

COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE
A “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A
ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2024”

dezembro 2023

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	COMUNICAÇÃO	3
3	REGULAÇÃO E SUPERVISÃO	5
3.1	Processo de fixação tarifária.....	5
3.2	Operadores de Rede Exclusivamente em Baixa Tensão	6
3.3	Mercado livre	8
3.4	Faturas negativas.....	9
4	PREVISÕES E INSTRUMENTOS QUE INFLUENCIAM A FIXAÇÃO TARIFÁRIA	11
4.1	Previsão da procura em 2024.....	11
4.2	Compra e venda de energia no mercado grossista	12
4.2.1	Previsão do preço grossista em 2023 e 2024	12
4.2.2	Preço de venda da PRG.....	13
4.2.3	Custo médio de aquisição do CUR	14
4.3	Leilões do CUR e de venda da PRG	14
4.4	CIEG	16
4.5	Medidas de contenção tarifária.....	17
4.6	Sustentabilidade tarifária do SEN	18
5	PROVEITOS PERMITIDOS	19
5.1	Ajustamento definitivo de 2022	19
5.2	Ajustamento provisório de 2023	22
5.3	Metodologias para a determinação dos proveitos permitidos.....	24
5.4	Proveitos permitidos por atividade	27
6	TARIFAS E PREÇOS	29
6.1	Alocação dos CIEG por níveis de tensão e tipos de fornecimento.....	29
6.2	Nova opção tarifária da tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT	31
6.3	Tarifas de Acesso às Redes para a mobilidade elétrica.....	31
6.4	Tarifas de Acesso às Redes para as instalações de armazenamento	33
6.5	Tarifas aplicáveis aos operadores de rede exclusivamente em Baixa Tensão	34
6.6	Tarifa de referência de aquisição supletiva de eletricidade	37
7	FINANCIAMENTO DA TARIFA SOCIAL	39
8	COMENTÁRIOS ÀS RECOMENDAÇÕES FINAIS DO CT	41
8.1	Sobre a consistência de metodologias	41
8.2	Sobre a sustentabilidade do SEN	42

8.3	Recomendações adicionais.....	44
-----	-------------------------------	----

1 INTRODUÇÃO

Nos termos do n.º 4 do artigo 207.º do Regulamento Tarifário (RT) 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), no dia 16 de outubro de 2023, a “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica em 2024”, tendo o CT emitido parecer a 15 de novembro de 2023, dentro do prazo previsto no n.º 6 do artigo 207.º do RT.

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 em 2024.

As decisões tomadas neste processo de aprovação das tarifas e preços são devidamente justificadas através do documento “Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2024” e dos respetivos documentos complementares, 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 da ERSE aos comentários e recomendações constantes do parecer do CT à “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica em 2024”, as quais estão organizadas pelos temas abordados. Sobre os pontos do parecer do CT relativos a 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 838/2023, 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 a introduzida pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho.

2 COMUNICAÇÃO

COMUNICAÇÃO DOS IMPACTOS TARIFÁRIOS

Em linha com a sugestão apresentada pelo CT, foi incluído no pacote comunicacional um quadro com as variações tarifárias para todos os níveis de tensão nas Regiões Autónomas (RA). Efetivamente, a apresentação das variações tarifárias para baixa tensão normal (BTN), baixa tensão especial (BTE) e média tensão (MT), que correspondem aos níveis de tensão e tipos de fornecimento aplicáveis na Região Autónoma dos Açores (RAA) e na Região Autónoma da Madeira (RAM), já tinha sido efetuada no comunicado da fixação excecional de tarifas em junho de 2023.

CUSTOS DE TRANSPORTE E *HANDLING* DO GÁS NATURAL PARA A RAM

A justificação para a proposta de revisão do parâmetro associado ao “transporte e *handling*” de gás natural para a EEM encontra-se no subcapítulo 5.8.1.1 do documento “Proposta de Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2023 das Empresas Reguladas do Setor Elétrico”, no ponto “Proposta de revisão do parâmetro “Custos de Transporte e *handling*” do gás natural”. Pelo seu impacto potencialmente limitado ao nível dos proveitos permitidos do setor, a ERSE julgou ser suficiente incluir a justificação apresentada para a sua revisão apenas nesse documento, entendendo que a mesma não merece destaque comunicacional.

3 REGULAÇÃO E SUPERVISÃO

3.1 PROCESSO DE FIXAÇÃO TARIFÁRIA

A ERSE partilha as preocupações constantes no parecer do CT sobre os impactos da evolução dos preços de energia elétrica nas tarifas de energia elétrica, em particular nas tarifas de Acesso às Redes. Por esse motivo, tem dedicado especial atenção à monitorização destes preços, da qual decorreram os dois processos de fixação excecional das tarifas, ocorridos em julho de 2022 e de 2023, para além das revisões trimestrais da tarifa de energia, no âmbito do mecanismo de adequação dessa tarifa às condições de mercado.

Como salientado pela ERSE na proposta enviada ao CT, o exercício de previsão do preço de energia elétrica efetua-se num contexto bastante instável, decorrente da continuação da guerra na Ucrânia e do recente reacender do conflito israelo-palestiniano. Esta circunstância justificou que tenha ficado em aberto a possibilidade de ocorrer uma atualização das previsões desses preços até à publicação das tarifas a 15 de dezembro. As opções tomadas pela ERSE sobre os preços de energia nas tarifas publicadas a 15 de dezembro são explicitadas no ponto 4.2.1.

Durante o ano de 2024, a ERSE manterá a monitorização contínua dos preços grossistas de eletricidade e das demais *commodities*, bem como do seu impacto nos preços finais dos consumidores e nos custos das empresas reguladas, nas suas condições de financiamento e no seu equilíbrio económico-financeiro, e aplicará o quadro regulamentar em vigor, incluindo o mecanismo de atualização trimestral da tarifa de energia ou a fixação excecional de tarifas, permitindo, caso necessário, ajustar as previsões do preço de energia elétrica para o segundo semestre de 2024 às condições de mercado mais atuais.

Contudo, na ausência de um mecanismo de atualização com uma periodicidade previamente definida (à semelhança do que existe para a tarifa de energia), alerta-se para a dificuldade prática de realizar fixações excecionais das tarifas de Acesso às Redes em intervalos de tempo mais curtos (por exemplo, numa base trimestral), como sugerido no parecer do CT, desde logo pelos prazos envolvidos na preparação da proposta tarifária, na consulta ao CT por um período de 20 dias, na conclusão do processo pela ERSE e na publicação dos novos preços em tempo útil para que os vários agentes possam atualizar os seus sistemas e ofertas.

Por outro lado, importa relevar o princípio geral da estabilidade das tarifas, considerando nomeadamente as expectativas dos consumidores, o qual se encontra consagrado, quer no RT (artigo 4.º), quer no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual (artigo 207.º), pelo que a atualização das tarifas de Acesso às Redes ao longo do ano deverá ser, sempre, um procedimento extraordinário, de resposta a alterações de circunstâncias que gerem desvios tarifários relevantes, dificilmente acomodáveis nas tarifas anuais subsequentes.

Sem prejuízo, a ERSE procurará avaliar de que forma poderá tornar mais ágeis e eficazes estes processos, no âmbito do atual quadro regulamentar ou através da introdução de novos mecanismos.

3.2 OPERADORES DE REDE EXCLUSIVAMENTE EM BAIXA TENSÃO

A ERSE partilha da preocupação do CT com o acompanhamento do equilíbrio económico-financeiro das atividades dos operadores de rede exclusivamente em baixa tensão (ORD BT) e, para este efeito, tem procurado assegurar a concretização do processo de monitorização da situação económica e financeira destes operadores de menor dimensão. A E-Redes e a SU Eletricidade, desde o início da regulação económica, são diretamente regulados pela ERSE, contrariamente ao que sucede com os operadores exclusivamente em BT dada a sua dimensão inframunicipal, como sucede noutros Estado-membros da U.E. Ainda assim, a regulação económica (*maxime* a definição de tarifas da ERSE e, portanto, de receitas) é aplicável a estes operadores de reduzida dimensão. Em todo o caso, a ERSE já iniciou procedimentos regulamentares para que os ORD BT passem a reportar, anualmente, a esta entidade, informação detalhada que possibilite uma melhor caracterização desses operadores, tanto económico-financeira, como física.

