

COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE  
«Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros  
serviços em 2022 e Parâmetros para o período  
de regulação 2022-2025»

Dezembro 2020

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](mailto:erse@erse.pt)

[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

Nos termos do Regulamento Tarifário, o Conselho de Administração (CA) submeteu a parecer do Conselho Tarifário (CT), no dia 15 de outubro de 2021, a “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2022 e Parâmetros para o período de regulação 2022-2025” e os respetivos documentos justificativos complementares, tendo o CT emitido o seu parecer a 15 de novembro de 2021.

Nos termos do Regulamento da Mobilidade Elétrica o CA submeteu a parecer do CT, no dia 15 de outubro de 2021, a “Proposta de tarifas e proveitos da Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica para 2022 e Parâmetros para o período de regulação 2022-2025”, tendo o CT emitido os seus comentários e recomendações no ponto G.6 do seu parecer à “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2022 e Parâmetros para o período de regulação 2022-2025”.

Após a análise do referido parecer, tomando em consideração os comentários e sugestões nele apresentados, assim como os das demais entidades consultadas, a ERSE aprova as tarifas e preços de energia elétrica para 2022 e os parâmetros para o período de regulação 2022-2025.

Tomando em consideração os comentários e sugestões do CT, assim como os das demais entidades consultadas, a ERSE aprova também as tarifas e proveitos da Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica para 2022 e Parâmetros para o período de regulação 2022-2025.

As decisões tomadas no processo de aprovação das tarifas e preços são devidamente justificadas através do documento “Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2022 e Parâmetros para o período de regulação 2022-2025” e respetivos documentos complementares, e do documento “Tarifas e proveitos da Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica para 2022 e Parâmetros para o período de regulação 2022-2025”, sendo os mesmos divulgados na página de internet da ERSE, acompanhados pelo parecer do CT e dos comentários da ERSE sobre o mesmo.

Apresentam-se de seguida as observações aos comentários e recomendações na especialidade constantes do parecer do CT. Não são tecidas observações sobre os pontos do parecer do Conselho Tarifário que caracterizam e analisam a evolução de matérias relevantes da proposta tarifária de forma factual e que não incluam recomendações.

## I

### GENERALIDADE

#### B. COMUNICAÇÃO DOS IMPACTOS TARIFÁRIOS E DOSSIER DE IMPRENSA

A ERSE regista a recomendação do CT no que diz respeito à identificação da metodologia utilizada para calcular o impacte médio das tarifas de Acesso às Redes na fatura final dos consumidores do mercado livre e o receio que a referência à “diminuição de cerca de 35% na fatura final” possa induzir em erro os consumidores em mercado livre, por não ser essa a variação de preço que irão observar na sua fatura.

Conforme referido pelo CT as variações tarifárias no mercado liberalizado derivam das negociações entre o cliente e o comercializador. Contudo, as tarifas de Acesso às Redes condicionam os preços praticados pelos comercializadores, uma vez que são aplicadas diretamente aos comercializadores que, por sua vez, as transmitem aos consumidores finais nas faturas de fornecimento.

A inclusão desta análise no comunicado da proposta de tarifas e preços, referida como «em termos médios» nas tarifas de Acesso às Redes para o mercado livre, teve como objetivo informar os clientes finais em mercado livre, onde se encontra a grande maioria dos clientes, sobre o possível impacto da variação da tarifa de acesso às redes na fatura de eletricidade.

Face à recomendação do CT a ERSE irá reformular o comunicado, tornando claro que o referido impacto é calculado face ao nível de preços observado no mercado regulado em 2021.

## II

### ESPECIALIDADE

#### C. RENDIMENTOS ESTIMADOS DO SEN EM 2022

A ERSE regista a preocupação do Conselho Tarifário, salientando que é sua prática acompanhar a evolução dos mercados de energia e monitorizar a tendência de evolução das variáveis com impacto no cálculo tarifário. Em particular, os potenciais impactos na tarifa de Energia dos desvios entre os preços verificados nesses mercados e os previstos aquando da definição das tarifas anuais são avaliados trimestralmente nos termos do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.

#### **D. DESVIOS VERIFICADOS EM 2021 E AJUSTAMENTOS DE 2020**

Qualquer exercício de previsão de variáveis tão complexas como as que suportam o cálculo dos proveitos permitidos gerará, inevitavelmente, desvios. Tendo consciência desta inevitabilidade partilhando as preocupações do Conselho Tarifário a ERSE desenvolveu vários mecanismos regulatórios com vista a diminuir os impactes destes desvios na estabilidade tarifária.

Assim, os ajustamentos aos proveitos previstos no Regulamento Tarifário permitem fazer o acerto final aos proveitos de cada operador, tendo em conta as faturações reais obtidas e os custos de exploração e com investimentos, efetivamente aceites pela ERSE em cada ano. O Regulamento Tarifário prevê também que, ao nível das atividades que, pela sua natureza, estão sujeitas a uma maior instabilidade dos proveitos permitidos sejam efetuados ajustamentos provisórios aos valores estimados para o ano em curso (ano t- 1), permitindo antecipar a correção de algumas diferenças entre os valores previstos nas tarifas desse ano e as melhores estimativas. É ao nível das atividades que recuperam os custos de interesse económico geral (CIEG), com natureza política, que atuam as medidas mitigadoras. Estas medidas são determinadas, por um lado com as melhores previsões efetuadas pela ERSE quando têm um carácter ordinário, como as que decorrem da Comércio Europeu de Licenças de Emissão de CO<sub>2</sub> (CELE), e por outro, com indicação por parte do Governo dos valores estimados transferir para redução das tarifas de cada ano quando têm um carácter extraordinário. Neste caso, a ERSE incorpora nas tarifas os valores comunicados, na expectativa que os mesmos sejam efetivamente transferidos para o sistema. Dentro das suas competências, a ERSE efetua junto dos órgãos Governamentais responsáveis, as diligências para a efetiva transferência dos montantes previstos e estimados. Note-se ainda que, embora se verifiquem desvios ao nível das medidas mitigadoras nos anos de 2020 e 2021, a magnitude do desvio do valor global das medidas mitigadoras não é determinante para o valor dos ajustamentos repercutidos nas tarifas de 2022, os quais são justificados maioritariamente pelos desvios do preço de energia elétrica em 2021, devido à volatilidade nos mercados grossistas.

#### **E. TAXAS DE JURO E SPREADS A APLICAR NO CÁLCULO DOS PROVEITOS PERMITIDOS EM 2022**

O CT destaca a análise da ERSE efetuada às principais variáveis associadas à definição do *spread* de 2021. Nesta análise observou-se a estabilização das *yields* das empresas em 2021 em níveis baixos e a expectativa de manutenção de taxas de juro de curto prazo, mesmo num contexto de aumento da pressão inflacionista.

O reconhecimento pelo CT da análise realizada reforça a decisão da ERSE de considerar um *spread* 0,50p.p na taxa de juro aplicada aos ajustamentos aos proveitos permitidos de 2021.

## F. PREVISÕES PARA O CUSTO MÉDIO DE AQUISIÇÃO DO CUR PARA FORNECIMENTO DOS CLIENTES

A ERSE regista a preocupação do Conselho Tarifário, salientando que os exercícios de previsão realizados, para as diferentes variáveis, nomeadamente as variáveis dos custos de energia, são feitos com base na informação disponível à data. Desta forma, a evolução prevista dos preços das diferentes *commodities* estão incorporadas nos cálculos tarifários, em cada ano.

Contudo, e tal como referido anteriormente, os desvios que virão, inevitavelmente, a ocorrer, ao nível do custo de energia elétrica, são tidos em consideração ao longo do ano, através da monitorização trimestral da tarifa de Energia, prevista no Regulamento Tarifário do setor elétrico.

No que respeita à substituição do regime de interruptibilidade pelo mecanismo de Banda de Reserva de Regulação, importa esclarecer que a ERSE refere que este novo mecanismo “*não terá incidência tarifária direta, por ser repercutido no referencial de mercados de serviços de sistema*”, cujo sentido é de que não existirá uma rubrica de custos a repercutir nos proveitos recuperados pelas tarifas de acesso às redes que substitua os custos com o anterior regime de interruptibilidade.

Não obstante, na sua previsão do custo unitário médio de aquisição do CUR para os fornecimentos a clientes no ano de 2022 (105,50 EUR/MWh, vide Quadro 2-6, do documento «Proveitos permitidos e ajustamentos para 2022 das empresas reguladas do setor elétrico»), a ERSE assumiu a existência de custos associados aos serviços de sistema, onde se incluem os custos deste mecanismo.

Deste modo, a ERSE considera que os pressupostos assumidos na previsão do custo de aquisição do CUR para 2022 não lhe conferem “*vantagem competitiva*” face aos comercializadores em regime de mercado, como referido pelo CT no seu parecer, considerando existir o mesmo “*level playing field*” para todos os comercializadores retalhistas.

## G. TARIFAS REGULADAS EM 2022 NO CONTINENTE E NAS RA

### G.4. TARIFA SOCIAL

Para um melhor esclarecimento dos consumidores domésticos que usufruem da Tarifa Social e aos quais é aplicada a tarifa social de Acesso às Redes, a ERSE irá introduzir um texto explicativo junto do Quadro 4-58

– Preços da tarifa social de Acesso às Redes, no documento final de «Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2022 e Parâmetros para o período de regulação 2022-2025», tal como sugerido no Parecer do CT. Nessa nota explicativa a ERSE irá mencionar que a tarifa social de Acesso às Redes irá ter um valor negativo no ano de 2022, resultado das tarifas aprovadas, mas que a fatura final dos clientes vulneráveis que usufruem da Tarifa Social terá valores positivos pois a mesma resulta do somatório da componente de acesso às redes e da componente de energia, tendo esta último um peso superior.

## G.6. TARIFAS EGME

O CT alerta que o aumento do peso das tarifas da Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica (EGME) no preço final pago pelos utilizadores de veículo elétrico (UVE) pode desincentivar o desenvolvimento da mobilidade elétrica de particulares. Salienta, também, que, dada a sua natureza de custo fixo por carregamento, o peso das tarifas da EGME é tanto maior quanto menor for a energia consumida num determinado carregamento.

A ERSE considera importante distinguir dois conceitos: i) o desenvolvimento da mobilidade elétrica *latu sensu* e ii) a evolução da rede pública da mobilidade elétrica (rede Mobi.E). Efetivamente, um aumento do preço final pago pelos UVE quando o carregamento é realizado na rede Mobi.E pode condicionar o comportamento dos UVE e, com isso, a procura da rede pública (em número e duração dos carregamentos e/ou em energia consumida). Todavia, tal não implica, necessariamente, que a procura por soluções de mobilidade com base em veículos elétricos seja atenuada, uma vez que os UVE dispõem de alternativas, nomeadamente o carregamento em casa ou em espaços privados (por exemplo, em pontos de carregamento disponibilizados por empresas aos seus colaboradores).

Especificamente no que se refere à rede Mobi.E, essas alterações comportamentais não são forçosamente negativas, uma vez que uma maior preocupação dos UVE com os custos a suportar pode levar a decisões mais racionais na utilização da rede, nomeadamente um maior cuidado na seleção dos comercializadores para a mobilidade elétrica (CEME), bem como dos pontos de carregamento, quer no que se refere à adequação das características técnicas dos pontos às características técnicas do veículo, quer no que se refere aos tarifários dos pontos de carregamento disponibilizados pelos operadores de pontos de carregamento (OPC).

De assinalar que, em 2022, as tarifas de Acesso às Redes para a mobilidade elétrica foram construídas de modo a melhor sinalizar a utilização das redes, com um preço em horas de vazio ainda mais favorável <sup>1</sup>. Este facto contribui também para que os CEME possam construir preços que permitam que os UVE acomodem os eventuais impactos do aumento das tarifas da EGME.

Refira-se, ainda, que a ERSE partilha das preocupações manifestadas pelo CT relativamente ao impacto desta tarifa no preço final de carregamento. Contudo, na definição das tarifas para 2022 a ERSE deve ponderar não apenas o impacto do aumento do peso das tarifas da EGME no preço final pago pelos UVE, mas também o efeito de um diferimento de proveitos na sustentabilidade económico-financeira da EGME, bem como a possibilidade de recuperação futura dos proveitos eventualmente diferidos, isto é, o risco de criação de um desequilíbrio financeiro sistémico.

Assim, tendo em conta que a atividade da EGME não constitui um monopólio natural, existindo outras alternativas de carregamento além da rede Mobi.E (por exemplo, o carregamento em casa) e que os custos da EGME se têm revelado difíceis de estimar, neste exercício tarifário a ERSE considera mais adequado privilegiar o princípio do utilizador-pagador e a não criação de dívida, contribuindo desta forma para a sustentabilidade do setor.

