

COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE
A “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A
ENERGIA ELÉTRICA DE JUNHO A DEZEMBRO DE 2024 –
FIXAÇÃO EXCECIONAL”

Maior 2024

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º
1400-113 Lisboa
Tel.: 21 303 32 00
Fax: 21 303 32 01
e-mail: erse@erse.pt
www.erse.pt

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
2	REGULAÇÃO E SUPERVISÃO	2
2.1	Mecanismos de atualização das tarifas de acesso às redes e de energia.....	2
2.2	Harmonização de prazos entre RRC e RT.....	3
3	PREVISÃO E INSTRUMENTOS QUE INFLUENCIAM A FIXAÇÃO TARIFÁRIA	4
3.1	Evolução dos preços de energia elétrica e das outras <i>commodities</i>	4
3.2	Preço de venda da PRG adquirida pelo AUR.....	5
3.3	Leilões de provisionamento do CUR e de venda da PRG adquirida pelo AUR	7
3.4	Medidas de contenção tarifária.....	8
3.4.1	Receitas com licenças de CO ₂ transferidas para o SEN.....	8
3.4.2	Receitas com garantias de origem previstas para 2024	9
4	PROVEITOS PERMITIDOS	9
4.1	Ajustamentos provisórios de 2023	9
4.1.1	Atividade de CVEE PRE do CUR.....	9
4.1.2	Atividade de CVAT do ORD	10
4.2	Proveitos permitidos de 2024	11
5	TARIFAS E PREÇOS	11
5.1	Tarifas de Acesso às Redes	11
5.2	Tarifa de Acesso às Redes por épocas	13
5.3	Tarifa de acesso às redes aplicável às instalações de consumo que obtenham o estatuto do cliente eletrointensivo.....	13
6	FINANCIAMENTO DA TARIFA SOCIAL PELO CUR	14
7	COMENTÁRIOS ÀS RECOMENDAÇÕES FINAIS DO CT	14

1 INTRODUÇÃO

Nos termos do n.º 4 do artigo 209.º do Regulamento Tarifário ¹ e do n.º 2 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE ², o Conselho de Administração da ERSE submeteu a parecer do Conselho Tarifário (CT) da ERSE, no dia 17 de abril de 2024, a “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de junho a dezembro de 2024 – fixação excecional”, tendo o CT emitido parecer a 7 de maio de 2024, dentro do prazo previsto no n.º 6 do artigo 209.º do Regulamento Tarifário.

Após a análise do parecer do CT, tomando em consideração os comentários e sugestões nele apresentados, assim como as observações das demais entidades consultadas nos termos regulamentares, a ERSE aprova as tarifas e preços de energia elétrica a vigorar de junho a dezembro de 2024.

As decisões tomadas neste processo excecional de aprovação das tarifas e preços são devidamente justificadas através do documento “Tarifas e preços para a energia elétrica de junho a dezembro de 2024 – fixação excecional”, sendo o mesmo divulgado no site da ERSE, acompanhado pelo parecer do CT e dos comentários da ERSE sobre o mesmo.

Apresentam-se de seguida as observações da ERSE aos comentários e recomendações constantes do parecer do CT à “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de junho a dezembro de 2024 – fixação excecional”. Sobre os pontos do parecer do CT relativos à análise de matérias relevantes numa perspetiva de caracterização ou ainda que subentendem a concordância com as propostas da ERSE, não são tecidas observações dadas as suas características iminentemente factuais e de enquadramento ou por corresponderem a convergência de perspetivas.

¹ Aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, publicado na 2.ª Série do Diário da República n.º 146/2023, de 28 de julho de 2023.

² Aprovados em anexo ao Decreto Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, com a última alteração introduzida pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho.

2 REGULAÇÃO E SUPERVISÃO

2.1 MECANISMOS DE ATUALIZAÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES E DE ENERGIA

A ERSE partilha as preocupações constantes no parecer do CT sobre os impactos da volatilidade dos preços no mercado grossista nas tarifas de energia elétrica, em particular nas tarifas de Acesso às Redes, que incorporam os CIEG associados à produção com remuneração garantida³. Por esse motivo, nos últimos três anos tem dedicado especial atenção à monitorização em contínuo destes preços, bem como do seu impacto nos preços finais para os consumidores e nos custos das empresas reguladas, nas suas condições de financiamento e no seu equilíbrio económico-financeiro. Deste exercício contínuo de monitorização dos preços, decorreram os três processos de fixação excecional das tarifas em 2022, 2023 e o presente processo, referente a 2024, para além das revisões trimestrais da tarifa de Energia, no âmbito do mecanismo de adequação dessa tarifa às condições de mercado.

Contudo, os desvios significativos nos proveitos a recuperar pelas tarifas de Acesso às Redes, que têm resultado da recorrente volatilidade nos preços nos mercados grossistas de eletricidade⁴, apenas podem ser corrigidos, no atual quadro regulamentar, com algum desfazamento temporal, através de uma fixação excecional das tarifas ou, alternativamente, através de ajustamentos a repercutir nos proveitos do ano seguinte.