No que concerne à informação económica e financeira, salienta-se que as contas estatutárias das entidades abrangidas pelo RT constituem a fonte primordial da informação que suporta o reporte determinado por este regulamento.

Atualmente, a organização jurídica dos operadores de rede exclusivamente em Baixa Tensão compreende oito Cooperativas, uma Junta de Freguesia e uma Pessoa Coletiva de Utilidade Pública de Base Associativa sem fins lucrativos, isto é, uma instituição enquadrável nas Entidades do setor não lucrativo (ESNL). A todas estas entidades é obrigatoriamente aplicável um normativo contabilístico para a organização e elaboração das respetivas contas. Nas cooperativas e na ESNL, é aplicável o Sistema de Normalização Contabilística (SNC) por força do disposto na alínea e) e na alínea g) do Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 158/2009, de 13

julho), respetivamente. Nesta última entidade, é especificamente aplicável a Norma Contabilística e de Relato Financeiro para as Entidades do Sector Não Lucrativo (NCRF-ESNL), aprovada pelo Decreto-Lei n.º 98/2015, de 2 de junho. No que se refere à junta de freguesia é aplicável o Sistema de Normalização Contabilística das Administrações Públicas (SNC-AP), por força do disposto no n.º 1 do Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 192/2015, de 11 de setembro, sem prejuízo da opção de aplicação do regime simplificado previsto na Portaria n.º 218/2016, de 9 de agosto.

Pelo exposto, verifica-se que todos os operadores de rede exclusivamente em Baixa Tensão dispõem de referenciais de normativos contabilísticos para a elaboração das suas contas estatutárias que suportam a consistência e a conformidade dos seus sistemas de informação, garantindo assim o cumprimento das características adequadas para a informação económica e financeira.

Neste contexto, o processo de revisão regulamentar de 2023 do setor elétrico (Consulta Pública n.º 113 ³) incluiu a introdução no RT da Secção VI e do artigo 189.º, relativos à informação periódica a fornecer à ERSE pelos ORD BT.

Refira-se que esta alteração regulamentar implicará a elaboração e definição de normas complementares de reporte para estes operadores, à semelhança do que ocorre para a generalidade dos operadores e atividades reguladas.

Acresce que a informação económica e financeira a reportar nos termos do artigo 189.º do RT terá que estar certificada por uma entidade independente, de modo a assegurar a sua conformidade e consistência. Naturalmente, a ERSE irá procurar assegurar que esses operadores desenvolvam procedimentos que permitam uma adequada segmentação da informação estatutária em informação regulatória para caracterização das atividades de distribuição e comercialização exclusivamente em BT, o que subentende mecanismos de controlo interno que garantam uma correta alocação dos dados económicos e financeiros, às atividades de distribuição e comercialização exclusivamente em BT.

No que respeita aos pedidos de informação referentes ao cálculo da tarifa de Acesso às Redes aplicáveis aos ORD BT, o regulador reconhece que a recolha de informação se deve iniciar mais cedo do que no ano 2023, para se garantir em 2024 a recolha da informação de todos os ORD BT.

³ [Consulta Pública n.º 113](#).

No que respeita ao processo de definição de parâmetros de regulação para as atividades de CUR exclusivamente em BT, reitera-se que a sua ponderação está dependente da concretização do processo de monitorização da situação económica e financeira destas entidades. O reporte de informação que sustenta a ação da ERSE terá início em 2024, com reporte da informação relativa ao exercício económico de 2023. Portanto, a análise das especificidades técnicas da atividade de CUR carece da concretização destes elementos, desejavelmente até ao final de 2025, que marca a data de definição dos parâmetros do próximo período regulatório.

3.3 MERCADO LIVRE

A ERSE partilha do entendimento acerca da necessidade de prevenção de situações de desigualdade concorrencial, facto que a ERSE tenta mitigar, por um lado, através da monitorização e supervisão continuada do funcionamento do mercado retalhista, nomeadamente através da análise das ofertas promovidas pelos comercializadores, e por outro lado, através da adequação trimestral da tarifa de energia às condições de mercado.

A respeito do funcionamento de mercado, é importante sublinhar que o comercializador de último recurso, ainda que atue como comercializador no mercado de energia elétrica, não é, em conceito, um agente em concorrência em mercado, ainda que, por via legislativa se tenha facilitado o processo de contratação para clientes com potência contratada até 41,4 kVA, nem deve ser entendido como uma referência absoluta para a estruturação da oferta comercial dos comercializadores em mercado, sobretudo nos parâmetros que não se referem apenas ao preço praticado. Neste particular, importa ainda salvaguardar que o fornecimento pelo CUR deve ser entendido como uma solução de último recurso, como o próprio nome indica e a legislação consagra, que tem como corolário o facto de o regresso ao fornecimento pelo CUR ser contingente e não inteiramente livre como sucede no regime de mercado.

Importa ainda mencionar e sublinhar a situação de excecionalidade ocorrida no final de 2021 e em 2022, no âmbito da crise energética que ocorreu nesse período, que não pode ser entendido como um quadro de regular desenvolvimento das dinâmicas de mercado. Na mesma linha, o pacote de medidas excecionais adotado pela ERSE no segundo semestre de 2021 procurou preservar o património concorrencial do mercado livre, o que se pode considerar ter sido bem-sucedido pela reduzida saída de agentes num contexto tão adverso, sobretudo quando esta realidade é contrastada com o ocorrido noutros mercados europeus.

A ERSE reconhece que o estabelecimento de TTVCF desajustadas poderão impactar no equilíbrio financeiro dos comercializadores em regime de mercado. Para a definição de TTVCF continuamente ajustadas, a ERSE tem utilizado, nos últimos exercícios tarifários, os instrumentos de adequação do nível tarifário de que dispõe. Nomeadamente, no ano 2022, a monitorização dos mercados energéticos resultou em alterações tarifárias a cada três meses, com atualizações trimestrais em abril e outubro de 2022 e uma fixação excecional de tarifas em julho de 2022. Em 2023, a monitorização dos mercados energéticos resultou numa atualização trimestral em abril de 2023 e numa fixação excecional de tarifas em julho de 2023.

Da mesma forma, a ERSE manterá a avaliação e monitorização contínua das condições de mercado, aplicando, sempre que o contexto assim o dite, a atualização da tarifa de energia prevista no mecanismo de monitorização trimestral da adequação da tarifa de energia ou, ainda, recorrendo à fixação excecional de tarifas.

3.4 FATURAS NEGATIVAS

Relativamente à fixação no passado de Tarifas de Acesso às Redes (TAR) negativas, o Conselho Tarifário, no seu parecer sobre a proposta de Tarifas e Preços de Eletricidade para 2024, de 15 de novembro de 2023, reconheceu “o efeito atenuador que a aprovação de TAR negativas em 2022 e 2023 teve para o conjunto dos clientes”, face ao “efeito muito penalizador que a crise energética colocou aos vários segmentos de consumo” (H.1.8).

Sem prejuízo de a proposta de Tarifas e Preços para a energia elétrica e outros serviços em 2024 já não refletir TAR negativas, o CT veio, à semelhança do parecer do ano anterior, propor à ERSE que, para evitar situação semelhante no futuro, “regulamente que sempre que a fatura de um consumidor e/ou cliente, qualquer que seja o nível de tensão e tipo de fornecimento, for negativa, a mesma seja considerada nula e o montante final da mesma reverta para o SEN” (C.7).

No passado, em face de comentário idêntico do CT, a ERSE colocou a consulta uma proposta, fundamentada à luz das normas aplicáveis, dos princípios gerais de fixação de tarifas e do relacionamento comercial entre os agentes, que projetava que o valor final faturado fosse nulo (e não negativo), fazendo criar um saldo favorável ao cliente junto do comercializador, que seria deduzido em faturas ulteriores que assumissem valores positivos. Fê-lo através da Consulta de Interessados n.º 11/2022, dirigida aos comercializadores de eletricidade a atuar no mercado livre e também ao Conselho Tarifário.