Em relação ao comentário acerca do peso das tarifas da EGME ser tanto maior quanto menor for a energia consumida por carregamento, a ERSE concorda que a existência de preços com componente fixa por carregamento impacta no preço unitário. No entanto, o exercício de cenarização da ERSE não teve (nem consegue ter) em conta as opções de desenho de preços de CEME e de OPC, pelo que os cenários de impactos são, de algum modo, majorantes desses impactos.

Efetivamente, os CEME e os OPC não têm a obrigação de repassar o custo das tarifas EGME através da mesma variável de faturação. As tarifas da EGME são um custo de operação destes agentes, como quaisquer outros que permitem a sua atividade. Assim, no limite, o custo das tarifas da EGME pode ser variabilizado por CEME e OPC nos preços oferecidos aos seus clientes.

De resto, importa assinalar que, embora alguns OPC tenham atualizado os seus preços com termos fixos após o início da aplicação de tarifas da EGME em 2021, é um facto que já anteriormente existiam pontos

---

<sup>1</sup> No seguimento da reformulação do Regulamento Tarifário do setor elétrico, as tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica foram construídas tendo em conta a diferenciação dos preços de energia por período horário, aquando da conversão dos preços de potência contratada para preços de energia ativa. Para mais informações, consultar o documento de estrutura tarifária do setor elétrico em 2022.



de carregamento que incluíam termo fixo nos preços praticados a UVE. Assim, embora a ERSE compreenda a questão de que a existência de termos fixos penaliza os UVE de menor capacidade, tal não decorre, necessária e unicamente, da estrutura das tarifas da EGME.

Ainda sobre a estrutura tarifária, o CT alerta que o indutor selecionado não promove uma utilização ótima dos pontos de carregamento, na medida em que não incentiva os utilizadores a limitar o número de carregamentos e/ou o tempo de utilização, num cenário de escassez de postos. Recomenda que a ERSE analise a possibilidade de adoção de outras variáveis de faturação, nomeadamente a energia e/ou tempo, mantendo uma estrutura monomial. Adicionalmente, recomenda que seja equacionada a imputação de custos que desincentivem a ocupação do posto, após concluído o carregamento do veículo elétrico.

Sobre este aspeto, as competências da ERSE na regulação económica do setor da mobilidade elétrica circunscrevem-se à atividade da EGME. A atividade de OPC não é regulada *ex-ante* através da aprovação de proveitos e tarifas, pelo que cabe a cada OPC determinar a estrutura de preços que permite traduzir melhor a utilização das suas infraestruturas (pontos de carregamento) em preços adequados aos UVE. É entendimento da ERSE que é no foro da atividade - não regulada *ex-ante* - dos OPC que se enquadram as questões relativas à utilização ótima dos pontos de carregamento, nomeadamente as do exemplo citado de pontos de carregamento ocupados, mas sem carregamento efetivo do veículo elétrico.

Acresce que a atividade da EGME não é equiparável à atividade dos OPC. A EGME presta serviços de gestão de informação necessária a faturação entre agentes do setor (dados relativos aos fluxos de energia e aos fluxos financeiros). Ainda que as tarifas da EGME fossem integralmente repassadas aos UVE, o preço teria que sinalizar a utilização da rede de dados pelos agentes (n.º de transações de dados, p.e.), e não a utilização dos pontos de carregamento. Conforme referido, espera-se que esse sinal da utilização dos pontos de carregamento (incluindo a estrutura de preços) seja dado pelos preços praticados pelo OPC.

O CT recomenda que a ERSE estabeleça um princípio de apresentação autónoma e individualizada em fatura da tarifa de carregamento, de modo a aumentar a transparência dos preços finais praticados e por esta ser independente do próprio CEME.

Atualmente, o Regulamento da Mobilidade Elétrica (RME) <sup>2</sup> estabelece que os CEME devem assegurar que a faturação ao UVE discrimina os seguintes montantes: a) carregamento do veículo elétrico; b) utilização

---

<sup>2</sup> [Regulamento n.º 854/2019](#), de 4 de novembro, alterado pelo [Regulamento n.º 103/2021](#), de 1 de fevereiro. [Versão consolidada](#).

dos pontos de carregamento; c) outros serviços que possam ser prestados; d) Taxas e impostos [art.º 13.º, n.º 2]. Assim, o custo para o UVE associado à utilização dos pontos de carregamento é obrigatoriamente autonomizada na fatura. Este montante inclui a tarifa EGME aplicável ao Operador de Pontos de Carregamento (OPC). Do mesmo modo, o montante relativo ao carregamento também inclui a tarifa EGME aplicável ao CEME (além de incorporar as tarifas de Acesso às Redes de Energia Elétrica para a Mobilidade Elétrica).

A ERSE concorda com a importância de assegurar transparência na informação disponibilizada aos UVE. Todavia, o conteúdo da fatura aos UVE deve também responder a objetivos de simplicidade, tanto mais relevantes num setor recente. Tendo em atenção o parecer do CT, a ERSE considera que este é um debate que deve ser realizado numa próxima consulta pública relativa ao Regulamento da Mobilidade Elétrica.

Por último, o CT reforça que a comparação com outras opções de motorização tem limitações, por não considerar custos de investimento na aquisição e manutenção dos veículos nem custos com eventuais carregadores nas habitações. Refere que a análise deveria ser realizada numa ótica de custo do ciclo de vida ou, na sua impossibilidade, limitar-se à comparabilidade de carregamento dos veículos elétricos nas diferentes opções disponíveis.

A ERSE concorda com as limitações apontadas, tendo-as assinalado na proposta. Ainda assim, considera que o exercício é relevante. Por exemplo, no caso dos atuais UVE (que já detêm o veículo elétrico), há aqueles que já fizeram o investimento na instalação de carregadores na habitação ou que têm acesso a esses carregadores (por exemplo, no local de trabalho), pelo que a comparação apresentada é a que reflete a sua situação presente. Do mesmo modo, no caso de atuais UVE que também disponham de um veículo com motor de combustão interna, a comparação também é válida, a menos de diferenças nos custos de manutenção. Quanto às restantes situações, a comparação pode servir, ainda assim, para complementar outra informação relevante, como por exemplo, custos de aquisição de veículos.

### **H.1. DIFERENCIAL DO CUSTO DA PRE**

A ERSE regista o reconhecimento pelo CT da complexidade associada às previsões utilizadas nos exercícios tarifários, em particular a previsão do diferencial de custo da PRE por depender de múltiplas variáveis, nomeadamente as quantidades e preços de aquisição de energia aos PRE, os preços do mercado grossista e as medidas mitigadoras afetas a este CIEG. No entanto, salienta-se que o texto escrito pela ERSE nos documentos do exercício tarifário de 2021, que foi transcrito pelo CT no ponto H.1.5, dizia respeito às variáveis de previsão das quantidades e preços de aquisição aos produtores em regime especial com

remuneração garantida, que afetam o custo total de aquisição a estes produtores, constatando-se que os desvios observados nessas quantidades e preços face ao previsto no exercício tarifário de 2021 foram pouco expressivos (inferior a 3% em 2021 e inferior a 1% em 2020) e tiveram pouco impacto no ajustamento de 2021.

Em suma, importa sublinhar que a redução ocorrida no diferencial de custo da PRE de 2021 que motivou o avultado ajustamento desse ano repercutido nas tarifas de 2022 é quase integralmente justificada pela alteração das receitas obtidas pelo CUR na venda da PRE, em resultado do desvio por excesso do preço de mercado e não se deve a desvios associados a uma previsão incorreta das quantidades e preços de aquisição aos produtores em regime especial com remuneração garantida.

## **H.2. CUSTOS DOS CMEC**

A ERSE apenas pode considerar no valor dos CMEC a revisibilidade anual após a homologação do valor final pelo membro do Governo responsável pela área da energia. Assim, e tal como já mencionado na resposta ao parecer do Conselho Tarifário relativo às tarifas para 2021, no caso particular da revisibilidade anual de 2017, uma vez que ainda não é do conhecimento da ERSE a homologação do valor final, a repercussão desse montante não foi naturalmente considerada nas tarifas de 2022.

## **H.5. REPARTIÇÃO DOS CIEG POR NÍVEIS DE TENSÃO OU TIPOS DE FORNECIMENTO**

O CT assinala a evolução atípica dos CIEG na proposta de tarifas para 2022, face ao histórico, os quais passam a representar, globalmente, um benefício líquido para o sistema elétrico nacional. O CT refere a acentuada assimetria na repartição dos CIEG, por nível de tensão da proposta de tarifas para 2022, assinalando, nomeadamente, que, no caso das tarifas de Acesso às Redes em MAT, AT, MT e BTE, em 2022, os CIEG passam a contribuir para a redução do seu preço médio, enquanto que em BTN os CIEG ainda se mantêm como um custo para estas tarifas, embora em muito menor proporção que em exercícios anteriores.

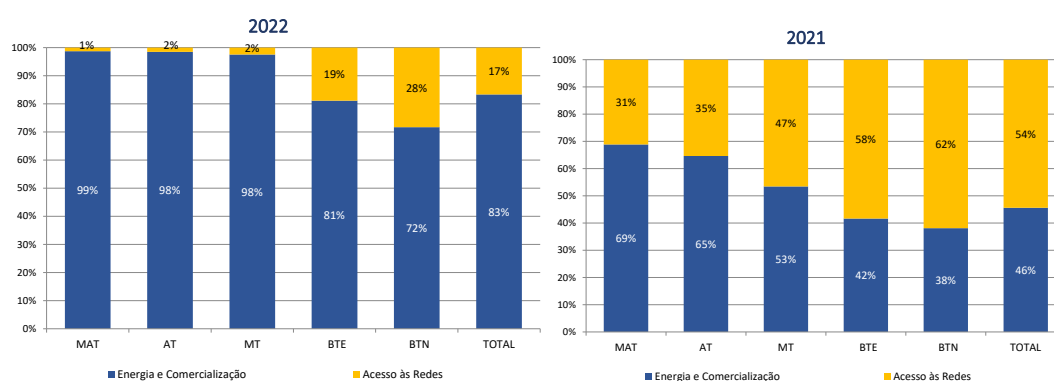
Pese embora as referidas diferenças, importa assinalar que as tarifas de Venda a Clientes Finais em 2022 apresentam estabilidade tarifária para os consumidores de BT. Refira-se que esta estabilidade tarifária na BT é conseguida sem necessidade da aplicação de medidas governamentais, uma vez que o Despacho conjunto do Ministério das Finanças e do Ministério do Ambiente e das Alterações Climáticas imputa as receitas dos leilões das licenças de emissão de gases com efeito de estufa, da contribuição extraordinária sobre o setor energético e do imposto sobre produtos petrolíferos, assim como os saldos de gerência do

Fundo Ambiental e do Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético, exclusivamente aos consumidores de MAT, AT e MT. Estas receitas perfazem um valor global de 508 Milhões de euros, que contribuem para reduções das tarifas de Acesso às Redes mais acentuadas nestes níveis de tensão, compensando em parte os agravamentos da componente de energia.

Efetivamente é nestes níveis de tensão que a componente de energia assume um peso predominante (Figura 1), pelo que os consumidores industriais são os mais impactados pela subida de preços no mercado grossista, permitindo estas receitas adicionais mitigar os acréscimos tarifários observados por estes consumidores.

A estabilidade tarifária na BT resulta do aumento dos preços de energia no mercado grossista, que possibilitaram uma redução do diferencial de custos da produção em regime especial e do diferencial de custos dos CAE. Assim, apesar de haver uma quase manutenção dos preços para estes consumidores, há uma alteração substancial da estrutura de pagamentos entre a componente de energia e a componente de acesso às redes (Figura 1). A correção dos preços elevados no mercado grossista para os níveis historicamente observados irá traduzir-se na reposição da estrutura de pagamentos de 2021, não colocando em causa a sustentabilidade do nível tarifário para as famílias, dado que estes consumidores não são afetados pelo reforço das medidas governamentais nas tarifas de 2022.

Figura 1 - Estrutura preço médio da tarifa aditiva de referência



## K. MEDIDAS MITIGADORAS DO SEN

A ERSE no cálculo tarifário tem considerado as medidas mitigadoras previstas na legislação em vigor, as quais, tal como reconhecido pelo próprio CT, se encontram fora do âmbito das decisões diretas da ERSE. De forma a evidenciar o valor e a natureza de cada uma das medidas mitigadoras, é apresentado no

documento de tarifas uma tabela com o resumo das mesmas. Registe-se que no exercício tarifário anterior, a ERSE já tinha acolhido a recomendação do CT, ao incluir esta tabela no documento final de tarifas para 2021.

Como referido pelo CT, a alocação de um total de 508,5 milhões de euros exclusivamente aos fornecimentos em MAT, AT e MT, através do Despacho conjunto dos Gabinetes do Ministro de Estado e das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, é uma decisão eminentemente política, que a ERSE incorpora na sua decisão tarifária. Ao regulador cabe apenas constatar que essa alocação específica permite mitigar o efeito adverso dos preços elevados do mercado grossista nestes clientes. Como a tarifa de Acesso às Redes (TAR) representa em média um peso mais reduzido na fatura dos clientes em MAT, AT e MT, quando comparado com os clientes em BT, seria necessário haver uma maior redução percentual na TAR dos clientes em MAT, AT e MT para garantir uma maior estabilidade dos preços finais em todas as tipologias de clientes. De referir, ainda, que apesar desta alocação específica, a estimativa do preço médio de referência de venda a clientes finais continua a apontar para variações tarifárias mais elevadas nos clientes em MAT, AT e MT do que nos clientes em BT <sup>3</sup>.