No primeiro caso, o intervalo de tempo para realizar fixações excecionais das tarifas de Acesso às Redes já se encontra reduzido para o mínimo razoável, face aos procedimentos envolvidos. Ainda assim, neste exercício de fixação excecional antecipa-se a entrada em vigor das novas tarifas em um mês, comparativamente com as fixações excecionais dos dois anos anteriores. No caso dos ajustamentos anuais, ao englobar desvios de um período alargado, os montantes podem ser de tal modo avultados, como os que se verificaram nos últimos dois anos, que se corre o risco de criar fortes pressões tarifárias nos anos em que são repercutidos e, eventualmente, gerar dívida tarifária para controlar esses efeitos.

³ Entre 35% e 45% da energia elétrica consumida em Portugal em 2024 ainda tem origem em produtores com remuneração garantida, cujo diferencial entre os custos de aquisição a esses produtores e as receitas de venda da energia elétrica produzida por esses produtores no mercado grossista é repercutido nas tarifas de acesso, nos termos da legislação em vigor.

⁴ Na sua previsão para as tarifas de 2024, a ERSE usou como previsão os preços dos mercados futuros para os primeiros dois trimestres de 2024. Mesmo para estas maturidades de curto prazo, os desvios foram da ordem de 50%.

Assim, a ERSE irá a curto prazo colocar em consulta pública uma proposta de alteração do mecanismo de revisão trimestral das tarifas, de modo a permitir ajustar, em simultâneo e de forma automática, as tarifas de Energia e as tarifas de Acesso às Redes. O mecanismo atuará em base trimestral quando existirem desvios tarifários relevantes, permitindo uma atualização gradual das tarifas de Acesso às Redes e das tarifas de Energia, que poderá dispensar os processos, mais demorados, de fixação excecional de tarifas. Na preparação deste mecanismo, a ERSE terá naturalmente em conta o princípio da estabilidade tarifária⁵, considerando nomeadamente as expectativas dos consumidores, pelo que a sua atuação ocorrerá em resposta a alterações de circunstâncias que gerem desvios tarifários relevantes e dificilmente acomodáveis nas tarifas de anos subsequentes.

A par com estas alterações e de modo a promover, por um lado, a estabilidade tarifária nas tarifas de acesso às redes e na tarifa de energia do CUR e por outro, a minimização dos desvios associados, a ERSE irá promover a concretização atempada e em volumes adequados, de leilões de aprovisionamento a prazo do Comercializador de Último Recurso (CUR) e de colocação da produção com remuneração garantida (PRG).

2.2 HARMONIZAÇÃO DE PRAZOS ENTRE RRC E RT

A respeito do comentário formulado pelo CT sobre o eventual desalinhamento de prazos previstos no Regulamento de Relações Comerciais (RRC) e no Regulamento Tarifário (RT), importa circunstanciar que, nos termos do n.º 3 do artigo 68.º do RRC, o comercializador deve enviar, de facto, as novas condições contratuais por si praticadas ao cliente com uma antecedência mínima de 30 dias relativamente à data em que passem a aplicar-se. Não obstante, cabe lembrar que estas condições dizem respeito àquelas que dependem apenas da sua estrita atuação comercial, referindo-se, de forma simplificada, à componente da energia dos preços integrais que pratica, o que, de resto, justifica o dever de, a título informativo, segregar as condições de acesso às redes na fatura ao cliente final (por ser esta componente independente do comercializador).

Contudo, o prazo a que se refere o RRC, nesta situação em particular, vem afetar essencialmente os comercializadores em regime de mercado, importando ressaltar que, existindo já nas condições gerais dos contratos remissão expressa para alterações que decorram de decisões regulatórias da ERSE, a questão da comunicação de prazos inferiores a 30 dias fica salvaguardada.

⁵ Consagrado no artigo 207.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, e no artigo 4.º do RT.

Esta situação está igualmente respaldada pelo n.º 5 do artigo 68.º do RRC, que estabelece que, existindo previsão contratual expressa, no caso de variações de preço que decorram da mera alteração das tarifas de acesso às redes ou das tarifas de venda a clientes finais aplicáveis ao comercializador de último recurso, aprovadas pela ERSE, os deveres de informação consideram-se cumpridos com a explicitação da alteração ocorrida e sua repercussão no preço final na primeira fatura que o aplique.

Face ao exposto, a ERSE considera que não existe uma incoerência entre o RRC e o RT, dado que, as alterações de preços decorrentes da aplicação das tarifas de acesso às redes podem a todo tempo ser refletidas, bastando a previsão contratual que expressamente refira que o preço inclui as tarifas de acesso às redes, sendo esta uma parcela a aprovar pela ERSE.

Sendo as tarifas de acesso às redes uma parcela independente dos preços fixados pelo comercializador e uma parcela que afeta todas as ofertas de forma não discriminatória, é discutível a obrigação de variação de preços da energia de forma sincronizada com as tarifas de acesso às redes.