Conforme assinalado no ano transato, em resposta à recomendação do CT, face aos comentários recolhidos da consulta a interessados e ao parecer deste Conselho, que considerou que não existiriam condições para o projeto de decisão em apreço ser implementado, e não tendo a ERSE recebido qualquer sugestão de alternativa viável, não foram reunidas as condições para a adoção de solução que pudesse obviar à mencionada situação.

Não se verificando quaisquer circunstâncias de facto ou de direito que alterem o sentido referido, até pela razão de, ao contrário do ocorrido em 2022 e 2023, as TAR propostas para 2024 serem positivas, a ERSE considera que não estão reunidas as condições que justifiquem uma decisão inovatória a este respeito

4 PREVISÕES E INSTRUMENTOS QUE INFLUENCIAM A FIXAÇÃO TARIFÁRIA

4.1 PREVISÃO DA PROCURA EM 2024

Na construção do cenário de procura para as tarifas do setor elétrico a ERSE tem procurado utilizar fontes de informação consistentes e justificar os pressupostos metodológicos, no documento de caracterização da procura que acompanha a proposta tarifária todos os anos, tendo como base a informação disponibilizada pelos operadores da rede de transporte e de distribuição e o enquadramento económico nacional e internacional conhecido à data.

O exercício de previsão da procura para 2023 revelou-se de particular dificuldade devido à incerteza associada ao contexto energético internacional e macroeconómico e à aplicação das medidas de redução do consumo previstas no Regulamento (UE) 2022/1854 do Conselho, de 6 de outubro de 2022, relativo a uma intervenção de emergência para fazer face aos elevados preços da energia. O contexto particularmente incerto obrigou a ERSE a assumir uma abordagem cautelosa nesse exercício de previsão da procura sem, contudo, deixar de ser coerente com as projeções para a evolução da economia portuguesa.

Não obstante, a ERSE continuará a utilizar e atualizar todas as fontes de informação consistentes e disponíveis por forma a limitar impactos provocados por descontinuidades nas séries utilizadas.

De acordo com n.º 3 do Artigo 19.º do referido Regulamento, os Estados-Membros devem apresentar à Comissão Europeia um relatório sobre as reduções da procura alcançadas, bem como da execução das restantes medidas previstas no Regulamento.

Em Portugal, a Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) elaborou dois relatórios, “Council Regulation (EU) of 6 October 2022 on an emergency intervention to address high energy prices Monitoring obligations”^{4, 5}, publicados a 31 de janeiro e 30 de abril de 2023, respetivamente, e submetidos à Comissão Europeia.

⁴ [“Council Regulation \(EU\) of 6 October 2022 on an emergency intervention to address high energy prices Monitoring obligations” – 31st of January 2023.](#)

⁵ [“Council Regulation \(EU\) of 6 October 2022 on an emergency intervention to address high energy prices Monitoring obligations” – 30th of April 2023.](#)

A ERSE contribuiu para os referidos relatórios, que incluem uma avaliação do impacto na procura resultante da intervenção europeia de emergência para fazer face aos elevados preços da energia, assim como da evolução da eficiência no sistema elétrico, solicitada pelo CT.

De acordo com o relatório da DGEG de abril de 2023, o consumo médio de eletricidade verificado entre novembro de 2022 e março de 2023 apresentou um incremento de 0,75% face ao mesmo intervalo de meses do período de referência, o que evidencia uma divergência face ao estipulado pelo Regulamento (UE) 2022/1854. Esta evolução justifica em grande parte as diferenças no nível de consumo previsto pela ERSE nas tarifas de eletricidade para 2023 e os valores reais verificados.

Adicionalmente, observa-se no Quadro 4-1 que os consumos reais verificados entre os meses de abril a outubro de 2023 apresentam um desvio negativo de 1%, face aos consumos considerados no exercício de tarifas para 2023, corroborando que o pressuposto assumido pela ERSE, de manutenção dos consumos face a 2022, não foi conservador.

Quadro 4-1 – Comparação entre o consumo real e o consumo previsto para tarifas 2023 entre abril e outubro de 2023 ⁶

Mês	2023		Var. %
	Consumo Previsto Tarifas	Consumo Real	
abr	3 636	3 445	-5,3%
mai	3 677	3 663	-0,4%
jun	3 631	3 676	1,2%
jul	4 009	3 831	-4,4%
ago	3 696	3 734	1,0%
set	3 659	3 662	0,1%
out	3 742	3 777	0,9%
Total	26 051	25 789	-1,0%

Fonte: E-Redes, ERSE

4.2 COMPRA E VENDA DE ENERGIA NO MERCADO GROSSISTA

4.2.1 PREVISÃO DO PREÇO GROSSISTA EM 2023 E 2024

Na preparação da proposta tarifária para 2024, a ERSE considerou os preços reais e futuros de energia disponíveis até à data mais próxima da apresentação da proposta, em condições que permitissem a

⁶ As quantidades apresentadas no quadro estão no referencial de fornecimentos à saída da rede de distribuição.

conclusão do processo, face a um conjunto de outros determinantes que só são conhecidos poucos dias antes da proposta tarifária.

Naturalmente, a ERSE está ciente que os Custos de Interesse Económico Geral (CIEG) são altamente sensíveis aos preços grossistas de energia elétrica.

Face à potencial variação dos CIEG decorrente da incerteza existente nos mercados grossistas de eletricidade e gás, e em linha com a recomendação do CT, na versão definitiva das tarifas publicadas a 15 de dezembro, a ERSE considerou os valores mais recentes disponíveis dos preços grossistas de eletricidade, em que se consolidam as tendências de descida observadas nos preços das principais *commodities*, tendo atualizado as previsões para o ano de 2023 e 2024, com os preços ocorridos até 30 de novembro.

Adicionalmente, as rápidas alterações de contexto, que justificaram as revisões extraordinárias das tarifas em 2022 e em 2023, aconselham a que as previsões da ERSE para o preço de energia sejam suportadas em informações dadas pelos mercados grossistas para horizontes mais curtos. Neste sentido, as previsões da ERSE têm por base os preços nos mercados de futuros para as ofertas para o primeiro e o segundo trimestres de 2024, como explicitado no capítulo 3.2 do documento “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2024 das Empresas Reguladas do Setor Elétrico”.

No entanto, como referido no ponto 3.1, a monitorização da evolução dos preços de energia elétrica durante 2024 será efetuada, quer pelo mecanismo de monitorização trimestral, quer pela avaliação contínua de desvios excessivos que possam pôr em causa o equilíbrio económico e financeiro das empresas ou o bom funcionamento do mercado.

Sublinhe-se, ainda, que o exercício de previsão dos preços de energia considerados nos exercícios tarifários é muito complexo, particularmente em contextos de elevada volatilidade, como o atual. A título de exemplo, à data do Parecer do CT, a atualização de preços apontava para o seu aumento face aos considerados na proposta tarifária, implícito nos próprios comentários deste Conselho tendo por base a média dos preços futuros durante o mês de outubro, enquanto que as atualizações subsequentes, até 30 de novembro, passam a suportar uma previsão no sentido inverso.

4.2.2 PREÇO DE VENDA DA PRG

A ERSE toma em consideração o comentário do CT relativamente ao decréscimo do preço base de venda da produção com remuneração garantida (PRG), tendo tido em conta os valores reais ocorridos até

setembro de 2023, resultando numa aproximação ao valor real ocorrido em 2022. Desta forma, foi definido um valor para o decréscimo do preço base capturado pela PRG de -8,88 EUR/MWh em 2023.

. No entanto, a ERSE tem algumas reservas sobre a representatividade do ocorrido em 2022 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. Tal como para os preços de energia elétrica nos mercados grossistas, esta incerteza justifica a manutenção por parte da ERSE da monitorização da evolução da venda de PRG no mercado grossista ao longo do próximo ano.

4.2.3 CUSTO MÉDIO DE AQUISIÇÃO DO CUR

A ERSE toma em consideração o comentário do CT relativamente aos custos adicionais e ao acerto do preço base, tendo tido em conta os mesmos pressupostos de atualização utilizados para a PRG em 2023, resultando, igualmente, numa aproximação ao valor real ocorrido em 2022 e aos valores reais já ocorridos até setembro de 2023. Desta forma, foi definido um valor total de custos e acerto ao preço base de 11,19 EUR/MWh em 2023.