Quanto ao efeito referido pelo CT do mecanismo de Banda de Reserva de Regulação nos custos de aquisição de energia elétrica pelo CUR, remete-se a justificação para o comentário ao ponto F desta secção.

A proposta tarifária da ERSE apenas considerou os custos com o serviço de interruptibilidade do ano 2021 respeitantes aos acréscimos da Portaria n.º 215-A/2013, de 1 de julho, que são repercutidos no ano 2022 acrescidos de juros de acordo com o previsto neste diploma. Esta decisão deveu-se à anunciada revogação do regime de interruptibilidade (Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho, na sua redação atual), que se veio a confirmar com a publicação da Portaria n.º 230-A/2021, de 29 de outubro.

Esta portaria prevê a prorrogação de todos os contratos de interruptibilidade até ao fim de 2021, o que acabou por assegurar a coerência entre o período do regime legal de interruptibilidade e os valores anuais utilizados para efeitos tarifários, designadamente do ano de 2021. A respeito dos acréscimos de custo de interruptibilidade referentes à aplicação da Portaria n.º 215-A/2013, a ERSE utilizou a estimativa da REN para 2021, a qual se encontra ligeiramente acima dos valores de anos anteriores, não se afigurando necessária a sua revisão.

---

<sup>3</sup> Ver secção 7.4 do documento «Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2022 e Parâmetros para o período de regulação 2022-2025».

A ERSE acolhe a sugestão do CT e a revogação do regime de interruptibilidade deixou de ser considerada uma medida mitigadora de custos do SEN e como tal deixou de constar no Quadro 0-12 do documento «Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2022 e parâmetros para o período de regulação 2022-2025».

#### **L. MECANISMO REGULATÓRIO PARA ASSEGURAR O EQUILÍBRIO DA CONCORRÊNCIA NO MERCADO GROSSISTA DE ELETRICIDADE, DECORRENTE DA APLICAÇÃO DO DECRETO-LEI N.º 74/2013, DE 4 DE JUNHO**

A ERSE regista a concordância do Conselho Tarifário com a adoção de uma circunstância de prudência quanto ao valor previsional da receita tarifária, para 2022, decorrente da aplicação do mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade, adotando-se um valor nulo para o efeito. Em todo o caso, aproveita-se para expressar que as condições que contribuíram para esta abordagem para 2022 são manifestamente distintas das que se registaram em 2020 para a proposta e decisão sobre as tarifas e preços para a energia elétrica em 2021, nomeadamente quanto à estabilidade (existente em 2020) do quadro legal em Espanha, que afeta a aplicação do referido mecanismo.

#### **M. PROVEITOS PERMITIDOS**

##### **M.3. PROVEITOS DA UGS**

A ERSE reconhece que as tarifas para o ano de 2022 refletem uma realidade muito particular no que respeita aos efeitos conjugados dos preços de energia elétrica e dos montantes associados às medidas mitigadoras. Mas, tal como em todos os processos tarifários, e nas componentes com atuação direta da ERSE, os valores considerados nas tarifas traduzem as melhores previsões com base na informação disponível à data da preparação da proposta tarifária e, posteriormente, de publicação das tarifas.

Salienta-se, contudo, que nas atividades de rede as decisões da ERSE já permitem em boa medida alisar a evolução dos proveitos ao longo do período regulatório. No caso das atividades que repercutem os CIEG este alisamento é fortemente condicionado pelo quadro legal. No entanto, assinala-se que são as transferências entre custos de acesso e custos energia inerentes ao quadro legal e regulatório do SEN que, em certa medida, permitem alguma estabilidade nos preços finais de eletricidade pagos pelos consumidores portugueses. Ainda assim, importa sinalizar que numa situação futura em que os custos de acesso forem tendencialmente fixos (custos das redes e CIEG não dependentes do preço de eletricidade), a volatilidade dos preços nos mercados grossistas impactará de forma mais direta nos consumidores.

## **N. PROVEITOS PERMITIDOS DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE**

### **N.1. ATIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA**

A ERSE interagiu com o Operador da Rede de Transporte, avaliando não só a informação recebida no âmbito do reporte de informação para feitos tarifários, previsto no Regulamento Tarifário, como também a informação solicitada adicionalmente, relacionada especificamente com os custos relacionados com obrigações do Gestor de Sistema, incorridos no âmbito da aplicação da legislação europeia e fora do controlo do operador.

Contudo, tal como o Conselho Tarifário refere, estes custos envolvem uma complexidade, quer de reporte, quer de articulação decorrente das obrigações legislativas europeias, que implica uma metodologia de regulação muito particular na atividade de GGS. Esta metodologia subentende a avaliação em cada ano do nível de custos verificados e do nível de custos esperados para os anos seguintes. No entanto, a ERSE toma boa nota da recomendação do Conselho Tarifário, no sentido de uma maior e tempestiva interação com o Gestor de Sistema, prévia à elaboração das Propostas Tarifárias.

### **N.2. ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA**

Em relação à alínea a) do ponto 2, a ERSE reviu a classificação dos projetos, e considera que existe um conjunto de obras, num total de 9,5 milhões de euros, que dizem respeito a intervenções em infraestruturas e não a gestão integrada da vegetação, e que, por isso, devem ser classificadas como custos com capital ou CAPEX<sup>4</sup>. Deste modo, o montante a excluir da base de ativos regulados 2022-2025 deve ser de 33,7 milhões de euros, em vez dos 43,1 milhões referidos anteriormente pela ERSE.

No que se refere à alínea b) do ponto 2, a ERSE terá em consideração a recomendação do CT, se efetivamente se vierem a verificar os custos mencionados.

Em relação à alínea c) do ponto 2, face aos esclarecimentos remetidos à ERSE pelo operador da RNT após a proposta tarifária, a ERSE considera que a não individualização dos mesmos na proposta de PDIRT-E 2021 (apenas de modo agregado) está devidamente fundamentada e, por isso, este montante deve ser considerado na base de ativos regulados. A ERSE recomenda ainda que os projetos sejam incluídos de modo individualizado na versão final da proposta de PDIRT-E 2021, em apreciação pelo Concedente.

---

<sup>4</sup> Do inglês, Capital Expenditure.

Relativamente ao comentário do CT no ponto 3, foi efetuado um exercício de conciliação relativo aos projetos e montantes aprovados em sede de PDIRT-E 2017, e relativamente ao ano 2020, a ERSE considera que os montantes em causa estão incluídos no conjunto de projetos e obras apresentados no PDIRT E 2017, ainda que não apresentados de forma individualizada por obra, e que, por isso são considerados como aprovados 9,5 milhões de euros, do total de 10,9 milhões de euros aceites condicionalmente na proposta tarifária devendo ser incluídos na base de ativos regulados. Excetua-se um montante de 1,35 milhões de euros de investimento não específico relativo à obra de melhoria no sistema AVAC no edifício da sede REN (“EUA”).

Foi igualmente realizada uma análise a um conjunto de projetos num montante de 62,1 milhões de euros a concretizar até final de 2021, de acordo com informação previsional enviada à ERSE. Relativamente a estes investimentos, a ERSE também efetuou um exercício equivalente de reconciliação, concluindo que deste montante deve ser excluído um total de 31,6 milhões de euros:

- 176 mil euros de investimento não específico relativo à obra de benfeitorias, segurança e construção civil no edifício da sede REN (“EUA”);
- 1,54 milhões de euros de uma obra relativa á gestão integrada de vegetação, que pelas razões explicadas anteriormente não será considerada como CAPEX;
- 29,9 milhões de euros do projeto de investimento de expansão da rede relativo à linha a 150 kV entre as subestações de Fernão Ferro e Trafaria, inicialmente com data prevista anterior a 2010, com adiamentos sucessivos, e cuja data de conclusão mais recente apontava para o final de 2021. No entanto, de acordo com os esclarecimentos prestados pelo operador da RNT à ERSE, e demais informações recolhidas pela ERSE sobre o projeto, este não entrará em exploração até final de 2021, e, por isso, não deve constar da base de ativos regulados desse ano.

Não obstante, estando este projeto aprovado pelo concedente em exercício autónomo anterior ao PDIRT-E 2017 aprovado, os respetivos custos de investimentos serão reconhecidos aquando da sua entrada em exploração.

A ERSE conclui assim que, do montante inicial em análise (62,1 M€), apenas deve ser incluído na base de ativos regulados do ano 2021, um total de 30,5 milhões de euros, sem prejuízo de, apenas em 2022, se poder verificar os montantes efetivamente entrados em exploração durante 2021.



No que diz respeito à necessidade de um período alargado de preparação para operacionalizar o novo modelo de TOTEX (ponto 4), as questões levantadas pelo Conselho Tarifário, referidas neste ponto em particular, seriam sempre objeto de avaliação e discussão, com necessidade de recolha de informação, independentemente do momento de operacionalização do novo modelo de TOTEX, pois são questões que integram o processo de transição entre modelos de regulação distintos e com filosofias de aplicação significativamente diferentes.

Finalmente, em relação ao ponto 5, a ERSE terá em consideração a recomendação do CT, e procurará conciliar as práticas recomendadas pelo CT em futuros exercícios tarifários, no sentido de uma maior e tempestiva interação com o Operador da Rede de Transporte, prévia à elaboração das Propostas Tarifárias, pelo que continuará a envidar os melhores esforços nesse sentido.

### **N.3. INCENTIVO À MELHORIA DO DESEMPENHO TÉCNICO (IMDT)**

A ERSE reconhece a importância de existir um período de transição entre períodos de regulação, com vista a que a metodologia TOTEX seja implementada de forma consolidada. Com este objetivo, na proposta de proveitos e parâmetros submetida ao Conselho Tarifário, a ERSE procurou assegurar que o contexto regulatório vigente no momento da tomada de decisões de investimentos anteriores à aplicação da nova metodologia TOTEX esteja implicitamente vertido na nova base de custos. Deste modo, os investimentos entrados em exploração previamente à aplicação dessa metodologia terão no próximo período de regulação remunerações equivalentes às que lhes eram atribuídas à data. Por outro lado, os investimentos que entraram em exploração no âmbito do mecanismo de valorização dos investimentos da RNT a custos de referência mantêm o prémio de remuneração e o CAPEX correspondente a todos os investimentos entrados em exploração até 2021 não está sujeito a metas de eficiência no âmbito da metodologia TOTEX, atendendo ao modo como foi parametrizada. Assim, durante o próximo período de regulação as metas de eficiência apenas deverão incidir em 11% do custo com capital (CAPEX) da atividade de transporte de energia elétrica. Em paralelo, a ERSE procurou dar um maior peso à componente fixa dos proveitos, de modo a diminuir o risco na aplicação da metodologia do tipo TOTEX nesta fase ainda de transição.

A aplicação cautelosa da metodologia TOTEX no próximo período de regulação não pode, contudo, pôr em causa o estabelecido no Regulamento Tarifário em vigor. Enquanto o tratamento diferenciado dos ativos consoante tenham ou não entrado em exploração antes de 2021 está contemplado no Regulamento Tarifário, designadamente no número 4 do artigo 118.º, a manutenção da componente de valorização do equipamento em fim de vida útil, pretendida pelo Conselho Tarifário, não está prevista.

Em termos regulamentares, não existe assim margem para a inclusão dessa componente. Acresce que a metodologia TOTEX internaliza indiretamente os incentivos explícitos à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil. O objetivo e o alcance desses incentivos e da metodologia TOTEX são os mesmos. Ambos pretendem que a empresa defina uma política técnica e economicamente racional de investimentos, que não esteja previamente condicionada pela manutenção do nível de proveitos permitidos.

No entanto, a ERSE reconhece que a metodologia TOTEX, mesmo que aplicada a uma muito pequena parte dos investimentos remunerados no próximo período de regulação, marca uma viragem face às metodologias aplicadas até à data. Deste modo, a ERSE acolhe a necessidade de acautelar de forma mais significativa a transição entre períodos de regulação face à proposta de proveitos submetida a parecer do CT. Para tal, e sem pôr em causa o definido no regulamento tarifário em vigor, a ERSE reduziu ainda mais a componente variável dos proveitos permitidos (como é explicitado no ponto E.1 dos comentários aos parâmetros) e considerou nos proveitos permitidos, em antecipação ao desempenho que se alcançará, um valor previsto claramente positivo a obter no âmbito do Incentivo à Melhoria do Desempenho Técnico (IMDT).