No que se refere à alteração dos prazos de aprovação da decisão anual de fixação das tarifas e preços de energia, de notar que, atualmente, esta decisão carece de alteração regulamentar. A antecipação do prazo de decisão apresenta vantagens, ao nível da antecipação da informação ao mercado, que se reconhece, mas também apresenta inconvenientes. Desde logo, impede a utilização dos dados mais recentes, conforme também é sugerido pelo CT, obrigando igualmente a adaptar os calendários do processo de consulta ao CT. Este tema poderá ser reapreciado numa próxima revisão regulamentar.

3 PREVISÃO E INSTRUMENTOS QUE INFLUENCIAM A FIXAÇÃO TARIFÁRIA

3.1 EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA E DAS OUTRAS *COMMODITIES*

Em linha com a preocupação manifestada pelo CT, no que respeita à monitorização dos custos de energia que se têm verificado nos mercados grossistas de energia elétrica, a ERSE promoveu a presente fixação excecional das Tarifas de energia elétrica de junho a dezembro de 2024, em consequência do desajustamento dos preços de energia elétrica subjacentes às tarifas para 2024, definidas em dezembro de 2023, que não refletiam a redução significativa, entretanto ocorrida. Como salientado pela ERSE na fixação de tarifas para o ano de 2024, dada a volatilidade e incerteza da evolução dos preços das *commodities*, antevia-se a possibilidade de uma atualização excecional das suas previsões dos preços durante o ano de 2024.

De modo a aumentar o grau de confiança nas estimativas dos preços das principais *commodities*, a ERSE opta por atualizá-los até 30 de abril (preços reais e futuros) e, consequentemente, por rever os proveitos permitidos para o ano de 2024, subjacentes às tarifas de Acesso às Redes e de Energia que vigorarão a partir de junho de 2024, face ao apresentado na sua proposta de 17 de abril de 2024. Verificou-se que entre a referida proposta e a presente data, a redução dos preços das principais *commodities*, face ao estimado em dezembro de 2023, poderá ser ligeiramente menos acentuada. Deste modo, enquanto que na proposta, com os preços atualizados até 10 de abril, o preço médio anual de energia elétrica no mercado grossista previsto para 2024 era de 42,3 EUR/MWh, com a presente atualização até 30 de abril, esse preço sobe para 46,0 EUR/MWh. Esta subida não é justificada pela atualização dos preços reais verificados até 30 de abril, mas pelos preços dos produtos futuros para os restantes meses do ano de 2024, que observaram uma subida.

Complementarmente, como referido no ponto 2.1, a ERSE encontra-se a preparar uma alteração do mecanismo de revisão trimestral das tarifas, de modo a permitir atualizações em base trimestral das tarifas de Energia e das tarifas de Acesso às Redes. Este mecanismo permitirá formalizar, em termos regulamentares, os processos de monitorização dos preços de energia elétrica nos mercados grossistas referidos no parecer do CT, bem como a correspondente atuação nas tarifas de forma a minimizar ajustamentos ou a necessidade de criação de dívida em exercícios tarifários seguintes.

3.2 PREÇO DE VENDA DA PRG ADQUIRIDA PELO AUR

No seu parecer, o CT reconhece que na proposta apresentada, a ERSE atualizou a parcela referente ao decréscimo do preço de venda da produção com remuneração garantida (PRG) em relação ao preço médio de mercado, mas sinaliza que o valor considerado se encontra muito abaixo dos valores históricos de 2021 e 2022, bem como do que foi apurado na informação real de 2023 pela SU Eletricidade. O quadro seguinte apresenta um resumo dos valores citados no parecer do CT, tendo sido acrescentada a informação da percentagem da parcela de decréscimo do preço de venda da PRG relativamente ao preço médio de mercado.

Quadro 3-1 – Preço médio de eletricidade no mercado grossista e parcela de decréscimo do preço de venda da PRG

		Unid: EUR/MWh				
		2021 real	2022 real	2023 real	T2024 Dez2023	T2024 Mai2024
(1)	Preço médio de colocação da PRG em mercado	96,2	149,9	75,0	83,4	35,8
(2)	Preço médio de mercado	112,0	167,9	88,3	88,3	42,3
(3)=(1)-(2)	Decréscimo do preço de venda da PRG	-15,8	-18,0	-13,3	-4,9	-6,5
(3)/(1)	% decréscimo preço de venda da PRG	-14,1%	-10,7%	-15,1%	-5,5%	-15,4%

Nota: Os valores dos desvios apresentado pelo CT para 2021 e 2022 não são comparáveis com os desvios apresentados para os anos de 2023 e 2024, uma vez que incorporam o desvio relativo aos leilões da PRE, que inclui o apuramento do resultado do OMIP.

O comentário efetuado pelo CT baseia-se na comparação dos valores em EUR/MWh. No entanto, tem de ser realçado que esta parcela depende de inúmeros fatores, em particular do perfil horário de produção da PRG adquirida e do perfil horário dos preços do mercado grossista. Estes preços variam ao longo do tempo, pelo que a evolução da parcela referente ao decréscimo do preço de venda da PRG em relação ao preço médio de mercado não deveria ser avaliada apenas em valor absoluto, em EUR/MWh, mas sê-lo igualmente e preferencialmente em termos relativos face ao preço médio ocorrido no mercado.