Face aos riscos referidos pelo CT, e em linha com o mencionado anteriormente, nas tarifas aprovadas a 15 de dezembro, a ERSE considerou os valores mais recentes disponíveis dos preços grossistas de eletricidade, tendo atualizado as previsões para o ano de 2023 e 2024, com base nos preços ocorridos até 30 de novembro.

4.3 LEILÕES DO CUR E DE VENDA DA PRG

A ERSE reconhece 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.

A este respeito, cabe sublinhar que o alinhamento da ERSE com esta filosofia de atuação é total, desde logo porque a metodologia hoje empregue de maior exposição ao preço a prazo decorre de proposta e implementação promovida pela ERSE.

Por outro lado, importa ter presente que os produtos com liquidez no mercado a prazo que serve de referência para Portugal são, essencialmente, produtos de carga base, daí decorrendo que, através de uma

colocação de volumes mínimos, se evite 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 contribuiria para a desejada estabilidade do preço final de aprovisionamento. Como consequência desta circunstância de desenho de produtos disponíveis (com liquidez) e de perfil de atuação desejado para o CUR (ausência de risco de 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 de volume.

Por fim, importa reconhecer que, em cenários de elevada volatilidade de preço de mercado grossista, sendo verdade que aumenta o interesse em maior cobertura a prazo, também daí decorre uma menor estabilidade da carteira de fornecimentos de todos os agentes e do CUR em particular. Como tal, a programação de quantidades resulta mais complexa e incerta, o que se deve considerar sempre e quando se avalia ou desenha a estratégia de aprovisionamentos a seguir.

No que se refere à colocação a prazo de energia proveniente de produção renovável que beneficia de remuneração em regime garantido ou bonificado (leilões de PRE, de forma simplificada), importa ter presente que o recente período de aplicação do mecanismo excecional e temporário aprovado pelo Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio, na sua redação atual (Mecanismo ibérico, na designação mais usual), cuja vigência formal conhecida à data se estende até 31 de dezembro de 2023, prejudica as condições de concretização dos designados leilões de PRE, pela circunstância de haver um regime específico de coberturas admissíveis para isenção no quadro do mecanismo ibérico, que não favorece as condições de participação da procura nestes leilões.

Neste sentido, e como já referenciado antes pela ERSE, importa considerar a retoma dos leilões de colocação da produção renovável num quadro de funcionamento do mercado grossista mais estável que o atual, desde logo também por condições de liquidez relativa dos referenciais a prazo, que, reconhecidamente, se deprimiram por ação do mecanismo ibérico.

Confirmando-se, como se espera, tais condições de maior estabilidade de mercado em 2024 no que a intervenções exógenas diz respeito, assim como de maior definição do desenho de mercado adotado para a eletricidade no âmbito europeu, estarão reunidas as condições para a retoma da prática da colocação a prazo dos volumes de energia proveniente da produção renovável de remuneração garantida ou bonificada.

4.4 CIEG

USO DE SUPERAVITS

A recomendação do CT no ponto II.G.3.7, no sentido da não aplicação imediata de superavits tarifários, baseados em previsões de preços, é de difícil compatibilização com o regime jurídico e regulamentar do setor. Enquanto que, no caso de previsões de preços que conduzam a défices tarifários, está previsto o instrumento de diferimento dos CIEG num período máximo de cinco anos ⁷, a implementar pela ERSE, não existe um instrumento análogo para superavits tarifários. Não obstante, a ERSE continuará a incorporar nas suas previsões e, conseqüentemente, nas suas tarifas, o risco de não concretização de superavits tarifários no futuro, designadamente no contexto da sua análise de sustentabilidade, cujos principais resultados passaram a ser divulgados externamente a partir do processo de tarifas de 2024. Finalmente, a ERSE procurará avaliar de que forma poderá incorporar estas preocupações, no âmbito do atual quadro regulamentar ou através da introdução de novos mecanismos.

CMEC

A ERSE partilha da preocupação manifestada pelo CT relativamente à indefinição das homologações das revisibilidades anuais em falta e seus efeitos nos procedimentos tarifário e regulamentar, bem como as conseqüentes implicações para as empresas envolvidas e para os consumidores. Tal como referido na resposta ao Parecer do CT à proposta de tarifas para 2023, a ERSE procedeu ao envio de uma carta ao membro do Governo responsável pela área da energia, a alertar para a importância de haver uma decisão para as homologações em falta.

Não obstante a ERSE continuar a executar diligências no sentido de obter uma resposta concreta para a resolução desta situação, caberá ao membro do Governo responsável pela área da energia tomar uma decisão quanto às homologações das revisibilidades anuais pendentes.

⁷ Artigo 208.º, n.º 8, do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual.

4.5 MEDIDAS DE CONTENÇÃO TARIFÁRIA

O cálculo tarifário anual tem por base a informação das contas reguladas reais e previsionais, reportada à ERSE nos termos definidos no RT, e toda a restante informação que contribui para esse cálculo, com origem para além das contas reguladas. Neste caso, encontram-se as medidas de contenção tarifária, que resultam de decisões legislativas.

A inclusão, no cálculo tarifário, dos montantes previstos para estas medidas de contenção tarifária reflete a informação transmitida pelos órgãos do Governo responsáveis por estas medidas. No âmbito das suas competências, a ERSE, sempre que necessário, diligencia junto dos órgãos Governamentais em matéria da sua responsabilidade pelas medidas aprovadas, para a efetiva transferência dos montantes previstos para o sistema elétrico nacional (SEN).

Paralelamente, e sempre com o objetivo de monitorizar a evolução das medidas de contenção tarifária e o seu impacte em termos tarifários, a ERSE, nos documentos de tarifas que publica, inclui a informação relativa às medidas consideradas em cada exercício tarifário. Note-se ainda que, embora se verifiquem desvios ao nível das medidas de contenção tarifária nos anos de 2022 e 2023, como assinalado no parecer do CT, a magnitude desses desvios face ao valor global das medidas não é determinante para os ajustamentos repercutidos nas tarifas de 2024, os quais são justificados maioritariamente pelos desvios dos preços de energia elétrica no mercado grossista.

Importa ainda sinalizar que, no exercício tarifário de 2024, o impacte destas medidas foi considerado na análise de sustentabilidade. A este respeito, assinala-se que, para os anos de 2025 em diante, apenas foram consideradas as medidas de contenção tarifária que têm um enquadramento legal que se pode assumir estável para os próximos anos, como é o caso das transferências para o SEN provenientes das receitas de leilões de licenças de emissão de CO₂ ou as receitas com garantias de origem afetas à atividade de AUR CVEE PRG. As restantes medidas extraordinárias, ou de carácter pontual, adotadas para o ano de 2024, como seja a transferência da verba extraordinária de 566 milhões de euros, ou as medidas de difícil previsão para os anos seguintes, como seja as transferências para o SEN provenientes da CESE ou os montantes resultantes da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, na sua redação atual, não foram consideradas a partir de 2025 na análise de sustentabilidade que suportou o presente exercício tarifário.

Desta forma, procura-se assegurar que essa análise não seja distorcida por verbas a transferir para o SEN que dependeriam de outras decisões do Governo ou de outras verbas de concretização mais incerta.

4.6 SUSTENTABILIDADE TARIFÁRIA DO SEN

O acréscimo tarifário em 2024, avançado na proposta de tarifas, foi fortemente impactado pela evolução dos CIEG, mas também pela presença de medidas de contenção tarifária (MCT), incluindo a MCT extraordinária de 566 milhões de euros, estabelecida no Despacho conjunto n.º 11035/2023, de 27 de outubro, do Ministro das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática. Efetivamente, na ausência da MCT extraordinária, a proposta tarifária para 2024 ter-se-ia situado num valor mais próximo do cenário de aumento de 3% na tarifa transitória em BTN, a que alude o ponto II.L.14 do Parecer do CT. O citado Despacho prevê uma repercussão direta do valor de 566 milhões de euros nas tarifas de 2024 e consequentemente o seu valor não pode ser utilizado para atenuar o valor do diferimento de CIEG proposto pelo regulador.