Assim, apesar do IMDT ser um mecanismo de natureza simétrica, a definição dos respetivos parâmetros poderá ajudar a assegurar alguma continuidade com o passado. De modo a expressar essa continuidade estabelece-se um valor esperado do IMDT para 2022 de 7,5 M€.

Em relação ao comentário constante do ponto 5, a aferição do indicador de desempenho associado à capacidade disponível da interligação será efetuada pela ERSE, no cumprimento da sua obrigação de monitorização do cumprimento dos limites mínimos da capacidade disponível para comércio interzonal, de acordo com as regras da Recomendação da ACER n.º 1/2019, que será concretizada através de um relatório anual da “Análise da capacidade de interligação Portugal-Espanha e monitorização do cumprimento dos limites mínimos da capacidade disponível para comércio interzonal” que publicará.

O apuramento do indicador de continuidade de serviço para efeitos de contabilização do novo incentivo à melhoria do desempenho técnico (IMDT), traduzido pelo Tempo de Interrupção Equivalente (TIE), referido no ponto 6, não sofreu alterações face ao racional praticado no incentivo à racionalização económica dos investimentos (IREI). Pelo que, na determinação deste indicador se mantem a exclusão dos eventos excecionais, classificados como tal pela ERSE, bem como dos casos de clientes monoalimentados, salvo os que, por restrições da respetiva rede, não puderam requerer alimentação redundante e a energia não fornecida resulte de ação negligente do operador de rede.

## **O. PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

### **O.2. DEVOLUÇÃO DE RECEITA DA UTILIZAÇÃO DE APOIOS BT**

A ERSE toma boa nota das recomendações do CT. Recorde-se que, tal como no ano anterior, a ERSE continua a colaborar com a ANACOM com o objetivo de definir uma metodologia de cálculo da contrapartida a pagar pelos operadores de telecomunicações, bem como o enquadramento regulatório definitivo aplicável a esta questão.

Nos termos do n.º 4 do artigo 19.º do Decreto-Lei n.º 123/2009 (alterado pelo Decreto-Lei n.º 92/2017, de 31 de julho), compete à ANACOM aprovar, por regulamento, a metodologia a utilizar para a fixação do valor da remuneração a pagar pelas empresas de comunicações eletrónicas como contrapartida pelo acesso e utilização das infraestruturas aptas detidas ou geridas pelas entidades identificadas no seu artigo 2.º, entre as quais se encontram os operadores das redes de distribuição.

Em janeiro de 2020, a ANACOM colocou em consulta pública um projeto de regulamento sobre a metodologia para remuneração pelo acesso e utilização de infraestruturas, embora ainda não tenha sido publicada a decisão final. A ERSE aguarda, também, a receção de uma proposta formalizada que lhe seja dirigida pela ANACOM, para que a ERSE possa vir a emitir o seu parecer vinculativo, nos termos e para os efeitos do artigo 19.º, n.º 4, conjugado com o n.º 3 do artigo 4.º, do Decreto-Lei n.º 123/2009, de 21 de maio, na redação vigente.

Essa metodologia deve evitar a subsidiação cruzada do setor das comunicações eletrónicas por parte do setor da energia elétrica, ou seja, deverá garantir a não transferência de custos do setor das telecomunicações para o setor elétrico, considerando a repartição da remuneração entre concedentes, concessionários e consumidores através das tarifas.

### **O.3. CUSTOS NÃO CONSIDERADOS NOS PROVEITOS**

A ERSE compreende e acolhe os comentários do CT, reconhecendo que algumas das situações em causa (pagamento de indemnizações a clientes em BT e custos com processos judiciais) não podem ser evitadas em absoluto e que a prossecução da sua completa eliminação geraria custos acrescidos de operação, manutenção e de investimentos.

No entanto, a gestão de situações não previstas e apenas parcialmente controláveis integra a natureza das atividades reguladas, refletindo-se no risco de negócio dessas atividades, que é tido em conta pela ERSE

nas diferentes vertentes da sua atuação. Assim, o facto do risco de negócio das atividades reguladas não ser nulo justifica que as taxas de remuneração aplicadas às infraestruturas dessas atividades sejam claramente superiores à taxa de juro sem risco.

Acresce que tal como refere o Conselho Tarifário, a não inclusão de parte dos custos desta natureza no cálculo dos proveitos permitidos permite que as empresas desenvolvam esforços para minimizar a ocorrência destas situações.

Assim, na definição da componente de OPEX<sup>5</sup> das bases de custos TOTEX das atividades de Transporte de Energia elétrica de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT e em BT, a ERSE optou por adotar uma posição de compromisso, tal como recomendado pelo CT, considerando cerca de 50% dos custos com indemnizações e com processos judiciais ocorridos em 2019 e em 2020.

A ERSE considera que esta decisão deverá permitir incentivar as empresas a minimizarem a ocorrência deste tipo de situações de uma forma economicamente eficiente para o SEN.

#### **P. ATIVIDADE DE COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO**

A ERSE toma boa nota dos comentários e das recomendações do Conselho Tarifário sobre este tema, que procurarão ser respondidos de modo a permitir que o CT tenha um entendimento mais claro das metodologias regulatórias aplicadas ao Comercializador de último Recurso (CUR).

Em primeiro lugar, importa esclarecer que o equilíbrio económico financeiro da atividade de comercialização de último recurso, desde que gerida de forma eficiente, é monitorizado pela ERSE. Com vista a assegurar esse equilíbrio, desde o período de regulação que se iniciou em 2015 que a fórmula de cálculo dos proveitos permitidos do CUR inclui uma componente de custos não controláveis fora da base de custos sujeita a metas de eficiência. Tal como referido pela ERSE, aquando da criação dessa componente, esta apenas deverá ser considerada nos proveitos permitidos do CUR quando está em causa o equilíbrio económico-financeiro da empresa. Com a informação disponível à data da publicação das tarifas para 2022, incluindo a associada ao fornecimento supletivo, não há qualquer evidência que esse equilíbrio possa ter sido posto em causa e que seja necessário incluir algum montante na componente de custos não controláveis. No entanto, caso a monitorização do desempenho económico e financeiro do CUR

---

<sup>5</sup> Custos de exploração do inglês, *Operational Expenditure*.

permita concluir que o equilíbrio da empresa esteja comprometido, a ERSE procurará repor esse equilíbrio através da componente de custos não controláveis

No que respeita ao caso particular do fornecimento supletivo, refira-se que o facto de 60% dos proveitos permitidos variarem com o número de clientes assegura o potencial acréscimo nos custos comerciais do CUR, que possa ocorrer com essa situação.

Registe-se que se fosse dado um maior peso à componente fixa dos proveitos permitidos, tal como já foi defendido pelo próprio CUR, mais dificilmente os proveitos permitidos poderiam recuperar os eventuais acréscimos de custos resultantes do fornecimento supletivo.

## **R. OPERADORES DE REDE EXCLUSIVAMENTE EM BAIXA TENSÃO (ORD BT)**

O exercício da atividade de operação das redes em BT está na ordem do dia em virtude da proximidade do fim do prazo da generalidade dos contratos de concessão de distribuição em Baixa Tensão (BT). Em 2021, um Grupo de Trabalho, que integrou a ERSE, constituído para o efeito pelo Governo preparou uma proposta de peças do procedimento.

Ainda nesse âmbito, o projeto de novo Decreto-Lei que estabelece a organização e funcionamento do sistema elétrico nacional (SEN) prevê a criação de um gestor integrado das redes de distribuição em AT, MT e BT tendo em vista garantir uma gestão técnica de todas as concessões das redes de distribuição, assegurando a eficácia e coerência de atuação, numa única entidade, assim se salvaguardando a segurança do abastecimento, que é a principal missão do SEN.

A definição do quadro legal e da nova titularidade das concessões é, portanto, um elemento ainda em definição e que releva para o exercício da atividade regulatória.

Importa, ainda, salientar que a resposta da ERSE ao Parecer do CT à Proposta de Tarifas e Preços para 2021<sup>6</sup> refere que a ERSE reconhece a necessidade de definição de um quadro regulatório que enquadre a atividade dos operadores de rede exclusivamente em BT, desde que esteja definido o quadro normativo que enquadre a sua atividade. A resposta da ERSE esclarece ainda que a revisão do enquadramento regulatório destes operadores apenas se justificará após a clarificação do quadro legal, em resultado do resultado do concurso e da definição legal das concessões em BT.

---

<sup>6</sup> Página 24, do documento «[Comentários ao Parecer do CT sobre a Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2021](#)».

No tema do diferencial dos CIEG, suscitado pelo CT, a decisão tarifária para o ano de 2022 contempla na tarifa de Acesso às Redes a aplicar aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT o valor de CIEG aplicável aos fornecimentos em BTE.

O Regulamento Tarifário prevê no n.º 6 do artigo 28.º a possibilidade de diferenciar as tarifas de Acesso às Redes a aplicar aos ORD BT por tipo de operador de rede em função das suas entregas em BT. Esta opção permite, entre outros aspetos, contemplar o tema do diferencial dos CIEG, na medida em que nem todos os ORD BT apresentam a mesma estrutura de consumos em BT, entre os níveis de BTE, BTN> e BTN<. Assim, tendo em conta a presente situação crítica dos preços de energia no mercado grossista diário, e a incerteza quanto à estrutura de consumos de cada um dos ORD BT, a ERSE reflete na decisão tarifária para 2022 o valor da tarifa de Uso Global do Sistema aplicável às entregas em BTE, ajustada para perdas até à saída da rede de MT. Contudo, durante o ano de 2022 serão feitas as diligências necessárias para obter informação detalhada sobre a estrutura de consumos de cada ORD BT, permitindo um aperfeiçoamento no tema do diferencial dos CIEG.

## **T. DIVERSOS**

### **T.1 GESTÃO DE RISCOS E GARANTIAS NO SEN**

A ERSE esclarece o Conselho Tarifário que, ainda antes da aprovação da Diretiva n.º 7/2021 (que veio, no essencial, alargar a aplicação da gestão integrada de garantias ao SNG), o Gestor Integrado de Garantias (GIG) recebeu, tratou e aplicou as normas a que estava vinculado para o SEN, nomeadamente a aplicação, sempre que necessário, das condições de atualização de garantias constituídas ou sua mobilização, bem como a aplicação das normas prudenciais de limitação de constituição de clientes em carteiras de comercialização em situação de não constituição de garantia para os níveis ajustados. É convicção da ERSE que esta abordagem, quando aplicada por entidade distinta da relação comercial que se pretende colateralizar, contribuiu para um efetivo reforço da gestão de riscos e garantias, de que são beneficiários os consumidores na sua generalidade.

Cabe também mencionar que a concretização de um gestor integrado de garantias teve como sua principal fundamentação a concretização de um referencial de aferição de riscos verdadeiramente integrado, permitindo, assim, que a atuação dos agentes no SEN, para efeitos de aferição de risco sistémico, se efetue num perímetro consolidado e não já segmentado por atividade (como decorria da prestação de garantias diretamente aos operadores). Por outro lado, a profissionalização dessa gestão de riscos permite necessariamente uma atuação mais proficiente que a que ocorria na pendência da atividade principal (de

operador de rede ou de gestor global do SEN), sendo os benefícios daí retirados mais de natureza intangível (prevenção de sinistros comerciais por não eficiente coordenação de entidades e consequentes encargos para os consumidores) e não tanto baseada na explicitação dos custos que esta rúbrica de atividade pressupunha no perímetro de atuação dos operadores de rede e/ou gestor global do SEN. De resto, no plano dos custos incorridos, cabe mencionar que o recurso a solução equiparada de cobertura de riscos (por exemplo, através de seguros de crédito) comportaria um valor muito superior ao custo imputado pelo gestor integrado de garantias.

Reconhecendo-se a existência de sinergias com o modelo atualmente em aplicação, o que, de resto, foi expresso nas consultas públicas dos desenvolvimentos regulamentares, tal reconhecimento não implica que a componente de comunicação de fluxos de faturação e pagamento não deva continuar a ser associada aos operadores de rede e gestor global do SEN.

O quadro regulamentar em vigor assegura que cada entidade que beneficia da externalização da função de gestão de riscos e garantias, concorre para os respetivos custos na proporção dos volumes de responsabilidades que são geridos pelo GIG e que lhe sejam diretamente imputáveis, o que, esclarece-se, se verificou até à data.

Pelo referido anteriormente, e respondendo à recomendação do CT no ponto 5., a partir de 2020 são reconhecidos para efeitos tarifários os custos faturados pelo GIG aos operadores de rede, desde que aprovados pela ERSE. Assim, neste exercício tarifário, os montantes faturados pelo GIG aos operadores de rede em 2020 foram considerados nos proveitos permitidos de 2020, para efeitos do cálculo do ajustamento desse ano.

De modo a garantir a neutralidade tarifária desta decisão e que os proveitos permitidos das atividades de rede reflitam efetivamente os seus custos, os montantes faturados pelo GIG em 2020 não foram considerados na definição das bases de custos para o novo período de regulação.