Nesse sentido, o quadro anterior mostra que, em termos relativos, o decréscimo do preço de venda da PRG considerado pela ERSE para 2024 (-15,4% do preço médio de mercado) está acima dos valores históricos de 2021 a 2023, cuja média é de -13,3% do preço médio de mercado. Adicionalmente, a avaliação desta parcela de decréscimo do preço de venda da PRG não pode ser efetuada em períodos parcelares do ano, nomeadamente naqueles onde a volatilidade dos preços é maior devido à existência de muita produção renovável, como acontece por exemplo no 1.º e 2.º trimestres.

Face ao exposto, considera-se que a proposta submetida ao CT permite dar resposta à preocupação manifestada por este Conselho no seu comentário relativo ao decréscimo do preço base de venda da PRG. No entanto, a ERSE mantém algumas reservas sobre a representatividade do ocorrido entre 2021 e 2023 para a evolução futura do perfil de venda da PRG, em especial face à transformação que está a ocorrer a nível Ibérico do *mix* de produção de energia elétrica com origem renovável, optando por manter um valor acima da média histórica em termos relativos. Esta incerteza justifica também a manutenção por parte da ERSE da monitorização da evolução da venda de PRG no mercado grossista.

Por último, refira-se que devido à atualização em alta do preço médio de mercado, entre a proposta e a decisão final, a previsão para 2024 do valor para o decréscimo do preço base capturado pela PRG foi

igualmente atualizado, para -7,1 EUR/MWh, por forma a manter a relação percentual (face ao preço médio de mercado) da proposta enviada ao CT.

3.3 LEILÕES DE APROVISIONAMENTO DO CUR E DE VENDA DA PRG ADQUIRIDA PELO AUR

Em resposta ao parecer do CT à proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2024, a ERSE reconheceu o interesse manifestado pelo CT de se poder ter, dentro do possível, a maior base de aprovisionamento do CUR estabelecida em mercado a prazo e, como tal, com maior imunização aos riscos de variabilidade de preço de mercado – o que confere maior previsibilidade ao exercício de fixação de tarifas. Neste contexto, cabe mencionar que, no caso específico do CUR, a programação dos leilões de colocação a prazo foi plenamente retomada em 2023, sendo que se aumentou a profundidade dessa colocação, com o envolvimento de maturidades progressivamente mais longas.

Ainda assim, pese embora a retoma do programa de contratação a prazo do CUR, cabe mencionar que os leilões em causa preveem a utilização de produtos padronizados com entrega na área portuguesa ou na área espanhola de preço, em mercado regulamentado – vulgo, OMIP. Consequentemente, a alocação em leilão de quantidades de energia para aprovisionamento da carteira de clientes pelo CUR está intrinsecamente relacionada com a liquidez e as condições daquele referencial de mercado, devendo sublinhar-se que, por força, entre outras condições, de uma regulamentação financeira exigente na constituição de colaterais e da própria atuação do mecanismo excecional e temporário de ajustamento dos custos de produção no MIBEL (mecanismo MIBEL), os níveis de liquidez têm sido diminutos e, até, decrescentes no último triénio.

Por sua vez, as condições de funcionamento do mercado a prazo disponível no contexto nacional, marcado por reduzida liquidez, condiciona a própria formação do preço de colocação a prazo, que não poucas vezes apresenta uma internalização de condições de preço de curto prazo, adicionando volatilidade ao aprovisionamento a prazo.

Por outro lado, reitera-se a importância de ter presente que os produtos com liquidez no mercado a prazo que serve de referência para Portugal são produtos de carga base e que se deve evitar que o CUR possa ter que atuar como um agente que arbitra preços no mercado – desfazendo eventuais posições longas a preço que pode, e, com elevada probabilidade assim acontece, ser diferente do que se refere à aquisição, o que não contribui para a desejada estabilidade do preço final e aprovisionamento. Como consequência desta circunstância de desenho de produtos disponíveis (com liquidez) e de perfil de atuação desejado para o

CUR (ausência de risco volume), as intervenções programadas para os leilões de aquisição de energia não se podem afastar do volume mínimo de consumos abastecidos, para assim se conformar a existência de produtos de carga base com ausência de risco volume.

Já no que se refere à colocação da energia proveniente da PRG em referencial a prazo, além das condições atrás mencionadas a respeito da estrutura do mercado a que se recorre nos leilões do CUR, importa adicionar a especial complexidade colocada pela vigência do mecanismo MIBEL teve na formulação de expectativas e estratégias de atuação dos diferentes agentes de mercado que possam estar interessados em serem tomadores daquela energia. Com efeito, importaria retomar a programação de colocação a prazo de PRG com condições mais estabilizadas de funcionamento do mercado a prazo, que permitam endereçar a complexidade de fazer conciliar um diagrama de produção que se afasta das condições de carga base com uma contratualização mais provável neste último referencial (produtos de mercado com liquidez são os de carga base) e com as condições de colateralização a que se vincula o mercado regulamentado.