Entretanto, desde a proposta de tarifas apresentada a 16 de outubro, observou-se um grande aumento do montante dos CIEG a recuperar na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) do ano (cerca de 534 milhões de euros), fruto da atualização das estimativas e previsões dos parâmetros que influenciam esses custos fundamentalmente relacionados com previsões de preços de energia para 2023 e 2024, que, caso fosse mantida a proposta tarifária de 16 de outubro, geraria um incremento da dívida tarifária superior ao da proposta submetida a parecer do CT. Neste contexto, a ERSE acolheu o comentário do CT de aprofundar um cenário de acréscimo tarifário em BTN mais alinhado com a inflação esperada. Esta opção permite mitigar o volume de custos a pagar pelas gerações futuras a que alude o ponto II.L.12 do Parecer do CT, traduzindo-se na manutenção da dívida tarifária constante da proposta tarifária, apesar do aumento dos CIEG a recuperar nas tarifas para 2024 que se verificou, entretanto.

5 PROVEITOS PERMITIDOS

5.1 AJUSTAMENTO DEFINITIVO DE 2022

CÁLCULO DOS AJUSTAMENTOS DEFINITIVOS DE 2022

Relativamente ao desvio de 2022 da atividade de CVEE PRE, a ERSE reconhece que a atualização do ajustamento provisório de 2022 efetuada na fixação excecional das tarifas para o 2.º semestre de 2023, ficou aquém do valor definitivo, nomeadamente por via da estimativa da parcela de decréscimo do preço base que, conjuntamente com a previsão do preço de mercado, permite estimar a receita de venda da PRE com remuneração garantida.

No entanto, realça-se que o entendimento sobre o ajustamento de 2022 vertido no parecer do CT à fixação excecional de tarifas de 2023, que apontava para a possibilidade de a ERSE calcular um valor definitivo desse ajustamento ou indicar o seu valor a repercutir nas tarifas de 2024, com base na informação real e auditada, remetida posteriormente à proposta de revisão excecional das tarifas de 2023, apresentava diversas dificuldades. Tal entendimento do CT tinha como intuito permitir à SU Eletricidade ceder o valor do ajustamento de 2022 a terceiros, o que não se configurava como um dos propósitos principais dessa revisão tarifária. A proposta do CT é dificilmente enquadrável no Regulamento Tarifário, por pretender antecipar decisões que a ERSE só poderia tomar no quadro da definição das tarifas anuais para 2024, nomeadamente no que respeita à definição de parâmetros (no caso, o *spread* a aplicar à Euribor do ano t-1). Adicionalmente retiraria graus de liberdade à regulação reduzindo a sua capacidade de decisão sobre as variações das tarifas a vigorarem a partir de 2024 e o perfil intertemporal dos montantes de diferimento consequentes. A cristalização, no processo de revisão excecional das tarifas de 2023, dos valores de ajustamentos da atividade de CVEE PRE a repercutir nas tarifas de 2024, condicionaria de forma severa o exercício tarifário de 2024.

RECEITAS COM AS GARANTIAS DE ORIGEM

A respeito desta questão, relativa ao tratamento da receita de venda das Garantias de Origem (GdO) provenientes de produção de energia elétrica que beneficia de regime garantido ou bonificado e que, por

essa razão, deve⁸ consignar à mitigação dos respectivos sobrecustos o valor das GdO que decorram da produção de energia, sublinhe-se que o citado Despacho n.º 6560-B/2021, de 5 de julho, operacionaliza e estabelece as regras para os leilões de GdO com aquela natureza e não o tratamento a ser dado pelo CUR à receita daí resultante. Assim, como a ERSE teve ocasião de procurar esclarecer, a metodologia de consideração, para efeitos tarifários, da receita que instrumentalmente o CUR auferir dos leilões de GdO não contradita, nem poderia, o citado Despacho.

Também relativamente à norma invocada do RT, a menção a valores faturados, é, no entender da ERSE, uma expressa referência a valores reais decorrentes da colocação, neste caso, das GdO em leilões específicos, e não uma qualquer referência à temporalidade de tal faturação. De resto, o mesmo se passa com a faturação da energia para liquidação aos produtores de energia em regime garantido ou bonificado, em que os valores considerados – e com reflexo no apuramento do sobrecusto respetivo – se referem a valores reais e não à tempestividade daquela faturação.

De modo simplificado, a metodologia de tratamento da receita de leilões de GdO que a ERSE avançou na proposta tarifária, visa, primeiramente, sincronizar o valor do sobrecusto com a gestão da energia de produtores em regime garantido ou bonificado com a respetiva medida mitigadora que o legislador lhe associou. Dito de outro modo, se a energia que constitui a base de apuramento dos valores de sobrecusto se reporta a um determinado período temporal, a receita de GdO que mitiga tal sobrecusto é aquela que se refere ao mesmo período temporal porque a energia que gera a faturação ao produtor (e o sobrecusto) é a mesma que permite a emissão da GdO.

Importa ainda ter em consideração que, para 2022, a concretização de leilões de GdO – cuja competência da sua convocatória está acometida à Direção-Geral de Energia e Geologia - começou a observar uma maior regularidade temporal, assim como maior tempestividade de colocação das GdO. Essa maior regularidade e tempestividade permite menores desfasamentos entre a produção de energia (que dá origem ao direito de emissão das GdO) e a monetização das correspondentes GdO. Não se está, assim, no presente, na mesma situação em que o sistema se encontrava em 2021, em que, nos primeiros leilões, se observaram maiores desfasamentos temporais entre produção e colocação das GdO e menor periodicidade dos próprios leilões.

⁸ Nos termos do Decreto-Lei n.º 84/2022, de 9 de dezembro, que revogou, na redação em vigor nessa data o Decreto Lei n.º 141/2010, de 31 de dezembro.

Ainda assim, tendo a ERSE total convicção da conformação da metodologia preconizada com o quadro legal e regulamentar, assim como com uma estabilização do binómio sobrecusto e medida mitigadora (períodos com mais energia a considerar em sobrecusto passam a ter total correspondência com um maior volume de GdO, porque as duas grandezas são fisicamente indissociáveis), reconhece-se alguma dificuldade em gerir uma transição de abordagens, pelo que a ERSE adota a metodologia preconizada para os exercícios de 2023 e seguintes, mantendo a abordagem seguida até aqui para 2022.

Como consequência, o CUR deverá fazer a incorporação desta abordagem na prática seguida pelos auditores que certificam as suas contas reguladas, de modo a assegurar a sincronia de valores do sobrecusto e da receita de GdO com base na temporalidade da grandeza física (energia produzida num determinado período) que origina ambas.

JUSTIFICAÇÃO PARA O NÃO RECONHECIMENTO DE CUSTOS

Relativamente ao ponto II.C.18 do parecer do CT, embora não haja uma indicação concreta dos custos a que o CT se refere, a ERSE salienta que procura sempre justificar e quantificar as suas decisões, tendo por base a informação prestada de forma regular pelas empresas, a informação recolhida em pedidos de esclarecimento ou solicitada complementarmente, bem como através das interações frequentes que tem com os *stakeholders*, em particular com as empresas reguladas.

Importa ainda recordar que, mesmo uma regulação do tipo custos aceites, aplicada à definição dos proveitos permitidos, não pressupõe a aceitação automática de todo e qualquer custo reportado pelas empresas nas suas demonstrações financeiras auditadas, em particular, quando essas empresas integram grupos empresariais que desenvolvem várias atividades, reguladas ou não pela ERSE.

Não obstante, e tendo em conta informação recebida posteriormente ao envio da proposta tarifária, infere-se que este considerando do CT se refira a uma rúbrica de custos da atividade de Gestão Global do Sistema (GGS) do ORT e a uma rúbrica de custos da atividade de CVEE PRE do CUR:

- Quanto aos custos da atividade de GGS relativos a obrigações no âmbito da operacionalização das responsabilidades decorrentes da legislação europeia, após esclarecimentos adicionais por parte da empresa, a ERSE decidiu aceitar estes custos nas tarifas para 2024. Saliente-se que, no passado, a ERSE sempre indicou que a justificação, por parte da empresa, para o aumento de alguns destes custos teria de ser densificada de modo a suportar a sua eventual aceitação. A decisão da ERSE relativa à aceitação destes custos encontra-se desenvolvida no ponto 5.4.

