazo, solicita ao regulador, dada a complexidade e impacto desta variável, que abra espaço de discussão sobre a sustentabilidade e o equilíbrio económico-financeiro do Setor”. Espelhando o comentário do CT uma preocupação relativamente à diminuição desta mesma taxa de remuneração dos ativos, que não se reflete nos dois pontos anteriores.

As diferenças evidenciadas pelo CT entre a evolução das parcelas que compõem a taxa de remuneração dos ativos e a própria taxa, exemplificam a complexidade das relações inerentes ao seu cálculo. A taxa de remuneração dos ativos resulta de uma multiplicidade de variáveis e dinâmicas que são avaliadas, tendo em conta uma metodologia que se pretende coerente e que tem por base, entre outros princípios, o princípio da estabilidade regulatória.

A conjugação do princípio da estabilidade regulatória com a garantia do equilíbrio económico e financeiro por parte das atividades dos setores regulados exercidos em regime de serviço público, quando geridas de

forma adequada e eficiente, definidas nos estatutos da ERSE, resultam, naturalmente, na adaptação dos parâmetros regulatórios, tais como as taxas de remuneração, ao contexto económico e regulamentar vigente e não controlável pelas empresas.

No que diz respeito à taxa de remuneração, o contexto financeiro é de maior importância, sendo que o mesmo caracterizou-se nos últimos anos por taxas de juro historicamente baixas. Registe-se, por exemplo, que as *yields* das Obrigações do Tesouro a 10 anos representam atualmente apenas 1/3 do valor médio verificado em 2008.

Assim, apesar da multiplicidade de fatores que justificam a evolução do custo de capital das atividades reguladas, e, consequentemente, que essa evolução não se poder resumir à evolução das *yields* das Obrigações do Tesouro, o facto desta variável ser utilizada como indexante, parcial, da taxa da remuneração, justifica que a mesma possa ser considerada uma referência válida da evolução do contexto financeiro.

Neste prisma, a diminuição da taxa de remuneração destacada pelo CT da ERSE é totalmente compreensível.

Relativamente à solicitação do CT, para que regulador abra espaço de discussão sobre a sustentabilidade e o equilíbrio económico-financeiro do Setor, a ERSE sempre esteve, e sempre estará, disponível para esse mesmo debate e avaliação. A indexação, parcial, das taxas de remuneração dos ativos, à evolução das *yields* das obrigações do Estado, metodologia única a nível europeu, é disso exemplo.

E.2.1 OPEX DA RNTIAT_PF

Na fixação dos parâmetros regulatórios para o período regulatório 2020-2023, a ERSE, à semelhança de exercícios anteriores, procedeu à análise da evolução dos custos de exploração (OPEX) das diversas atividades reguladas, tendo em conta as suas especificidades.

No caso da atividade de Transporte de gás natural, a análise da evolução dos custos de OPEX permitiu constatar que a empresa concessionária da rede de transporte, conseguiu, desde 2010 (primeiro ano de aplicação de metas de eficiência à atividade de Transporte), reduzir significativamente os seus custos reais com OPEX, mas que, apesar das metas de eficiência aplicadas pelo regulador, continua a obter um nível de OPEX aceite em ajustamentos, bastante superior aos seus custos reais. Dito de outra forma, os seus proveitos permitidos apesar de decrescerem, continuam superiores aos seus custos reais, que têm diminuído a um ritmo superior, sendo esta dinâmica exemplificativa das virtudes desta forma de regulação.

Esta tendência tem vindo a acentuar-se desde 2012, sendo que, em 2017, o nível de OPEX aceite foi claramente superior ao OPEX real.

Mesmo após a revisão em baixa do valor da base de proveitos permitidos para o novo período regulatório, que reflete o princípio de partilha de ganhos de eficiência entre empresa e consumidores, continua a existir um diferencial relevante entre o nível da base de custos aceites e o nível de custos previstos. Desta forma, foi fixada para o novo período regulatório, uma meta de eficiência de 3% (deduzida da inflação), igual à do período regulatório anterior, e superior à que seria aplicada caso a totalidade dos ganhos fossem transferidos para os consumidores, de modo a garantir ao longo do período regulatório uma maior partilha com os consumidores dos ganhos de eficiência alcançados pela empresa.

Os custos com a eletricidade na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GN, estão relacionados em grande parte com as quantidades de GNL regaseificado, devido aos processos de recirculação de GNL nas instalações e com o custo unitário da eletricidade.

Na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, optou-se por passar a recuperar todos os custos com a eletricidade, a partir do período regulatório 2020-2023, através da parcela variável que se encontra indexada ao consumo de energia ativa, reforçando essa componente de custos em relação aos anteriores períodos regulatórios e garantindo assim uma maior adequação entre os proveitos permitidos e a natureza dos custos recuperados. Assim, procedeu-se à calibração da parcela, que evolui em função da variação média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros publicado pelo OMIP e um fator de eficiência.

O custo com a energia consumida varia com a evolução verificada do seu preço no mercado grossista, deduzida de um fator de eficiência de 2%. Este fator pretende incentivar a empresa a proceder à contratação eficiente do fornecimento de eletricidade, escolhendo as melhores ofertas disponíveis no mercado, que se adequem à natureza do seu consumo.