Assim, reiterando a ERSE o alinhamento conceptual com o comentário formulado pelo CT, importa circunstanciar que se prevê a retoma da colocação a prazo da PRG, em moldes que melhor se adaptem ao contexto e conjuntura do mercado elétrico como este hoje se apresenta. A ERSE expressa ao CT que pretende efetuar uma discussão sobre a revisão do modelo de colocação a prazo da PRG em 2024, promovendo o seu lançamento ainda no final do primeiro semestre deste ano ou, quando muito, no início do segundo semestre.

3.4 MEDIDAS DE CONTENÇÃO TARIFÁRIA

3.4.1 RECEITAS COM LICENÇAS DE CO₂ TRANSFERIDAS PARA O SEN

No que respeita às medidas de contenção tarifária (MCT) para 2024⁶, as transferências de receitas geradas com os leilões de CO₂ para o Sistema Elétrico Nacional (SEN)⁷ foram atualizadas em relação à proposta de fixação excecional de tarifas submetida ao CT a 17 de abril de 2024, em resultado da atualização do preço

⁶ De acordo com o Despacho n.º 11035/2023.

⁷ Ao abrigo do Decreto-Lei n.º 12/2020, de 6 de abril.

médio dessas mesmas licenças. Na referida proposta, o preço médio das licenças de emissão de CO₂ era de 60,1 EUR/ton e com a atualização dos preços até 30 de abril, o preço médio sobe para os 64,2 EUR/ton.

No que se refere ao número de licenças de CO₂ que se prevê leiloar em 2024, não foi possível acolher a recomendação do CT, dada a dificuldade de efetuar nova estimativa com base na informação disponível à data.

3.4.2 RECEITAS COM GARANTIAS DE ORIGEM PREVISTAS PARA 2024

A respeito desta MCT, o CT assinala que os leilões de garantias de origem ocorridos entre janeiro e março de 2024 originaram receitas inferiores às que estão implícitas nas tarifas de 2024 em vigor. Embora se reconheça a existência de um potencial desalinhamento do montante de receitas com garantias de origem previsto para 2024, caso fosse feita uma extrapolação para todo o ano das receitas obtidas nestes primeiros leilões de 2024, a ERSE optou por não atualizar esta variável face à grande volatilidade existente nos preços do mercado grossista e à incerteza nos resultados dos leilões de garantias de origem seguintes, o que impede que, com segurança, possa ser feita uma melhor estimativa para as receitas com garantias de origem para todo o ano de 2024.

4 PROVEITOS PERMITIDOS

4.1 AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2023

4.1.1 ATIVIDADE DE CVEE PRE DO CUR

Apesar da redação atual do RT estabelecer a data de 15 de maio como prazo para envio das contas reguladas e auditadas e a data de 15 de outubro para a inclusão do ajustamento definitivo nas contas reguladas, no seu parecer o CT recomenda que se aproveite a fixação excepcional das tarifas de 2024 para integrar os valores definitivos dos ajustamentos de 2023 das empresas que tenham antecipado esse envio até à data de fecho desse parecer. Uma vez que esta recomendação origina um tratamento discriminatório de atividades reguladas, tendo em conta que apenas a SU eletricidade antecipou o reporte dessa informação, a ERSE opta por não acolher a recomendação no cálculo dos proveitos permitidos subjacentes à fixação excepcional de tarifas publicada a 15 de maio.

A este respeito, salienta-se que o procedimento de fixação excecional de tarifas, previsto nos artigos 208.º e 209.º do RT, permite à ERSE rever as tarifas anteriormente fixadas e que tal atuação está na dependência funcional de “no decorrer de um determinado ano o montante previsto de proveitos resultantes da aplicação de uma ou mais tarifas reguladas nesse ano se afastar significativamente do montante que serviu de base ao estabelecimento das referidas tarifas, pondo em risco o equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas no curto prazo”. Ou seja, tal procedimento serve para atenuar avultadas diferenças entre a realidade económica concretizada e aquela que fora prevista. Nestes termos a ERSE não tem necessariamente de antecipar decisões que só tomaria ulteriormente nos prazos relativos à aprovação de tarifas para 2025.

Adicionalmente, o CT refere ser útil que, no caso de a ERSE não considerar oportuno refletir os referidos ajustamentos definitivos de 2023 nesta fixação excecional das tarifas, os valores desses ajustamentos sejam explicitados no documento final com indicação de que serão futuramente integrados no cálculo das tarifas de 2025, de modo a que as empresas reguladas possam ceder esse valor a terceiros, garantindo assim o seu equilíbrio económico-financeiro.

Em face deste comentário do CT, os valores dos ajustamentos das atividades de CVEE de 2023 da SU Eletricidade, que se estimam repercutir nas tarifas de 2025, foram quantificados e explicitados no subcapítulo 3.1.1 do documento “Tarifas e preços para a energia elétrica de junho a dezembro de 2024 – fixação excecional”.

4.1.2 ATIVIDADE DE CVAT DO ORD

O CT recomenda a inclusão de um ajustamento provisório das MCT ao nível dos proveitos das empresas reguladas impactadas por estas medidas, de forma a suavizar o impacto das suas variações. Antes da entrada em vigor do atual RT⁸, a atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte (CVAT) do operador da rede de distribuição (ORD) era uma atividade exclusivamente de *pass-through*⁹ e, por esse motivo, não incluía rúbricas de custos ao nível da própria atividade que pudessem provocar desvios significativos, estando previsto apenas um ajustamento t-2, que permitia a incorporação dos desvios de

⁸ Aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, publicado na 2.ª Série do Diário da República n.º 146/2023, de 28 de julho de 2023.