- Relativamente à atividade de CVEE PRE do CUR, na proposta submetida ao CT não foi refletido nos custos de funcionamento um montante referente a impostos e cuja origem se desconhecia, com base na informação prestada pela SU Eletricidade até ao fecho da proposta tarifária. Entretanto, nos comentários à proposta tarifária, recebidos da empresa a 15 de novembro, foi clarificada a natureza desse custo. Analisados esses novos elementos, a ERSE mantém a sua posição de não reconhecimento destes custos nos proveitos permitidos recuperados pelas tarifas para 2024, pelos motivos expostos no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2024 das empresas reguladas do setor elétrico”.

5.2 AJUSTAMENTO PROVISÓRIO DE 2023

A ERSE está ciente dos impactos de eventuais desvios dos preços grossistas de eletricidade face às previsões subjacentes ao cálculo tarifário, motivo pelo qual, na proposta enviada ao CT, deixou em aberto a possibilidade de ocorrer uma atualização das previsões desses preços até à publicação das tarifas a 15 de dezembro, o que efetivamente veio a ocorrer (preços das *commodities* foram atualizados com os valores reais e futuros fechados até 30 de novembro, como explicitado no ponto 4.2.1).

No caso das demais parcelas com relevo na estimativa do preço de venda da PRG e do custo de aquisição do CUR para fornecimento a clientes, na versão final dos proveitos permitidos publicada a 15 de dezembro, a ERSE optou por rever estas parcelas para o ano de 2023, como explicitado nos pontos 4.2.2 e 4.2.3. Nesta revisão, a ERSE ponderou as incertezas quanto à evolução dos preços de energia e dos impactos das alterações da estrutura produtiva na Península Ibérica, referidas nos pontos anteriores, e o controlo da evolução da dívida tarifária, preocupação demonstrada pelo CT e partilhada pela ERSE.

Nas outras rúbricas de custo (não relacionadas com preços de energia) e demais pressupostos para o cálculo tarifário, foram usadas as previsões mais recentes, nomeadamente a variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto (IPIB) aplicada no cálculo dos proveitos permitidos para 2024 das atividades com regulação por incentivos, como detalhado no ponto 5.3.

DIFERENCIAL DO CUSTO DO CAE

Na preparação das tarifas de 2023, a ERSE considerou os preços reais e futuros de energia disponíveis até à data mais próxima possível e em condições que permitissem a conclusão do processo antes de 15 de dezembro.

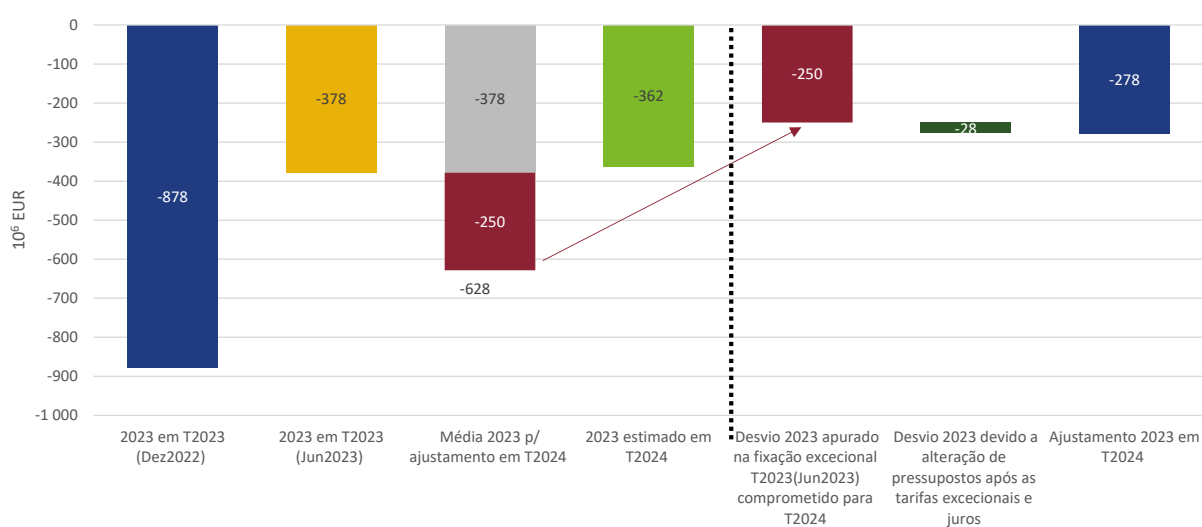
Naturalmente, a ERSE está ciente que o diferencial de custo do CAE é altamente sensível aos preços grossistas de energia elétrica, e no caso específico dos anos de 2022 e 2023, também aos preços do gás natural que determinam a compensação a receber pela central da Turbogás no âmbito do mecanismo estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio, na sua redação atual, que reverteu para o SEN.

Face à potencial variação deste CIEG decorrente da sua interdependência dos mercados grossistas de eletricidade e gás, e em linha com a recomendação do CT à proposta tarifária de 2023, a ERSE considerou os valores mais recentes disponíveis dos preços grossistas de eletricidade e de gás para o cálculo do diferencial de custo do CAE em 2023.

Da mesma forma, a estimativa da ERSE para o diferencial de custo do CAE de julho a dezembro de 2023, considerada na revisão extraordinária para o segundo semestre de 2023, baseou-se numa atualização dos preços das *commodities*, incluindo eletricidade e gás, com dados fechados a 31 de maio de 2023.

Neste sentido, o desvio agora estimado para 2023 apresenta uma diferença significativa face à previsão efetuada em dezembro de 2022, devido à disparidade verificada no primeiro semestre de 2023, como é patente na Figura 5-1, que a revisão extraordinária não corrigiu, como as receitas com o mecanismo ibérico de controlo de preços.

Figura 5-1 – Decomposição do ajustamento de t-1 do SCAE



A Figura 5-1 evidencia assim que o ajustamento de 2023 considerado nos proveitos permitidos das tarifas de 2024 (cerca de 278 milhões de euros a favor da empresa) diz principalmente respeito à parcela do montante do desvio de 2023 já apurado na fixação excepcional das tarifas de 2023, efetuada em junho, que

não pôde ser recuperado através dessas tarifas (250 milhões de euros) por terem sido aplicadas apenas ao segundo semestre de 2023. Portanto, a fixação excecional das tarifas de 2023 permitiu recuperar no 2.º semestre desse ano cerca de metade do desvio de 500 milhões de euros do diferencial de custo do CAE de 2023, que, sem essa fixação excecional, teria de ser integralmente repercutido em 2024.

5.3 METODOLOGIAS PARA A DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

VARIAÇÃO ANUAL DO IPIB

As componentes fixas e variáveis dos proveitos permitidos das atividades às quais se aplica uma metodologia de regulação por incentivos são definidas pela ERSE para o primeiro ano do período de regulação (2022 a 2025), sendo atualizadas nos anos subsequentes de acordo com a inflação e com a aplicação de uma meta de eficiência. Desde 2009, a taxa de inflação utilizada pela ERSE corresponde à variação anual do IPIB.

Até à revisão regulamentar do setor elétrico implementada em 2023, enquadrada pelo processo de [Consulta Pública n.º 113](#), o RT estabelecia que a variação anual do IPIB era medida pela variação ocorrida até ao segundo trimestre do ano $t-1$. Esta formulação particular permitia que, logo no cálculo dos proveitos permitidos do setor elétrico para o ano t , estivesse disponível o valor do IPIB aplicado no ano t , de acordo com os primeiros dados publicados pelo INE, possibilitando que a ERSE considerasse esse primeiro valor como definitivo para efeitos tarifários e, conseqüentemente, não o alterasse em sede de ajustamentos de $t-2$. Esta prática, que até 2023 nunca foi posta em causa pelas empresas do setor elétrico ou pelo CT, foi aplicada desde a publicação do Despacho n.º 22393/2008 da ERSE, que alterou o Regulamento Tarifário do setor elétrico.