E.2.2 OPEX DA DISTRIBUIÇÃO

E.2.2.1 BASE DE CUSTOS E INDUTORES

A proposta da estrutura de custos dos ORD definida pela ERSE para o próximo período regulatório considera um menor peso dos custos fixos nas empresas licenciadas. Neste contexto, o CT refere não ser evidente que estas empresas, por serem de menor dimensão, possam acomodar mais facilmente esta tipologia de custos comparativamente às empresas de maior dimensão sugerindo uma melhor justificação desta

proposta ou a manutenção do parâmetro. A definição da proposta da estrutura de custos, tal como plasmado do documento de parâmetros, foi suportada nos resultados da análise econométrica efetuada que justificou uma distinção da estrutura de custos das empresas licenciadas comparativamente às empresas concessionadas, mais especificamente, a existência de um menor peso dos custos fixos para as empresas licenciadas. Refira-se que esta característica apontada às empresas de menor dimensão é também suportada na literatura económica. Nesta é referido que as empresas de menor dimensão apresentam uma maior flexibilidade, isto é, uma maior capacidade de adaptação às alterações do meio envolvente (ver, por exemplo, Villalba, 2006; Minovic et al, 2016 e Bartz e Winkler, 2016).

Adicionalmente, temos que considerar a própria especificidade das empresas em causa. À exceção da Sonorgás, que se encontra numa fase de acentuado crescimento conforme o exposto no documento de parâmetros, as restantes quatro empresas licenciadas são empresas do grupo GALP. Desta forma, estas empresas estão inseridas num grupo económico do setor energético de dimensão muito relevante que lhes permite incorporar uma estrutura de custos mais flexível comparativamente a outras empresas de menor dimensão que não usufruem deste tipo de afiliação económica.

E.2.2.2 EFICIÊNCIA

O CT solicita uma pronúncia da ERSE relativamente à alteração da metodologia de suporte à definição das metas de eficiência dos ORD. Tal como referido no documento de parâmetros para 2020 a 2023, foi mantido os procedimentos metodológicos utilizados para a análise da eficiência para o período regulatório de 2016 a 2019, incluindo a utilização de três modelos associados à variável dependente custos de exploração líquidos e relacionados com os principais indutores de custos desta atividade e validados pelas análises efetuadas na definição dos parâmetros dos anteriores períodos regulatórios.

Contudo, durante a avaliação dos resultados obtidos para o presente período regulatório constatou-se que a utilização de apenas dois modelos permitia uma definição mais robusta dos dois grupos de empresas menor eficiência.

Importa reforçar que, de um modo geral, os resultados obtidos na análise efetuada no anterior período regulatório, não se afastam muito dos atuais.

Finalmente, importa ainda realçar que a maior capacidade das empresas em atingirem as metas definidas no anterior período regulatório permitiu à ERSE, por um lado, aproximar pela primeira vez a base de

proveitos permitidos dos custos reais das empresas e, por outro lado, rever em baixo os fatores de eficiência.

Adicionalmente, a ERSE esclarece que a metodologia econométrica do índice de Malmquist que suportou a análise da eficiência associada ao progresso tecnológico foi aplicada ao período de 2013 a 2017, garantindo assim uma maior estabilidade no cálculo deste fator. Deste modo, o valor de 2% resulta da média dos valores anuais obtidos para o *frontier shift index effect*.

E.2.3 COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA

O CT recomenda que a ERSE preste uma maior atenção às condições de equilíbrio financeiro dos comercializadores de último recurso (CUR) e uma monitorização das opções metodológicas, por considerar que a indexação dos seus custos operacionais aceites ao número de clientes poderá representar um potencial de criação de constrangimentos operacionais. A ERSE partilha estas preocupações, acompanhando atentamente a evolução da atividade de comercialização de último recurso retalhista.

Neste particular, a ERSE, na preparação do próximo período de regulação, teve em conta as atuais circunstâncias do mercado e toda a informação relevante, sem descurar as condições em que aquela atividade é desempenhada. A título exemplificativo, recorda-se o exposto no ponto 4.2, do documento “Parâmetros de Regulação para o período de 2020 a 2023”, sobre a evolução da atividade dos CUR. É patente que, apesar da extinção de tarifas reguladas estar prevista para o final de 2020, o ritmo de saída dos clientes para o mercado reduziu-se significativamente nos últimos dois anos, invertendo a tendência de quebra acentuada no número de clientes que se observou entre 2012 e 2015. O abrandamento da diminuição da atividade dos CIR justifica a manutenção da indexação dos custos aceites ao número de clientes, bem como a revisão em alta do peso dos custos fixos na estrutura de custo. Sublinhe-se que essa revisão decorreu das análises efetuadas com recurso a métodos paramétricos e a questionários enviados a empresas, cujos resultados constam do documento de parâmetros acima referido.

E.2.4 ADITIVIDADE TARIFÁRIA

O princípio da aditividade tarifária necessita de ser devidamente articulado com a aplicação de outros princípios, designadamente a proteção dos clientes face à evolução das tarifas. Este último princípio é assegurado através dos mecanismos de limitação de acréscimos por termo tarifário. A aprovação das tarifas a vigorem em cada ano é orientada pela aplicação holística destes dois princípios gerais.

O CT nota que na atual proposta de tarifas o diferencial entre a tarifa transitória de venda a clientes finais e a tarifa aditiva foi agravado face às tarifas estabelecidas para o ano gás 2018-2019, em todos os escalões de consumo, notando-se um comportamento especialmente divergente no escalão 1 da BP<, que surge como favorecido.

Devido ao início de um novo período de regulação os custos incrementais da atividade da rede de distribuição foram alterados, o que conduziu à alteração da estrutura das tarifas de uso da rede de distribuição e consequentemente à alteração da estrutura das tarifas de venda a clientes finais aditivas para as quais as tarifas de venda a clientes finais transitórias devem convergir.

Num processo de descida generalizada de tarifas a opção tomada pela ERSE foi a de garantir que nenhum consumidor observasse acréscimos tarifários em termos reais, ou seja, não permitir acréscimos de preços superiores à taxa de inflação (1,5%). Esta opção conduziu à situação identificada pelo CT.