⁹ Atividade que, através da aplicação de uma ou mais tarifas, recupera os proveitos permitidos de outras atividades que se encontram a montante da cadeia de valor. Esses proveitos permitidos de outras atividades internalizam os respetivos ajustamentos, como era o caso dos ajustamentos t-1 da atividade de CVEE da PRE do CUR, onde se incluíam no passado os ajustamentos das medidas de contenção tarifária.

faturação relativos à aplicação das tarifas de Uso Global do Sistema pelo ORT ao ORD e pelo ORD aos consumidores.

Com a inclusão das MCT diretamente ao nível dos proveitos da atividade de CVAT do ORD, face aos montantes avultados em causa e a alguma imprevisibilidade na sua concretização, a ERSE concorda com a necessidade de inclusão de um ajustamento t-1 nesta atividade, acolhendo a recomendação do CT, a considerar na revisão do RT referida no ponto 2.1.

4.2 PROVEITOS PERMITIDOS DE 2024

Os comentários do CT relativos ao nível de proveitos permitidos no ano de 2024 decorrem de aspetos já tratados noutros pontos deste documento, como sejam as opções tomadas para as MCT (ponto 3.4) e sobre o preço de venda da PRG (ponto 3.2). Adicionalmente, o CT refere que os desvios dos primeiros meses de 2024 ficam por repercutir nos ajustamentos dos exercícios tarifários dos anos seguintes. Sobre este aspeto importa esclarecer que uma parte destes desvios é já incorporada neste processo de fixação excecional de tarifas, uma vez que o cálculo dos proveitos e tarifas é efetuado em base anual e a aplicação das tarifas decorrerá num período inferior a um ano.

5 TARIFAS E PREÇOS

5.1 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

No seu Parecer, o CT indica que o racional para a determinação dos **coeficientes de alocação da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema** (UGS) não ficou suficientemente claro. Tratando-se de uma fixação excecional de tarifas a ERSE considerou que se deveriam minimizar alterações nos critérios de alocação dos CIEG.

Nos termos do n.º 3 do artigo 160.º do RT, os referidos coeficientes de alocação devem assumir, por norma, valores unitários. Isto corresponderá a alocar a parcela II da tarifa UGS dos ORD pelo sinal das redes, resultando assim num sinal de preço, em EUR/MWh, crescente entre os fornecimentos em MAT até

BTN¹⁰. Recorde-se que na decisão de Tarifas para 2024, tomada a 15 de dezembro, a adoção deste sinal de preço no valor incremental da parcela II da tarifa UGS dos ORD, face à Proposta de Tarifas e Preços apresentada em outubro de 2023, teria resultado numa variação tarifária da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTN incompatível com os objetivos de estabilidade tarifária assumidos pela ERSE na sua análise de sustentabilidade, cujo referencial foi sugerido pelo CT como um cenário relevante, no seu Parecer de novembro de 2023. A única alternativa para se implementar coeficientes de alocação de valor unitário, e mesmo assim preservar variações tarifárias em 2024 compatíveis com a análise de sustentabilidade apresentada, teria sido com a criação de dívida tarifária acima do valor apresentado na Proposta de Tarifas para 2024.

Em virtude desta circunstância, e face ao montante adicional de CIEG entre o momento da proposta e o da decisão, a ERSE, na Decisão de Tarifas para 2024, determinou os coeficientes de alocação, para esse montante adicional, que fossem os mais próximos possíveis dos valores unitários e que, simultaneamente, respeitassem os objetivos da análise de sustentabilidade. Isto resultou na combinação linear dos critérios de energia e do sinal das redes, com pesos de 12% e 88%, conforme corretamente sintetizado pelo CT. Na Fixação Excecional de Tarifas para 2024, preserva-se esta combinação linear, com pesos de 12% e 88%, respetivamente, para o valor adicional (face ao montante previsto a 15 de dezembro) na parcela II da tarifa UGS dos ORD.

O CT instou ainda a ERSE a continuar a efetuar as necessárias revisões tarifárias, de forma a minimizar os desvios tarifários a repercutir em anos posteriores. O novo mecanismo de atualização das tarifas de Acesso às Redes e de Energia, a discutir brevemente em consulta pública, referido no ponto 2.1, deverá contribuir para a prossecução desta recomendação do CT.

De igual modo, a prevista revisão do modelo de colocação a prazo da PRG, indicada no ponto 3.3, ao permitir a concretização atempada e em volumes adequados de leilões de colocação da PRG, contribuirá também para a minimização dos desvios e a estabilidade das tarifas de acesso às redes.

¹⁰ A alocação entre estes níveis de fornecimento refletirá assim a estrutura do preço médio do somatório das tarifas de Uso da Rede de Transporte e de Uso da Rede de Distribuição, bem como da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema.