Assim, nalguns anos o valor mais atualizado do INE, à data dos ajustamentos, foi superior ao considerado, enquanto noutros foi inferior. Ou seja, a manutenção desta regra ao longo de vários anos permitiu previsibilidade e estabilidade regulatória, sem comprometer o equilíbrio económico-financeiro das atividades reguladas.

No entanto, na Consulta Pública n.º 113, o CT, o Grupo EDP, a SU Eletricidade e a E-REDES propuseram que os parâmetros e indutores que servem de base à determinação dos proveitos das empresas reguladas considerassem os valores mais atuais à data do ajustamento de $t-2$, de forma a traduzirem a melhor aproximação possível aos valores finais.

Com o objetivo de acolher os comentários recebidos, e por considerar que a volatilidade da inflação justificava a atualização do IPIB para os dados mais atualizados até à data do ajustamento de t-2, a ERSE alterou o RT de forma a considerar, no cálculo dos proveitos permitidos das atividades reguladas por incentivos, a taxa de variação do IPIB para todo o ano de t-1. Esta nova formulação foi definida de modo a permitir a atualização até à data dos ajustamentos: não existindo um valor fechado para a variação anual do IPIB de t-1 no primeiro ano de cálculo de proveitos para o ano t, passa a ser necessário utilizar um valor estimado, que é posteriormente atualizado até ao fecho dos ajustamentos de t-2. Sublinhe-se que, por decorrer de comentários do CT e das empresas à proposta de revisão do RT, como ficou claro no relatório da referida consulta pública, esta alteração não podia ter sido submetida a consulta.

Contudo, de acordo com as disposições constantes do RT, e à semelhança de outras revisões regulamentares efetuadas pela ERSE, estas alterações apenas se podem aplicar a partir do ano de tarifas de 2024 (ano t), de modo a evitar alterações retroativas de metodologias de cálculo dos proveitos permitidos, garantindo-se a estabilidade regulatória. A atualização de valores do IPIB terminados no segundo trimestre de 2022, aplicados aos ajustamentos de 2023, sem suporte no RT, configuraria uma alteração não justificada face ao procedimento dos anos anteriores, comprometendo a consistência metodológica da regra utilizada até à entrada em vigor do novo RT.

Assim, a ERSE considera que não pode acolher a solicitação do CT, de alterar o RT para utilizar a variação anual do IPIB de t-1 com base na informação mais atual publicada pelo INE no cálculo dos desvios definitivos de 2023. Contudo, de acordo com o RT em vigor, a partir de 2024 aplicará o deflador do PIB referente ao ano civil de t-1 com os dados mais atualizados pelo INE até à data de cálculo dos respetivos ajustamentos.

Note-se ainda que, por norma, a ERSE concorda com o CT relativamente à preferência pelo início de períodos de regulação para se introduzirem alterações regulatórias. Contudo, neste caso a solicitação partiu dos próprios agentes envolvidos. Acresce que a ERSE deve monitorizar ativamente o contexto em que decorrem as atividades reguladas e, sempre que se justifique, deve atuar no sentido de refletir alterações relevantes desse contexto nas metodologias de regulação que aplica, de modo a garantir o equilíbrio económico e financeiro das atividades reguladas, mesmo que tal ocorra durante um período de regulação.

A título de exemplo, refira-se a atualização de parâmetros do mecanismo de aquisição de combustíveis nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira efetuada neste exercício tarifário que, à semelhança da variação do IPIB, não será aplicável retroativamente a todo o período de regulação.

Por fim, embora a ERSE não acolha a solicitação do CT de alterar o RT para utilizar a variação anual do IPIB de t-1 com base na informação mais atual publicada pelo INE no cálculo dos desvios definitivos de 2023, na versão final das tarifas para 2024 a ERSE atualizou a estimativa do IPIB aplicável aos proveitos permitidos de 2024 para 6,8%, de acordo com as mais recentes previsões da Comissão Europeia (CE) ⁹.

CUSTOS DE TRANSPORTE E HANDLING DE GÁS NATURAL NA RAM

Os parâmetros referentes ao mecanismo de aquisição de combustíveis nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira foram fixados em 2021, numa conjuntura particularmente difícil, marcada pelo período pós pandemia Covid-19 e pelo eminente término de alguns contratos de fornecimentos de combustíveis à EDA e à EEM, que obrigavam a lançar novos concursos internacionais de fornecimento, com a incerteza associada aos termos daí resultantes. Além destes aspetos, no início de 2022 eclodiu o conflito entre a Ucrânia e a Rússia, que veio aumentar a instabilidade nos mercados das *commodities*, provocando grandes flutuações e imprevisibilidade ao nível das várias componentes de custos associadas à aquisição, transporte e manuseamento dos combustíveis.

Reconhecendo estas circunstâncias, a ERSE, após a fixação dos parâmetros associados ao mecanismo de aquisição de combustíveis em 2021, promoveu em duas ocasiões Consultas de Interessados com vista à introdução de alterações a alguns parâmetros desse mecanismo e, mais recentemente, no âmbito da proposta de tarifas para 2024, apresentou uma nova proposta de alteração. Desta forma, praticamente todos os parâmetros fixados em 2021, associados à aquisição dos vários tipos de combustíveis consumidos pela EDA e EEM, já foram objeto de alteração ou atualização posterior à sua fixação. Estas alterações permitiram adequar os parâmetros fixados, e posteriormente revistos, à realidade emergente após as circunstâncias descritas anteriormente.

A aplicação de mecanismos desta natureza à aquisição de combustíveis nas Regiões Autónomas tem como objetivo aumentar a eficiência das empresas na contratação do fornecimento dos combustíveis consumidos para produção de energia elétrica e a melhoria da gestão dos recursos produtivos disponíveis, privilegiando o uso das tecnologias mais eficientes e com menor custo. Como tal, não é espectável que o mecanismo de custos eficientes para a aquisição de combustíveis garanta que todos os custos suportados pelas empresas com essa atividade possam ser reconhecidos nos proveitos permitidos, tal como poderá

⁹ [Autumn 2023 Economic Forecast - European Commission](#)

acontecer, em sentido oposto e à semelhança de situações já ocorridas anteriormente, que as empresas possam obter ganhos com a aplicação do mecanismo.

A ERSE está aberta à reapreciação da abordagem regulatória associada aos custos de referência para aquisição de combustíveis nas Regiões Autónomas de uma forma mais abrangente, mas tal só deverá ocorrer no âmbito dos trabalhos de preparação para o próximo período de regulação, a iniciar em 2026.

5.4 PROVEITOS PERMITIDOS POR ATIVIDADE

GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

Embora conscientes do conjunto de novas competências atribuídas, “no cumprimento das obrigações impostas pelo Regulamento (UE) 2019/943 designadamente nos custos incorridos com o CORESO (Centro Coordenador Regional) e com a ENTSO-E (Associação de Operadores de Transporte de Eletricidade Europeus)”, a análise à evolução dos respetivos custos, em 2022 e 2021, revelou um conjunto de variações anuais percentuais bastante elevadas, que levantou dúvidas por não ser possível associar de forma clara o crescimento relevante dos custos às novas competências. Este facto levou a ERSE a renovar, a 28 de julho, o pedido feito à REN em 2022, “de apresentação do plano de desenvolvimento das aplicações associadas às competências da CORESO e da ENTSO-E, dos acordos envolvidos e dos respetivos custos”, bem como a solicitar a inclusão da justificação detalhada para o acréscimo de custos do *Operational Planning Data Environment* (OPDE) e dos “Serviços *Short-Term Adequacy* (STA) e *Outage Planning Coordination* (OPC)” verificado em 2022.

A REN enviou, em 31 de agosto de 2023, documento com a resposta ao pedido de esclarecimento efetuado. Analisada a resposta submetida pela REN, considerou a ERSE não dispor de informação suficiente para, na proposta tarifária de 16 de outubro, aceitar os custos apresentados pela REN.