## **T.2. PREÇO DOS OUTROS SERVIÇOS**

A ERSE regista o comentário do Conselho Tarifário, que expressa, na mesma linha de conclusão, o enquadramento vertido na proposta formulada pela ERSE.

### **T.2.1. – ALTERAÇÕES APROVADAS**

Vide comentário abrangente para este ponto (T.2)

#### **T.2.2. – AQUISIÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO INTELIGENTES, PELOS AUTOCONSUMIDORES, AOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM BAIXA TENSÃO**

Vide comentário abrangente para este ponto (T.2)

#### **T.2.3. – RECOLHA PONTUAL DE DIAGRAMAS DE CARGA DE INSTALAÇÕES DE CONSUMO DOTADAS DE EQUIPAMENTO DE MEDIÇÃO INTELIGENTE NÃO INTEGRADAS EM REDES INTELIGENTES.**

Vide comentário abrangente para este ponto (T.2)

#### **U. QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA**

A ERSE regista o comentário do CT.

#### **V. ANÁLISE DO IMPACTE DAS DECISÕES TARIFÁRIAS**

##### **V.4 CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA DAS RA PARA A TARIFA ADITIVA**

A preocupação do CT em se prosseguir a trajetória em direção à aditividade plena nas Regiões Autónomas também é uma preocupação da ERSE. Nos anos recentes tem sido possível atingir marcos importantes na prossecução deste objetivo, nomeadamente a convergência média nos níveis de MT, BTE e BTN, atingida no ano de 2021.

A deterioração observada no processo de convergência preço-a-preço decorre de uma estrutura da tarifa aditiva preço-a-preço muito diferente em 2022, quando comparada com anos anteriores, devido a uma estrutura de preços atípica da tarifa de Acesso às Redes, em resultado da imputação de CIEG negativos nestas tarifas. Caso as tarifas para o ano de 2023 venham a assumir uma estrutura mais regular, estima-se que seja possível voltar a uma situação semelhante ao ano de 2021, retomando-se assim o processo de convergência. A opção de implementar em cada Região Autónoma, e dentro de cada nível (MT, BTE e BTN), variações tarifárias uniformes é a solução que melhor assegura a retoma do processo de convergência no ano de 2023.

É de sublinhar, ainda, que apesar de se registar uma deterioração na convergência preço-a-preço, a convergência média entre as Regiões Autónomas e o Continente continua a ser assegurada nas tarifas para o ano 2022 nos níveis de MT, BTE e BTN.



## W. CONSIDERAÇÃO FINAL

Os preços de energia elétrica nos mercados grossistas são um fator determinante de evolução dos CIEG associados à produção de eletricidade, designadamente do diferencial de custo da PRE com remuneração garantida e do diferencial de custo com os CAE.

Como reconhecido pelo CT ao longo do seu parecer, o exercício tarifário de 2022 foi realizado num contexto de grande volatilidade de preços, que provocou a revisão em alta dos preços assumidos para o ano de 2021 face aos do exercício tarifário de 2021, levando à incorporação de avultados ajustamentos do ano de 2021 a devolver à tarifa no ano de 2022. Com a informação disponível à data, dificilmente se observará uma reversão destes ajustamentos do ano 2021 quando forem fechados em definitivo nas tarifas de 2023.

Contudo, não está garantido um volume equivalente de ajustamentos do ano de 2022 a repercutir em 2023, que possa assegurar o atual nível de proveitos das atividades em que estes CIEG associados à produção de eletricidade estão incorporados. Com a incerteza que subsiste quanto à evolução dos preços de energia elétrica nos mercados grossistas em 2022, caso as previsões da ERSE não se confirmem, poderão ocorrer duas situações distintas: (i) ajustamentos a devolver aos consumidores caso os preços reais se venham a desviar por excesso em relação à previsão da ERSE para 2022, que configurará uma situação em 2023 equivalente à ocorrida no atual exercício tarifário; (ii) ajustamentos a devolver pelos consumidores caso os preços reais se venham a desviar por defeito em relação à previsão da ERSE para 2022, que configurará uma situação em 2023 oposta à do atual exercício tarifário.

Acresce aos efeitos acima referidos a incerteza sobre a continuidade em 2023 das medidas mitigadoras ao nível do observado em 2022 e respetivos ajustamentos relativos a esse ano que possam vir a ocorrer. Estes efeitos poderão contribuir para uma potencial volatilidade tarifária em 2023.

No entanto, a ERSE assinala que, num cenário de reposição dos preços no mercado grossista, e conforme referido no ponto H.5, a sustentabilidade do nível tarifário dos consumidores em BT, incluindo das famílias, não é afetada. Já no que se refere aos restantes consumidores, em níveis de tensão superiores à BT, as tarifas de Acesso às Redes poderão aumentar, por via do efeito do sobrecusto da PRE, na medida em que o referencial de cálculo do sobrecusto diminuirá. Ainda assim, e conforme assinalado anteriormente pela ERSE, mesmo regressando a níveis anteriores de preços no MIBEL, perspetiva-se uma redução dos montantes do sobrecusto da PRE, o que reduzirá esse impacto nessas tarifas. Além do mais, verificando-se um decréscimo dos preços em mercado grossista, este contra balanceará um eventual aumento das tarifas

de Acesso às Redes, nomeadamente no preço final pago pelos consumidores em níveis de tensão a montante da BT.

### III

#### PARÂMETROS PARA O PERÍODO REGULATÓRIO 2022-2025

##### A. ANÁLISE DE DESEMPENHO ECONÓMICO DAS EMPRESAS REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO

A ERSE reconhece a preocupação do CT quanto ao nível dos proveitos do CUR tendo em conta a ativação do fornecimento supletivo. No entanto, considerando o peso da componente variável dos custos com base no número de clientes, equivalente a 60%, a recuperação do eventual acréscimo de custos resultante daquela situação encontra-se garantida.

Relativamente ao acompanhamento da evolução do desempenho económico-financeiro, a ERSE toma boa nota da recomendação do Conselho Tarifário

Refira-se que esse acompanhamento é efetuado pela ERSE numa base anual. A publicação externa dos resultados acontece no início de cada período de regulação como suporte às revisões eventualmente efetuadas pela ERSE aos parâmetros e às metodologias de regulação.

Na preparação das tarifas de cada ano, é feita pela ERSE uma análise da envolvente macroeconómica, para aferição das envolventes externas e internas que podem condicionar a atividade das empresas reguladas. Em complemento, na preparação de cada período de regulação, a ERSE procede à compilação de um vasto conjunto de informação que permite comparar o desempenho das empresas reguladas com as suas congéneres de outros países. Estas análises permitem aferir o nível de eficiência das empresas reguladas em Portugal por comparação com empresas que desempenham as mesmas atividades noutros países, em particular no espaço Europeu, sendo fundamentais para a fixação das metas de eficiência a aplicar em cada período de regulação. Em paralelo, algumas atividades reguladas têm participado, por iniciativa da ERSE, com alguma frequência em estudos de *benchmarking*, promovidos por instituições europeias, ou por reguladores do setor energético de outros países europeus, sendo os resultados desses estudos considerados pela ERSE para complementar as análises que efetua internamente.

No entanto, as atuais ações desenvolvidas pela ERSE para a avaliação do desempenho das empresas serão aprofundadas, contemplando outros vetores de análise, por forma a melhor responder às recentes alterações do regulamento tarifário, em especial à introdução do princípio da sustentabilidade da estrutura

financeira das entidades reguladas. Em paralelo, a ERSE procurará divulgar com maior frequência os resultados destas avaliações, procurando desta forma acolher a recomendação do CT.

## **B. ESTUDO DE BENCHMARKING OPERADORES DE SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO**

O CT recomenda que, numa lógica de construção do mercado único de energia, os exercícios de *benchmarking* sejam mais abrangentes e considerem outras realidades. A ERSE partilha desta preocupação, que está patente no processo de definição das amostras que tem suportado os estudos de *benchmarking* ao longo dos últimos períodos de regulação. Recorde-se que os estudos que suportaram a definição de parâmetros para os períodos de regulação de 2012 a 2014 e de 2015 a 2017 incluíram, respetivamente, uma amostra de 18 e 17 empresas oriundas de 12 e 11 países, considerando os dados de um ano económico. Para o período de regulação de 2018 a 2020, a dimensão da amostra passou para 29 empresas oriundas de 11 países, considerando-se os dados de dois anos. Para o presente exercício de *benchmarking*, tal como está plasmado no documento do estudo, foi realizado um esforço adicional da abrangência da amostra. Recorrendo a base de dados económicas internacionais, bem como, a um processo colaborativo junto de diferentes entidades reguladoras europeias, foi possível definir uma amostra de 65 operadores de distribuição de 16 países europeus, que distribuem energia para um universo que representa 65% dos consumidores europeus, que considera dados económicos e físicos para um período de 3 anos. Esta tipologia de amostra está ao nível das utilizadas por entidades supranacionais de revelo. Refira-se, a título de exemplo, a publicação recente do relatório "*Distribution System Operator Observatory 2020*" pela *Joint Research Centre (JRC)* da Comissão Europeia<sup>7</sup> cuja a amostra incluiu 44 operadores e 140 milhões de clientes. Adicionalmente, também se deve referir que a elaboração deste tipo de estudos enfrenta fortes constrangimentos relacionados com a obtenção de dados económicos e financeiros relativos ao desenvolvimento da atividade de distribuição de energia elétrica devido à reserva e confidencialidade associada a estas empresas e respetivas entidades reguladoras.

O CT também recomenda a monitorização dos impactes ao nível da decisão de investimento em resultado do alargamento da regulação por eficiência à componente de CAPEX. Naturalmente, a ERSE também partilha esta preocupação e manterá o processo de monitorização do desempenho das empresas reguladas que tem sido implementado nos últimos anos.

---

<sup>7</sup> <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC123249>.

### C. MECANISMO DE PARTILHA

O CT recomenda que as bandas moderada e extrema sejam equiparadas entre as atividades de transporte de energia elétrica (TEE) e de distribuição de energia elétrica (DEE), a menos que exista uma justificação para bandas diferenciadas. Embora reconheça como positiva a introdução deste mecanismo, o CT recomenda ainda que na sua calibração se considerem os ganhos e perdas reais efetivamente registados pelos operadores, designadamente os encargos associados à Contribuição Extraordinária sobre o Setor Energético (CESE). Note-se que esta segunda recomendação do CT não foi consensual.

Relativamente à questão da diferenciação de bandas entre atividades, no documento “Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025” que acompanhou a proposta tarifária refere-se que um dos critérios que sustentaram a definição das bandas foram as especificidades de cada atividade em termos de estrutura de custos. A utilização deste critério visa assegurar a aplicação equivalente do mecanismo nas diferentes atividades, o que se pode traduzir na definição de bandas diferentes, mas a que correspondem margens de atuação semelhantes em termos da variação possível do montante de custos reais.

Ou seja, embora as bandas de atuação da atividade de TEE sejam mais estreitas, o desvio máximo anual de lucros permitidos reais disponível para a empresa, face à rentabilidade definida pela ERSE, representa uma maior percentagem dos proveitos permitidos sujeitos a metas de eficiência do que na atividade de DEE. Este efeito resulta de um maior peso dos proveitos sujeitos a metas de eficiência na DEE, onde a componente OPEX é mais significativa.

Face ao exposto, a ERSE entende que existem motivos fundamentados para a diferenciação de bandas entre as atividades de DEE e de TEE. A diferenciação de bandas permite assegurar a aplicação da mesma abordagem regulatória às duas atividades, com um tratamento equivalente perante situações diferentes. Em suma, apesar de paradoxal, a equidade de tratamento das atividades de DEE e de TEE obriga à aplicação de bandas diferenciadas nessas atividades.

Deste modo, como se optou por alargar as bandas da DEE face às constantes da proposta tarifária (*vide* ponto F.5), as bandas da TEE também foram alteradas na mesma proporção, mas não com a mesma dimensão em termos absolutos, com vista a assegurar a equidade de tratamento na definição das bandas para as duas atividades.

Quanto à recomendação de que se devem considerar os ganhos e perdas reais efetivamente registados pelos operadores, recorde-se que o mecanismo de partilha pretende avaliar, para todo o período de

regulação, os desvios de rentabilidade face à taxa de remuneração dos ativos definida pela ERSE, mas apenas no âmbito das componentes de proveitos permitidos e de custos associadas à metodologia de regulação por incentivos aplicada aos custos totais (TOTEX<sup>8</sup>). Ou seja, para efeitos de ativação do mecanismo apenas importam os desvios de rentabilidade decorrentes de rubricas de custos operacionais (OPEX<sup>8</sup>) e de investimento (CAPEX<sup>8</sup>) consideradas nas bases de custos totais definidas no início do período de regulação. Por exemplo, os incentivos e os custos com planos da reestruturação de efetivos, entre outros, não integram o cálculo dos desvios de rentabilidade, embora impactem a rentabilidade global efetiva da empresa. Não se pretende com este mecanismo atuar sobre a rentabilidade total efetiva das empresas, mas antes mitigar os riscos de rentabilidades extremas associados à metodologia de regulação por incentivos aplicada aos custos totais. Neste contexto, não seria desde logo adequado considerar os custos com a CESE na calibração do mecanismo de partilha.