5.2 TARIFA DE ACESSO ÀS REDES POR ÉPOCAS

Em relação à **opção por épocas das tarifas de Acesso às Redes em MAT, AT e MT**, o CT remete para as observações que constam do seu parecer sobre a Proposta de Tarifas e Preços para 2024. Nesse parecer, de 15 de novembro de 2023, o CT levanta a questão sobre a possibilidade de considerar, na área de rede A, que a totalidade das horas de ponta ocorram no final do dia, o que garantiria a continuidade das horas de ponta para cada dia e a deslocação das horas de ponta para fora das “horas solares”. Conforme resposta da ERSE, de 15 de dezembro, os períodos horários foram definidos com base num estudo técnico, apresentado no âmbito da Consulta Pública n.º 101, relativa à Reformulação do RT do Setor Elétrico, sendo que se pretende visitar essa análise no futuro, em particular quando passar a existir um novo histórico de informação que não esteja contaminado por eventos extraordinários, como foi o período pandémico e o período da crise energética. Por outro lado, a ERSE tem defendido que os períodos horários da nova opção tarifária da tarifa de Acesso às Redes, em particular nas horas de ponta, devem ser orientados para o sinal das redes e não diretamente para o comportamento da curva de preços de energia elétrica no mercado grossista¹¹. Do ponto de vista da reflexão dos custos do sistema elétrico, a tarifa de rede deve refletir os custos de utilização da rede, enquanto a componente de energia deve estar orientada para o custo de aprovisionamento da energia elétrica. Esta última componente pode revelar comportamentos muito distintos, desde geração renovável na instalação de utilização, com custos marginais nulos, até à curva horária de preços que resulte do mercado grossista.

5.3 TARIFA DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEL ÀS INSTALAÇÕES DE CONSUMO QUE OBTENHAM O ESTATUTO DO CLIENTE ELETROINTENSIVO

No seu Parecer, o CT menciona que, ao contrário do verificado em 2023, os CIEG em 2024 apresentam encargos a suportar pelos clientes afetos aos vários níveis de tensão. O CT manifesta a sua apreensão perante a não aplicação das medidas de redução de encargos às instalações de clientes que obtenham o “Estatuto do Cliente Eletrointensivo”, por via da não aprovação pela Comissão Europeia, e insta a ERSE a diligenciar junto do Governo para que seja obtida a necessária aprovação junto da Comissão Europeia.

¹¹ Neste contexto, interpreta-se a expressão de “horas solares” como as horas com preços grossistas mais reduzidos em função de uma maior presença de energia solar.

A obtenção do “Estatuto do Cliente Eletrointensivo” depende do cumprimento cumulativo dos requisitos e obrigações estabelecidos no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, e na Portaria n.º 112/2022, de 14 de março, nomeadamente no que se refere à aprovação da Comissão Europeia (artigo 19.º da referida portaria).

A ERSE compreende as preocupações manifestadas pelo CT e, no quadro das suas competências, tem contribuído para a clarificação da medida de redução de encargos sujeita à aprovação por parte da Comissão Europeia.

6 FINANCIAMENTO DA TARIFA SOCIAL PELO CUR

O CT regista que na fixação excecional de tarifas para 2024 não foram incorporados os valores reais e atualizados do custo do financiamento da tarifa social. No entanto, importa esclarecer que os valores publicados na Diretiva n.º 14/2024, de 8 de maio, são valores previsionais sujeitos a revisão. Como referido no “Relatório da Consulta Pública n.º 119 sobre a Proposta de repartição do financiamento dos custos com a Tarifa Social em 2024”, apenas aquando da preparação do exercício tarifário de 2026 será conhecido o valor final a financiar pelo CUR relativo a 2024. Este valor dependerá, entre outros aspetos, da produção dos centros electroprodutores elegíveis e da faturação dos comercializadores. Assim, a diferença no valor anual final da contribuição a suportar pelo CUR será recuperada em sede de ajustamentos dos proveitos permitidos da atividade de comercialização do CUR, no exercício tarifário de 2026. Destaque-se ainda que, em exercícios posteriores, a definição da repartição do financiamento ocorrerá em simultâneo com o processo ordinário de fixação de tarifas, o que permitirá mitigar o desvio identificado pelo CT neste processo relativamente ao montante do CUR.

7 COMENTÁRIOS ÀS RECOMENDAÇÕES FINAIS DO CT

Este último capítulo sumariza os comentários da ERSE às recomendações finais do CT, elencadas na parte III do seu Parecer, constituindo uma resposta sumária da discussão dos capítulos anteriores. No final de cada comentário é indicado o ponto deste documento que contém a respetiva discussão, se aplicável.

1. Desde o início da crise energética em 2021, que a ERSE efetua uma monitorização regular dos impactos nos proveitos das atividades reguladas, resultantes da variação do preço de eletricidade nos mercados grossistas. Desta monitorização resultaram três fixações excecionais de tarifas que permitiram evitar o avolumar de ajustamentos nos exercícios tarifários dos anos seguintes, ainda assim

sem que fosse possível evitar a criação de nova dívida tarifária no exercício de 2024. A ERSE pretende automatizar a monitorização, através da alteração do mecanismo de revisão trimestral das tarifas de Energia e de Acesso às Redes. (→ pontos 2.1 e 3.1)

2. No caso específico do aprovisionamento a prazo do CUR, a programação dos leilões de colocação a prazo foi plenamente retomada em 2023, sendo que se aumentou a profundidade dessa colocação, com o envolvimento de maturidades progressivamente mais longas. Existem, contudo, fatores que têm levado a uma liquidez reduzida e com tendência decrescente, nomeadamente a regulamentação financeira exigente na constituição de colaterais. No que respeita aos leilões de colocação a prazo da PRG, a ERSE prevê a sua retoma, em moldes que melhor se adaptem ao contexto e conjuntura do mercado elétrico como este hoje se apresenta, antevendo-se a discussão sobre a revisão do modelo de colocação a prazo da PRG durante o ano de 2024. (→ ponto 3.3)

3. A ERSE irá a curto prazo discutir em consulta pública a alteração do mecanismo de revisão trimestral das tarifas, de modo a permitir ajustar, em simultâneo e de forma automática, as tarifas de Energia e as tarifas de Acesso às Redes. O mecanismo atuará em base trimestral quando existirem desvios tarifários relevantes, permitindo uma atualização gradual das tarifas de Acesso às Redes e das tarifas de Energia, que poderá dispensar os processos, mais demorados, de fixação excecional de tarifas. (→ ponto 2.1)

4. Esta recomendação origina um tratamento discriminatório entre atividades reguladas, tendo por base a antecipação do reporte de informação por algumas empresas face aos prazos definidos no RT e a antecipação do cálculo do ajustamento definitivo. Neste contexto, a ERSE optou por não integrar a referida informação no cálculo dos proveitos permitidos subjacentes à fixação excecional das tarifas. Contudo, procurando acomodar a recomendação no quadro do RT, a ERSE quantificou e explicitou no subcapítulo 3.1.1 do documento “Tarifas e preços para a energia elétrica de junho a dezembro de 2024 – fixação excecional” uma estimativa dos valores dos ajustamentos aos proveitos permitidos de 2023 da empresa que antecipou o reporte da informação, que poderão vir a ser repercutidos nas tarifas de 2025. (→ ponto 4.1)

5. Com base na informação disponível à data da fixação excecional de tarifas, a ERSE optou por não atualizar o número de licenças de CO₂ que se prevê leiloar em 2024, não acolhendo desta forma a recomendação do CT relativa a este aspeto. (→ ponto 3.4.1)

6. A ERSE concorda com a necessidade de inclusão de um ajustamento t-1 na atividade de CVAT do ORD, onde são repercutidas as MCT, acolhendo a recomendação do CT, a qual se concretizará na próxima revisão do RT. (→ ponto 3.4.1)

7. Em termos relativos, o decréscimo do preço de venda da PRG considerado pela ERSE para 2024 (-15,4% do preço médio de mercado) está acima dos valores históricos de 2021 a 2023. No que respeita às receitas com garantias de origem referentes ao ano de 2024, embora se reconheça um potencial desalinhamento caso seja feita uma extrapolação para todo o ano dos resultados dos dois leilões ocorridos em 2024, a ERSE optou por não atualizar esta variável face à grande volatilidade existente nos preços do mercado grossista e à incerteza nos resultados dos leilões de garantias de origem seguintes. (→ ponto 3.2 e 3.4.2)

8. Apenas aquando da preparação do exercício tarifário de 2026 será conhecido o valor real a financiar pelo CUR relativo a 2024, tendo a ERSE optado por não alterar o montante atualmente incorporado nos proveitos da atividade de comercialização do CUR. Em exercícios posteriores, a definição da repartição do financiamento da tarifa social ocorrerá em simultâneo com o processo ordinário de fixação de tarifas, o que evitará a ocorrência do desvio identificado pelo CT neste processo relativamente ao montante a financiar pelo CUR. (→ ponto 6)

9. A ERSE compreende as preocupações manifestadas pelo CT relativas ao processo e prazo de implementação das medidas de apoio aos clientes eletrointensivos. No quadro das suas competências, a ERSE tem contribuído para a clarificação da medida de redução de encargos sujeita à aprovação por parte da Comissão Europeia. (→ ponto 5.3)

10. A ERSE considera que não existe uma incoerência entre o RRC e o RT quanto a prazos para comunicação de alterações contratuais relativas a preços, dado que, nos termos do RRC, as alterações de preços decorrentes da aplicação das tarifas de acesso às redes podem a todo tempo ser refletidas, bastando a previsão contratual que expressamente o estabeleça.

No que se refere à alteração dos prazos de aprovação da decisão anual de fixação das tarifas e preços de energia, de notar que, atualmente, esta decisão carece de alteração regulamentar. A antecipação do prazo de decisão apresenta vantagens, ao nível da antecipação da informação ao mercado, que se reconhece, mas também apresenta inconvenientes, por exemplo, na utilização dos dados mais recentes para a decisão. Este tema poderá ser reapreciado numa próxima revisão regulamentar. (→ ponto 2.2)