Acresce que, de acordo com a legislação em vigor, não é possível propor formas de dedutibilidade da CESE, nem no âmbito mais estrito da determinação dos ganhos ou perdas para efeitos do mecanismo de partilha, nem no cálculo de qualquer outra variável dos proveitos permitidos. O artigo 5.º do Regime da CESE, criado pelo Artigo 228.º da Lei n.º 83-C/2012, de 31 de dezembro, determina precisamente que os montantes da CESE não podem ser repercutidos, direta ou indiretamente, nas tarifas reguladas de energia e, muito em particular, na determinação das taxas de remuneração.

A ERSE partilha da preocupação do CT com a penalização que a CESE coloca sobre as empresas do setor energético, mas entende que esta questão não pode ser ultrapassada pela via da regulação, sendo necessária uma alteração legislativa que extravasa as suas competências.

#### **D. TAXA DE REMUNERAÇÃO DAS ATIVIDADES DE TEE E DEE**

O Conselho Tarifário registou com alguma preocupação a eventualidade de as taxas de remuneração propostas não se afigurarem suficientemente atrativas para os investidores e poderem pôr em causa a capacidade de financiamento de novos investimentos. A ERSE tomou boa nota da preocupação do CT e revisitou os procedimentos e os pressupostos considerados no processo de definição da proposta da taxa de remuneração. Assim, considera-se que a emergente incerteza relativamente ao comportamento futuro das taxas de juros em resultado dos potenciais impactos, a médio prazo, da situação pandémica, da atual pressão inflacionista e das incertezas sobre as decisões futuras do BCE, pode vir a impactar no custo de

---

<sup>8</sup> *Total Expenditure: Operational Expenditure (OPEX) + Capital Expenditure (CAPEX)*

financiamento das empresas. Desta forma, a ERSE considerou prudente um incremento do *spread* para o prémio de risco da dívida para níveis semelhantes à generalidade das empresas da Europa continental. Este ajustamento provocou um incremento das taxas de remuneração, que mitiga os eventuais impactes negativos elencados pelo CT.

A revisão em alta da taxa de remuneração aplicada aos ativos regulados obriga, contudo, a contextualizá-la no quadro regulatório aplicado pela ERSE.

As atividades reguladas pela ERSE beneficiam de um mecanismo de indexação que permite ajustar, até um determinado limite, as taxas de remuneração aplicadas aos ativos regulados ao contexto financeiro do país.

Recorde-se que este mecanismo de indexação, que atualmente varia as taxas de remuneração com as *yields* das Obrigações do Tesouro (OT), foi introduzido no período regulatório de 2012 a 2014, numa época em que o país tinha solicitado a assistência financeira junto de instituições financeiras internacionais. Nesta altura, perante a instabilidade do quadro económico, importou introduzir um mecanismo que permitisse considerar no custo de capital a evolução da conjuntura económica e financeira que enquadra a atividade das empresas reguladas.

Este mecanismo, que não existe noutros países europeus, diminui o risco sistemático<sup>9</sup> das atividades reguladas e, conseqüentemente, justifica a aplicação de taxas de remuneração mais baixas do que noutros países com contextos macroeconómicos semelhantes. Este mecanismo permite, por exemplo, que a taxa de remuneração se adapte aos impactes nas condições de financiamento do incremento previsto nas taxas de inflação.

Neste contexto, a aproximação do nível da taxa de remuneração para um nível mais próximo de outros países, em que não existe variação da taxa de rentabilidade face a variações das condições financeiras ao longo do período de regulação justifica uma revisão do mecanismo de indexação para uma menor variabilidade da taxa de remuneração, face à variação das OT.

Registe-se, ainda que, sem prejuízo dos potenciais impactos da atual situação pandémica, observa-se uma maior estabilidade da conjuntura económica e financeira que tem levado, sucessivamente, as agências financeiras a retirar Portugal de *ratings* especulativos. Esta estabilidade e incremento do *rating* também se

---

<sup>9</sup> Risco que não diminui com a diversificação da carteira de ativos.

deve aos apoios financeiros promovidos pelas instâncias europeias, que se perspectiva deverão manter-se no médio prazo.

Desta forma, a ERSE entendeu rever em baixo o impacte da variação das OT na variação da taxa de remuneração. Assim, foi definido um novo declive do mecanismo de indexação para que, num contexto de eventual incremento das *yields* das OT, no horizonte do período de regulação a revisão em alta da taxa de remuneração em conjunto com a diminuição do declive tenha um efeito neutro para os consumidores. Esta revisão permite igualmente responder às preocupações de alguns conselheiros, designadamente representantes de associações de consumidores, que votaram contra o ponto do parecer do conselho tarifário que solicitava uma revisão em alta das taxas de remuneração. A redução da inclinação do mecanismo de indexação constitui igualmente um passo no sentido de uma transição para um menor efeito nas taxas de remuneração do mecanismo de indexação ou, até mesmo, para a sua eliminação, em linha com a tendência de normalização do contexto financeiro nacional que se tem observado.

## **E. PARÂMETROS PARA A ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA DA REN**

### **E.1. EFICIÊNCIA NOS CUSTOS OPERACIONAIS**

No documento “Parâmetros de regulação para o período 2022-2025”, a ERSE explanou o racional subjacente à escolha dos indutores. Entre outros aspetos, a ERSE realçou que dava “... *preferência a grandezas físicas que possam refletir os outputs da atividade de TEE*”, tendo concluído que a potência ligada à rede de transporte se apresenta “...*como uma boa alternativa para indutor, tendo também em conta a sua elevada exogeneidade*”.

Adicionalmente, a ERSE realçou, no âmbito da escolha dos indutores, que “... *a capacidade do operador da RNT para ligar produtores à rede de transporte é um dos aspetos fundamentais no desenvolvimento da política energética do país e incorpora desafios associados à segurança e resiliência da rede de transporte. Assim, a ligação de produtores ao menor custo é uma oportunidade para o operador, que é sinalizada pela metodologia TOTEX com a adoção desta grandeza como indutor de custo...*”. Relativamente ao outro indutor, a ERSE entendeu que “... *a utilização da extensão da rede como indutor de custo tem a vantagem de internalizar no modelo regulatório, mesmo que parcialmente, os efeitos que resultem de alterações dos traçados das linhas entre a fase de planeamento e a sua construção, nomeadamente por motivos sociais e ambientais*”.

No processo de transição para um modelo de regulação TOTEX, será necessário adequar os sinais ao novo modelo, não sendo possível manter congeladas todas as opções de anteriores modelos, por não responderem de forma eficiente aos objetivos definidos para o novo período de regulação. Caso se mantivesse congelado no tempo o peso da componente variável do anterior modelo regulatório, que tinha uma conceção completamente diferente na sua essência, a componente variável na transição para o novo modelo de regulação teria um peso marginal de 0,1% do TOTEX, que a ERSE entendeu não ser adequado, por não ter qualquer impacte em termos de sinais de eficiência.

Contudo, no seguimento da recomendação do CT e para assegurar uma transição mais cautelosa entre metodologias de regulação (vide resposto ao ponto N.3), a ERSE alterou o peso entre a componente variável e fixa para 25% e 75%, respetivamente, dos custos sujeitos a metas de eficiência. Desta forma, a componente variável terá um peso de 4,3% no valor global do TOTEX, em vez dos 8,6% que teria com a anterior desagregação proposta, variando em partes iguais em função da evolução dos dois indutores físicos apresentados na proposta tarifária (potência de produtores ligada à rede de transporte e extensão da rede).

## **E.2. FATOR DE EFICIÊNCIA A APLICAR ÀS COMPONENTES CAPEX 2022 A 2025 NO TOTEX**

O CT refere no seu parecer que os valores dos investimentos apresentados pela REN se baseiam no mecanismo de custos de referência, o qual tem subjacente um fator de eficiência de 1,5%, e que a aplicação de um fator de eficiência na metodologia TOTEX, que tem incidência sobre o CAPEX de ativos transferidos para exploração de 2022 em diante, levaria a uma dupla aplicação de fatores de eficiência.

Na preparação da proposta tarifária, a ERSE analisou a informação previsional sobre os custos de referência dos investimentos, com detalhe por projetos, para o ano 2021 e anos seguintes, tendo-se verificado que a REN nas previsões de custos unitários de referência considerou:

- as atualizações dos índices de matérias primas e do índice de preços na produção industrial até março 2021, mantendo-se constantes até 2025;
- a atualização do IPC até 2020 e assumiu uma estimativa de 2% em 2021 e é nula de 2022 a 2025;
- os fatores de eficiência do mecanismo de custos de referência até 2021 (definidos pela ERSE para o período de regulação iniciado em 2018), mas entre 2022 e 2025 assumiu fatores de eficiência nulos.



Estes pressupostos são confirmados no relatório da informação previsional submetido pela REN em julho, onde é referido em relação aos custos de referência que: *“A informação previsional encontra-se a preços de abril/2021. Não se aplicaram quaisquer fatores de eficiência a partir de 2022 inclusive, quer para a atualização dos custos de referência unitários quer para o cálculo das taxas de encargos de estrutura e gestão”*.

Relativamente à previsão dos custos globais de investimento da atividade de transporte entre 2022 e 2025, a REN previa que cerca de 75% do investimento pudesse vir a ser aceite no âmbito do mecanismo de custos de referência, o que lhe conferiria uma taxa de remuneração com prémio e um acréscimo de valorização destes ativos, conforme previsto neste mecanismo. No entanto, este exercício prospetivo encontra-se enviesado, uma vez que foi efetuado sem aplicação de fatores de eficiência aos custos unitários de referência, como acima referido.

Para os restantes 25% dos custos de investimento previstos entre 2022 e 2025, a questão não se coloca por esses investimentos não estarem enquadrados no mecanismo de custos de referência.

Face ao exposto e tendo por base a informação previsional sobre investimentos para o período de 2022 a 2025 reportada pela REN, a ERSE não considera que exista uma duplicação de metas de eficiência na componente de CAPEX considerada na metodologia TOTEX.

## **F. PARÂMETROS PARA A ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DA E-REDES**

### **F.1. MECANISMO DE INCENTIVO À MELHORIA DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO**

A ERSE regista o comentário do CT.

### **F.2. MECANISMO DE INCENTIVO À REDUÇÃO DE PERDAS**

No que se refere ao ponto 6, após uma clarificação com o ORD dos valores envolvidos, a ERSE acolhe o comentário do CT, alterando o declive da valorização e alterando os valores de referência no período regulatório em conformidade.

A ERSE regista o comentário do CT constante do ponto 7.

Em relação ao comentário 11, a ERSE acolhe os comentários do CT, revendo em conformidade a valorização da energia (adotando valores fixos ao longo de todo o período regulatório de 25 €/MWh, para a componente 1, e de 50 €/MWh para a componente 3) e adotando um valor de referência da componente

3 para 2020 de 120 GWh (associada aos valores ocorridos no passado) e um seu incremento de 5% nos anos subsequentes.

#### **F.4. META DE EFICIÊNCIA**

O CT recomenda que a ERSE fixe uma meta de eficiência num valor mais próximo de 0, em linha com o patamar de eficiência já atingido pelo ORD. Recorde-se que as análises efetuadas revelam que, independentemente da performance da empresa comparativamente aos seus *peers*, existe ainda um ganho de eficiência potencial associado ao progresso tecnológico na ordem dos 0,5% (*frontier shift effect*). Tendencialmente, o efeito do progresso tecnológico é considerado o valor de eficiência mínimo exigível por este efeito determinar uma evolução natural da fronteira de eficiência. Por esta razão, a ERSE decidiu aplicar uma meta de eficiência que permita garantir a manutenção do esforço da E-Redes no sentido de diminuir os custos decorrente do efeito do progresso tecnológico, incluindo uma margem para contemplar impactes da variação dos pressupostos considerados na análise.

#### **F.5. REEQUILÍBRIO ENTRE NÍVEIS DE TENSÃO**

Embora reconheça que a ERSE atuou de forma a incorporar a evolução diferenciada dos custos operacionais (OPEX<sup>10</sup>) reais por nível de tensão face às bases de custos aceites na definição das bases de custos para o novo período de regulação constantes da proposta tarifária, o CT recomenda que a ERSE vá mais longe e corrija totalmente o desequilíbrio entre custos aceites e custos reais, por nível de tensão. Esta recomendação do CT implicaria que a componente OPEX das bases de custos aceites iniciasse o período de regulação acima dos custos reais, em ambos os níveis de tensão, o que representaria, na prática, a transferência para o nível de tensão AT/MT de parte da partilha dos ganhos de eficiência registados no nível de tensão BT ao longo do período de regulação.

Uma das justificações apresentadas pelo CT para esta recomendação prende-se com o facto de as bases de custos por nível de tensão não serem coerentes com as bandas definidas para o mecanismo de partilha de ganhos e de perdas, o que originaria, ao longo do período de regulação, uma perda para a empresa no nível de tensão BT, sem um ganho simétrico no nível de tensão AT/MT.

A ERSE concorda com a visão do CT de que existem fatores específicos à atividade que justificam parte da evolução diferenciada, por nível de tensão, dos custos reais face aos custos aceites para efeitos de

---

<sup>10</sup> *Operational Expenditure.*

regulação, pelo que decidiu corrigir parcialmente este desequilíbrio de bases de custos em cada nível de tensão na proposta tarifária, ao aplicar um fator de partilha que considera em 75% os custos reais e em 25% os custos aceites.

Contudo, o Regulamento Tarifário estabelece, na alínea e) do artigo 5.º, o princípio da partilha justa, entre empresas e consumidores, dos resultados alcançados nas atividades sujeitas a regulação por incentivos, que se deve consubstanciar no repasse desses resultados nos proveitos permitidos do primeiro ano do período de regulação, isto é, na base de custos sujeita a metas de eficiência.

Este princípio traduz os pilares da regulação por incentivos, que estão assentes na definição de proveitos que reflitam níveis de custos tendencialmente eficientes, bem como na retenção por parte da empresa de parte dos ganhos e das perdas de eficiência tidos durante o período de regulação. A definição de uma base de custos que espelhe integralmente os custos ocorridos teria como consequência o repasse para os consumidores de todos os ganhos ou perdas de eficiência que a empresa teve durante o período de regulação. Esta circunstância retiraria à empresa qualquer estímulo para efetuar uma gestão eficiente da sua atividade e poria em causa este princípio, que é seguido pela ERSE em todas as atividades sujeitas à regulação por incentivos.

Acresce que a ERSE não considera prudente que a definição da base de custos para um novo período de regulação se baseie totalmente na evolução de custos reportados por nível de tensão, tendo em conta a assimetria de informação que caracteriza a regulação de monopólios naturais e que esteve na própria génese da regulação por incentivos nos anos 80 e 90 do século passado.

Refira-se ainda que a atividade de distribuição de energia elétrica em BT está sujeita a um contexto legislativo e contratual particular que também recomenda alguma prudência na consideração dos custos associados a esta atividade.

Por estes motivos, procurando ponderar os comentários do CT, a consistência e eficácia da regulação por incentivos aplicada pela ERSE e as particularidades da atividade de distribuição de energia elétrica, para o novo período de regulação optou-se por aplicar um fator adicional de reequilíbrio das bases de custos por nível de tensão, face à proposta tarifária, sem se alterar o nível global de proveitos agregados de todos os níveis de tensão. As bases de custos finais que resultam desta metodologia aproximam-se mais dos custos reais por nível de tensão face à proposta tarifária, mas mantêm-se coerentes com uma regulação por incentivos, uma vez que, ao contrário da sugestão do CT, não invertem a relação entre custos aceites e custos reais registada no nível de tensão AT/MT.

Note-se que ao longo do período de regulação a ERSE monitorizará a evolução e a alocação dos custos reais por nível de tensão, de modo a garantir que a base de custos agora definida continue a refletir os pressupostos na qual se baseou.

Por último, refira-se que, em paralelo com a aproximação da componente OPEX por nível de tensão aos custos reais, aqui descrita, a ERSE optou também por alargar ambas as bandas (moderada e extrema) do mecanismo de partilha de ganhos e perdas, garantindo a coerência entre este mecanismo e as bases de custos definidas para o novo período de regulação, bem como a manutenção de incentivos à eficiência, sem comprometer o equilíbrio económico-financeiro desta atividade.

## **G. PARÂMETROS PARA AS ATIVIDADES REGULADAS DAS REGIÕES AUTÓNOMAS**

### **G.1. BASES DE CUSTO E FATORES DE EFICIÊNCIA PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2022-2025**

Relativamente às bases de custo e fatores de eficiência, o Conselho T recomenda à ERSE a realização de um estudo económico que permita identificar claramente os custos eficientes associados às atividades desenvolvidas em cada Região, a vigorar no próximo período regulatório.

A ERSE partilha da preocupação do CT relativamente à necessidade de se identificarem os custos eficientes através de estudos de *benchmarking* que suportem a definição de parâmetros para os períodos regulatórios, em particular em contextos insulares, para as 3 atividades reguladas nas empresas EDA e EEM.

Deste modo, as Regiões Autónomas encontraram-se representadas nos estudos de *benchmarking* relativos às atividades de distribuição (DEE) (referido na resposta ao ponto III.B) e de comercialização (CEE) para a definição de parâmetros do próximo período regulatório e sobre os quais foi realizado um esforço adicional para aumentar a abrangência da amostra e contemplar uma maior amostra. Nas componentes da atividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema (AGS), a realização de *benchmarking* é dificultada pela heterogeneidade e especificidade das variáveis. Deste modo, para esta atividade, a análise centrou-se no desempenho económico das empresas com a avaliação da evolução histórica dos custos unitários, considerando as especificidades em que cada empresa, EDA e EEM, desenvolvem a sua atividade.

Perante as preocupações levantadas pelo CT, a ERSE reavaliou as conclusões das análises efetuadas, e respetivas metodologias aplicadas, e, deste modo, reponderou a alocação entre custos aceites e custos reais na definição da base de custos inicial do próximo regulatório da EDA,

Deste modo, a alocação entre custos foi reponderada no caso da EDA de forma a se definir, no início do período regulatório, uma base de custos que considerasse 50% dos custos reais da empresa e 50% dos custos aceites pela ERSE, à semelhança do aplicado à EEM, e em linha com a prática seguida no período de regulação anterior. Em conformidade com esta alteração e com os estudos de *benchmarking* realizados na DEE e CEE, a ERSE reviu as metas de eficiência e decidiu aumentá-las face ao proposto, mantendo-se inalteradas na atividade AGS, face ao acima exposto.

## **G.2. CUSTOS DE REFERÊNCIA E METAS DE EFICIÊNCIA PARA AQUISIÇÃO DE COMBUSTÍVEIS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA**

Face a algumas mudanças ocorridas ao nível dos mercados internacionais de combustíveis, bem como a interações com as empresas reguladas das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, a ERSE deparou-se com a necessidade de efetuar um novo estudo para a definição dos custos eficientes de aquisição de combustíveis pela EDA e EEM. Este estudo, promovido pela ERSE, teve a participação da EDA e da EEM no que respeita à prestação de informação, quer ao consultor, quer à ERSE, tendo ocorrido, várias reuniões com participantes das empresas, sempre que o consultor entendeu ser necessário.

Uma das razões que esteve na base do estudo prende-se com a transição no consumo de fuelóleo com teor de enxofre de 1%, para fuelóleo com teor de enxofre de 0,5%, facto que advém da entrada em vigor da IMO 2020<sup>11</sup>, que limitou a utilização de fuelóleo para um máximo de 0,5% de teor de enxofre no transporte marítimo a partir de janeiro de 2020. No quadro desta transição é expetável, a médio-prazo, a diminuição de procura para combustíveis com teor de enxofre de 1%. Na proposta de parâmetros para o novo período regulatório a ERSE procurou claramente comunicar que as empresas poderão consumir fuelóleo com teor de enxofre de 0,5% sem que sejam penalizadas por esse facto.

De resto, a ERSE considera, tendo em conta que este foi o terceiro estudo sobre a aquisição de combustíveis nas Regiões Autónomas, que os parâmetros agora definidos, aproximam-se mais da realidade insular no que respeita a todo o processo de aquisição, transporte, descarga e armazenamento de fuelóleo, gasóleo e gás natural nessas Regiões. Em paralelo, houve a preocupação de salvaguardar alguns aspetos relacionados com os atuais contratos de fornecimento celebrados pelas empresas, sempre que estes tenham sido realizados com base em concurso público internacional. Contudo, refira-se, que a aceitação

---

<sup>11</sup> Conjunto de regras definidas pela *International Maritime Organization* (IMO) que determina um novo limite de enxofre no combustível marítimo, descendo de 3,5% de teor permitido para 0,5% a nível global, e de 1% para 0,1% nas zonas de controlo das emissões de enxofre (ECA's).

dos termos dos contratos não invalida que a ERSE possa criticamente avaliá-los, não aceitando alguns custos que, após avaliação das conclusões acima referidas e de ações realizadas no terreno posteriormente à conclusão do estudo, possam ser considerados como resultantes de decisões pouco sustentadas económica e tecnicamente, e que possam, por exemplo, limitar o livre acesso de potenciais novos fornecedores aos mercados existentes, através da criação de barreiras à entrada de diversa ordem.

Tendo em conta que o estudo realizado pela PwC contém um conjunto de informação que pode ser comercialmente sensível, foi opção consciente da ERSE solicitar a elaboração de 3 versões mais curtas do estudo, uma para entrega ao Conselho Tarifário, uma para a EDA e outra para a EEM. Como estas duas empresas estão representadas no CT, a ERSE considera que as mesmas são livres de partilhar a informação das suas versões do estudo com os diversos representantes dos *stakeholders* do setor, caso assim o entendam.

Refira-se ainda, que a ERSE procederá ao longo do ano de 2022 à monitorização das condições de fornecimento de combustíveis às Regiões Autónomas, podendo, caso se justifique, proceder a alguns ajustes ao nível dos parâmetros agora definidos.

#### **H. CUSTOS DE REFERÊNCIA PARA O COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO**

A ERSE toma boa nota da concordância do Conselho Tarifário com a meta de eficiência proposta para a atividade de Comercialização de último recurso.

#### **I. PARÂMETROS PARA A ATIVIDADE DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR**

A atividade da ADENE como operador logístico de mudança de comercializador é ainda curta, não existindo contas reais, fechadas e auditadas, para um período suficientemente longo que permita aferir o nível de custos em velocidade cruzeiro. Assim, as opções da ERSE aquando da elaboração da proposta de parâmetros para o período de regulação 2022-2025 pareceram as que melhor se enquadram quer com a necessidade de garantir o equilíbrio económico-financeiro do OLMC, quer com a necessidade de proteger os consumidores de eletricidade face a variações de custos.

A ERSE mantém, assim, a preocupação de acompanhar a evolução da atividade da OLMC através da análise e aprovação das contas reguladas apresentadas e da eventual realização de ações inspetivas e/ou auditorias complementares, sempre que as mesmas se justifiquem.

## **J. OUTROS PARÂMETROS A APLICAR NO PERÍODO DE REGULAÇÃO DE 2022 A 2025**

### **J.1. INCENTIVO À INTEGRAÇÃO DE INSTALAÇÕES NAS REDES INTELIGENTES**

A ERSE regista a concordância do CT com a metodologia de definição dos parâmetros deste incentivo. Contudo, sublinhe-se que a ERSE continuará a monitorizar regularmente a evolução dos custos de prestação destes serviços e o ritmo de integração de instalações nas redes inteligentes, para garantir que os parâmetros do incentivo maximizam os benefícios para o SEN.

### **J.2. INCENTIVO À GESTÃO OTIMIZADA DOS CAE – REVISÃO DOS LIMITES**

A ERSE regista com satisfação a concordância do CT com a proposta de adaptação da abordagem regulatória à REN Trading nos próximos anos.

A expectável redução gradual da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica (CVEE) no futuro imediato, considerando a cessação dos CAE da Tejo Energia, em 2021, e da Turbogás, em 2024, motivou a ERSE a rever o incentivo à gestão destes contratos por parte da REN Trading, na sua função de Agente Comercial. Durante este processo de revisão, o Conselho Tarifário recomendou à ERSE para que esta procedesse ao “apuramento de todos os custos da REN Trading, permitindo avaliar a suficiência do incentivo”, tendo presente que o mesmo deverá cobrir os custos de funcionamento eficientes desta empresa.

Como o Conselho Tarifário refere no seu parecer, a ERSE identificou a existência de custos extraordinários que não são totalmente controláveis pela empresa. Em particular, foram identificados custos associados à crescente litigância com as centrais, pelo que a ERSE pretende acompanhar e avaliar regularmente a evolução destes custos e dos montantes do incentivo obtidos com a formulação e parâmetros propostos, de forma a confirmar o equilíbrio económico e financeiro da atividade regulada desenvolvida pela REN Trading, de acordo com as atribuições estatutárias da ERSE, incluindo a extensão da atividade no pós-2024.

## **IV**

### **DIVERSOS**

#### **1. TAXA DE IVA NA FATURA DE ELETRICIDADE**

A questão colocada tem índole tributária estando, portanto, excluída das competências da ERSE. Em todo o caso, é tomada nota da posição do Conselho Tarifário, que será tida em conta na possível futura avaliação

que possa solicitada à ERSE ou no quadro das iniciativas mais amplas que esta possa vir a tomar no contexto de revisões legais.

## **2. CONTRIBUIÇÃO PARA O AUDIOVISUAL (CAV)**

A cobrança da contribuição para o audiovisual (CAV) na fatura elétrica é um tema antigo, dada a sua instituição pela Lei n.º 30/2003, de 22 de agosto. O modelo de financiamento do serviço público de radiodifusão e de televisão então instituído não foi alterado recentemente. Pelo que, sendo uma questão legal e de natureza tributária, a ERSE terá em conta o comentário recebido nos mesmos termos que apontou relativamente ao IVA.

### **V**

#### **RECOMENDAÇÕES**

##### Ponto 1

A ERSE, no âmbito do processo de cálculo de proveitos e de tarifa, procura analisar toda a informação recebida para efeitos tarifários, prevista no Regulamento Tarifário, bem como também a informação solicitada adicionalmente. Contudo, a análise de alguma da informação recebida, por vezes reveste-se de uma complexidade que não permite à ERSE, em tempo útil, antes da elaboração da proposta de tarifas, submetida à consideração do CT, dispor de forma inequívoca de toda a segurança relativamente aos valores reportados para efeitos de cálculo tarifário. Esta situação torna-se mais gravosa quando a informação reportada pelas empresas não reflete a qualidade desejada. Nestas situações, torna-se necessário tempo acrescido para em conjunto com as empresas reguladas esclarecer as dúvidas surgidas.

No entanto, a ERSE toma boa nota da recomendação do Conselho Tarifário, no sentido de uma maior e tempestiva interação com as entidades reguladas e outras entidades intervenientes no processo, prévia à elaboração das Propostas Tarifárias.

##### Pontos 2 e 3

A ERSE tomou boa nota da preocupação do CT e revisitou os procedimentos e os pressupostos considerados no processo de definição da proposta da taxa de remuneração. Assim, fruto desta ponderação, a ERSE considerou prudente um incremento do *spread* para o prémio de risco da dívida. Este ajustamento provocou um incremento das taxas de remuneração. A revisão em alta da taxa de remuneração aplicada aos ativos regulados obriga, tal como recomenda o CT, a contextualizá-la no quadro



regulatório aplicado pela ERSE para a remuneração dos ativos regulados, que engloba não apenas a definição propriamente dita da taxa de remuneração, como também o mecanismo de indexação desta taxa à evolução das *yields* das Obrigações do Tesouro (OT).

Este mecanismo, que não existe noutros países europeus, diminui o risco sistemático das atividades reguladas e, conseqüentemente, justifica a aplicação de taxas de remuneração mais baixas do que noutros países com contextos macroeconómicos semelhantes.

Desta forma, a ERSE entendeu rever em baixo o impacte da variação das OT na variação da taxa de remuneração. Assim, foi definido um novo declive do mecanismo de indexação para que, num contexto de eventual incremento das *yields* das OT, no horizonte do período de regulação a revisão em alta da taxa de remuneração em conjunto com a diminuição do declive tenha um efeito neutro para os consumidores.

#### Ponto 4

Acolhendo a recomendação do CT, a ERSE reviu a parametrização da banda aplicada às atividades de DEE e de TEE. No entanto, importa sublinhar que a diferenciação de bandas entre atividades, tal como referido no ponto C “Mecanismo de Partilha”, reflete as especificidades de cada atividade em termos de estrutura de custos, pelo que a ERSE entende que existem motivos fundamentados para a diferenciação de bandas entre as atividades de DEE e de TEE. Quanto à recomendação de que se devem considerar os ganhos e perdas reais efetivamente registados pelos operadores, recorde-se que não se pretende com este mecanismo atuar sobre a rentabilidade total efetiva das empresas, mas antes mitigar os riscos de rentabilidades extremas associados à metodologia de regulação por incentivos aplicada aos custos totais.

#### Ponto 5

A ERSE toma boa nota da sugestão do CT. Como detalhado na resposta ao comentário do ponto O.2. da secção II acima, a ERSE aguarda a receção de uma proposta formalizada de metodologia de cálculo da contrapartida a pagar pelos operadores de telecomunicações, que lhe seja dirigida pela ANACOM, para que possa vir a emitir o seu parecer vinculativo.

Essa metodologia deve evitar a subsidiação cruzada do setor das comunicações eletrónicas por parte do setor da energia elétrica, ou seja, deverá garantir a não transferência de custos do setor das telecomunicações para o setor elétrico, considerando a repartição da remuneração entre concedentes, concessionários e consumidores através das tarifas.

#### Ponto 6

A decisão tarifária para 2022 contempla duas tarifas a aplicar aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT.

A primeira tarifa, designa-se por tarifa de Acesso às Redes aplicável aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT. Esta tarifa é publicada desde 2018, nos termos do Regulamento Tarifário, e corresponde a uma modalidade de faturação em que os ORD BT optam por ser faturados pelas entregas do operador da rede de distribuição em MT e AT aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT, de acordo com as quantidades medidas no posto de transformação.

A segunda tarifa, designa-se por tarifa de Venda aplicável aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT. Esta tarifa será publicada pela primeira vez para 2022, e corresponde à soma da tarifa de Acesso às Redes referida anteriormente com as tarifas de Energia e de Comercialização em MT. Esta tarifa, a aplicar no âmbito do fornecimento supletivo aos CUR BT, é totalmente aditiva e assegura o princípio da uniformidade tarifária.

Importa referir que publicar uma tarifa específica de uso da rede distribuição em BT para o ORD BT aplicar às suas entregas e uma tarifa específica de comercialização para o CUR BT aplicar aos seus fornecimentos, implicar violar o princípio da uniformidade tarifária a nível nacional.

#### Ponto 7

Remete-se a este respeito para o ponto R, salientado que a definição do quadro legal e da nova titularidade das concessões é um elemento ainda em definição e que releva para o exercício da atividade regulatória.

#### Ponto 8

A ERSE toma boa nota da recomendação do CT relativamente à necessidade de se avaliar com urgência o equilíbrio económico-financeiro dos ORDbt.

Como já expresso em anteriores documentos, a ERSE reconhece a necessidade de definição de um quadro regulatório e normativo que enquadre a atividade dos operadores de rede exclusivamente em BT, embora entenda que se deverá aguardar o resultado do concurso e da definição legal das concessões em BT para promover as alterações regulamentares necessárias.

#### Ponto 9

A ERSE toma boa nota desta recomendação do Conselho Tarifário. No entanto, o seu âmbito é regulamentar, extravasando o da proposta tarifária para 2022, pelo que não poderá ser acolhida neste contexto.

#### Ponto 10

Na previsão do custo unitário de aquisição de energia para os fornecimentos a clientes do CUR no ano de 2022, a ERSE assumiu a existência de custos associados aos serviços de sistema, onde se incluem os custos referentes ao mecanismo de Banda de Reserva de Regulação (vide comentário do ponto F da secção II). Deste modo, a ERSE considera que existe o mesmo “*level playing field*” para o CUR e os restantes comercializadores retalhistas a atuarem no mercado.

#### Ponto 11

A ERSE acolhe a sugestão do CT e a revogação do regime de interruptibilidade não é considerada uma medida mitigadora de custos do SEN.

#### Ponto 12

Conforme referido anteriormente, embora a ERSE se reveja na preocupação do CT de que a existência de termos fixos penaliza os UVE de menor capacidade, tal não decorre, necessária e unicamente, da estrutura das tarifas da EGME. Tal como mencionado, antes mesmo de vigorarem as tarifas da EGME, existiam preços de OPC com termos fixos. Além do mais, as tarifas da EGME, incluindo a sua estrutura, não tem que ser repassada pelos CEME e OPC aos UVE. A ERSE mantém o seu entendimento de que uma estrutura das tarifas da EGME dependente da energia de carregamento não é a que melhor se adequa à atividade desenvolvida pela EGME. Ainda assim, esse tema pode ser levado a discussão na próxima consulta pública relativa ao Regulamento da Mobilidade Elétrica (RME).

#### Ponto 13

A ERSE concorda com a importância de assegurar transparência na informação disponibilizada aos UVE. Como referido anteriormente, há também que assegurar a simplicidade nas faturas apresentadas aos UVE. Considera-se que este é mais um tema a levar a discussão na próxima consulta pública relativa ao RME.

#### Ponto 14

A ERSE considera que a comparação entre custos de carregamento de veículos elétricos e de abastecimento de veículos a combustão interna é um exercício relevante, ainda que possa ser melhorado com informação adicional, tal como a que refere o CT, relativa a outros custos, nomeadamente, aqueles com a aquisição e a manutenção dos veículos, bem como com eventuais carregadores nas habitações. Contudo, esse exercício adicional é fortemente condicionado pelo caso concreto de cada utilizador de veículo elétrico, atual ou potencial, conforme apontado anteriormente. Por esse motivo, a ERSE entendeu manter a análise tal como realizada na proposta apresentada ao CT.

#### Ponto 15

O fecho definitivo da revisibilidade dos CMEC de 2017 está dependente da homologação por parte do membro do Governo responsável pela área da energia. Assim, uma vez que ainda não é do conhecimento da ERSE a homologação do valor final, o valor definitivo da revisibilidade anual de 2017 não pode, naturalmente, ser considerado nas tarifas.

#### Ponto 16

A ERSE acolheu parcialmente a recomendação do CT, designadamente através da revisão do valor previsional do IMDT para o ano 2022, remetendo-se a justificação sobre este tema para o comentário do ponto N.3 da secção II acima.

#### Ponto 17

Considera-se que a componente variável dos custos no CUR já permite que 60% dos proveitos permitidos variem com o número de clientes, o que já assegura o potencial acréscimo nos custos resultante do fornecimento supletivo.

#### Ponto 18

A ERSE acolhe a sugestão do CT, passando a considerar como repasse tarifário os encargos do ORD e do GGS com a fatura do Gestor Integrado de Garantias do SEN, remetendo-se a justificação para a resposta ao comentário do ponto T.1 da secção II acima.

#### Ponto 19

Conforme a resposta ao ponto V.4 ('Convergência tarifária das RA para a tarifa aditiva'), a opção de adotar variações tarifárias uniformes nas tarifas para 2022 em cada Região Autónoma, e dentro de cada nível (MT, BTE e BTN), é a solução que melhor assegura a retoma do processo de convergência no ano de 2023. Caso as tarifas para o ano de 2023 venham a assumir uma estrutura mais regular, estima-se que seja possível voltar a uma situação semelhante ao ano de 2021, retomando-se assim o processo de convergência entre o Continente e as Regiões Autónomas.

#### Ponto 20

A realização do estudo sobre a definição de custos eficientes para a aquisição de combustíveis nas Regiões Autónomas foi realizado pela PwC por indicação da ERSE e com a colaboração das empresas EDA e EEM. Este é o terceiro estudo sobre o tema em apreço, e a principal alteração que dele resultou é a possibilidade de as empresas poderem adquirir fuelóleo de teor de enxofre de 0,5%, o que vai de encontro às preocupações manifestadas desde a realização do estudo anterior, pelo menos no caso da EEM. A ERSE considera que à parte este facto, não ocorreram outras alterações significativas, tendo havido sobretudo uma aproximação às condições contratuais de fornecimento de combustíveis de cada Região, sendo que a EDA e EEM estão em condições de avaliar, pela experiência acumulada em processos desta natureza, os parâmetros definidos pois são as detentoras dos contratos de fornecimento.

#### Ponto 21

A ERSE não considera que exista uma duplicação de fatores de eficiência aplicados à componente de CAPEX da metodologia TOTEX no período 2022 a 2025, remetendo-se a justificação sobre este tema para o comentário do ponto E.2 da secção III acima.

#### Ponto 22

A ERSE acolhe a sugestão do CT, considerando 50% dos custos com indemnizações e com processos judiciais na definição das bases de custos da atividade de DEE e de TEE para o novo período de regulação. A justificação detalhada desta opção encontra-se na resposta ao comentário do ponto O.3 da secção II acima.

Ponto 23

A ERSE acolheu as recomendações do CT no que diz respeito aos parâmetros das perdas nas redes, tal como se encontra explicitado na resposta ao ponto F.2. “Mecanismo de incentivo à redução de perdas”.

Ponto 24

Relativamente a iniciativas junto do poder legislativo, além do quadro de atuação há enunciado relativamente ao IVA e à CAV, cumpre salientar que a ERSE apresentou proposta normativa para enquadrar e punir o furto e a fraude de energia. Fê-lo por reconhecer que a apropriação ilícita de energia constitui um fenómeno social grave, não só em virtude dos riscos que gera para a segurança e integridade física de pessoas e bens e segurança do Sistema, mas também pela injustiça relativa que cria nas condições de acesso e utilização destes serviços públicos essenciais, gerando custos significativos na esfera dos demais intervenientes do SEN que, inevitavelmente, vão refletir-se sobre todos os consumidores.

Nessa sequência o recente projeto de novo Decreto-Lei que estabelece a organização e funcionamento do SEN colocado em consulta pública prevê, em linha com essa proposta, um novo regime para a apropriação ilícita de energia, incluindo as práticas fraudulentas.