No entanto, em 16 de novembro passado, a REN complementou a informação anteriormente prestada.

Da análise detalhada ao documento fornecido e das explicações complementares apresentadas, a ERSE confirmou que uma parte muito significativa dos custos está relacionada com aumentos das equipas e com as respetivas remunerações, legalmente indexadas à inflação, bem como ao crescimento dos *Full Time Equivalent* (FTE) da CORESO no contexto da transição de Coordenador de Segurança Regional (RSC) para Centro Coordenador Regional (RCC), impostas pela Regulamentação Europeia.

Não sendo possível fazer a análise desejada de associar o crescimento relevante dos custos às novas competências, a informação e as explicações subsequentes apresentadas pela REN foram consideradas razoavelmente adequadas para a ERSE aceitar os custos incorridos com a CORESO e com a ENTSO-E em 2022, revertendo assim a decisão da proposta tarifária para 2024.

É de referir que um dos principais projetos da CORESO, já em curso, consiste em aumentar a transparência dos custos por serviço prestado.

OLMCA

A certificação da informação real é uma imposição exigida regulamentarmente pela ERSE. O não cumprimento desta regra resulta na precarização dos valores de proveitos permitidos em causa, até à obtenção da referida certificação, tal como aconteceu no caso do ajustamento final de 2022 considerado nos proveitos de 2024 da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Agregador (OLMCA) da ADENE. Estas situações são acompanhadas de perto pela ERSE e, no caso de não serem solucionadas, os valores dos proveitos permitidos em causa não poderão ser considerados nas tarifas, a título definitivo.

Sublinhe-se que, entretanto, as contas reais e auditadas de 2022 e a respetiva certificação do auditor da atividade de OLMCA foram rececionadas pela ERSE, no dia 5 de dezembro. Assim, a ERSE reverteu a situação de precarização do ajustamento final de 2022 considerado nos proveitos de 2024 da atividade de OLMCA da ADENE.

6 TARIFAS E PREÇOS

6.1 ALOCAÇÃO DOS CIEG POR NÍVEIS DE TENSÃO E TIPOS DE FORNECIMENTO

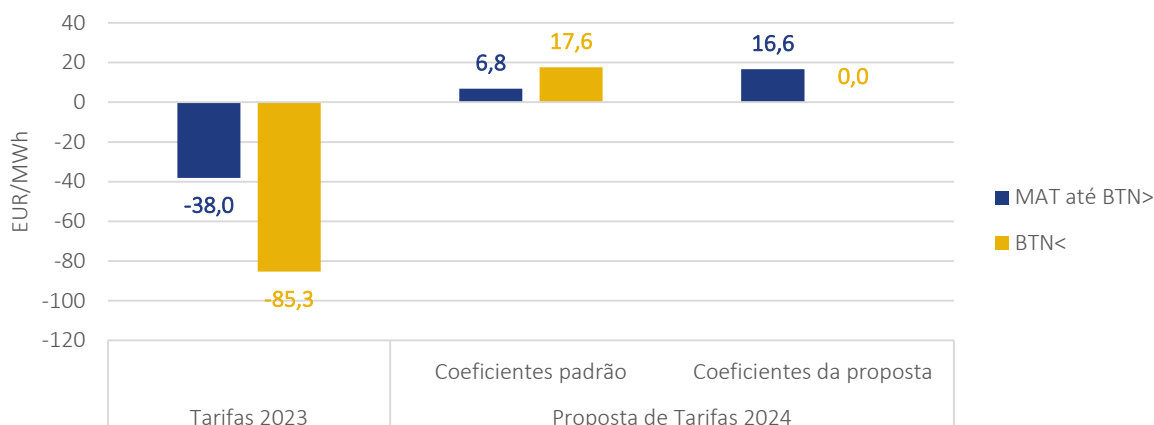
O racional utilizado na Proposta de Tarifas para a alocação dos CIEG repercutidos na tarifa UGS, por nível de tensão e tipo de fornecimento, foi apresentado no ponto 3.1.1 do documento «Proposta de Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2024». Face à indicação do CT, no ponto II.G.6.6 do Parecer, importa clarificar esse racional, nomeadamente a escolha por uma alocação diferente da alocação padrão ¹⁰.

Como ponto prévio, o racional utilizado pela ERSE refere-se ao valor da parcela II da tarifa UGS antes da repercussão da medida de contenção tarifária extraordinária (MCT extraordinária), num valor de 566 milhões de euros, conforme o Despacho conjunto n.º 11035/2023, de 27 de outubro, do Ministro das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática.

Conforme discutido na Proposta de Tarifas, a adoção direta dos coeficientes padrão na alocação da parcela II da tarifa UGS em 2024, tendo como ponto de partida os valores de 2023, resultaria em aumentos tarifários que iriam afetar desproporcionalmente os fornecimentos em BTN<. A Figura 6-1 compara a alocação da parcela II da tarifa UGS entre o ano 2023 e a Proposta de Tarifas para 2024, neste último caso, sem a MCT extraordinária.

¹⁰ Entende-se por alocação padrão na parcela II da tarifa UGS a adoção dos coeficientes padrão previstos nos números 2 e 3 do artigo 160.º do RT, para efeitos dos coeficientes de estrutura tarifária e de alocação, respetivamente.

Figura 6-1 - Alocação da parcela II da tarifa UGS, sem a MCT extraordinária em 2024



Nota: Os valores para Tarifas 2023 têm em conta a fixação excepcional desse ano, que alterou a tarifa a partir de 1 de julho. Os valores para a Proposta de Tarifas 2024 não consideram o efeito do Despacho conjunto do Ministro das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, no valor de 566 milhões de euros.

A adoção direta na Proposta de Tarifas para 2024 dos coeficientes padrão teria resultado, face a Tarifas 2023, num aumento de +102,9 EUR/MWh em BTN< na parcela II da tarifa UGS, o que compararia com um aumento médio de +44,8 EUR/MWh nos restantes níveis (MAT até BTN>). Para mitigar o impacto tarifário em BTN<, estabeleceu-se como critério a adoção de um valor nulo para BTN< em 2024, resultando a necessária realocação num valor médio de 16,6 EUR/MWh nos restantes níveis. Este critério continua a resultar, face a Tarifas 2023, num maior aumento para os fornecimentos em BTN<, quando comparado com os restantes níveis, mas mitiga as diferenças observadas.

Adicionando o efeito da MCT extraordinária, no valor de 566 milhões de euros, com a repartição prevista no respetivo Despacho, a alocação final da parcela II da tarifa UGS na Proposta de Tarifas 2024 resulta num valor de -4 EUR/MWh em BTN< e num valor nulo nos restantes níveis.

Na proposta de Tarifas para o ano 2024, os coeficientes de alocação dos CIEG repercutidos na parcela II da tarifa UGS, procuraram mitigar as variações tarifárias em BTN< face ao ano 2023. Tendo em conta que no ano 2023 ainda se encontrava em vigor a anterior metodologia para a repercussão dos CIEG, em particular num contexto de tarifas de Acesso às Redes negativas para todos os fornecimentos no 1.º semestre de 2023, a adoção direta dos coeficientes padrão teria resultado em variações tarifárias muito penalizadoras em BTN<.

6.2 NOVA OPÇÃO TARIFÁRIA DA TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MAT, AT E MT

Na secção H.2 o CT pede para esclarecer quais as áreas de rede abrangidas pela nomenclatura existente no RT. Refira-se que o Anexo II do documento “Proposta de Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2024” já apresentava essa informação, especificando a agregação das seis áreas de rede, na classificação da E-Redes, de acordo com as três áreas de rede definidas pelo RT: área de rede A (Norte, Porto), área de rede B (Lisboa, Mondego, Tejo) e área de rede C (Sul).

O CT levanta ainda uma 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”. Por um lado, importa dizer que 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. É intenção do regulador 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. 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 grossista ¹¹. 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.

6.3 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA A MOBILIDADE ELÉTRICA

O CT destaca (ponto II.H.7.3) que as tarifas de Acesso às Redes para a mobilidade elétrica apresentam um aumento de preços significativo face à fixação excecional de tarifas ocorrida em julho de 2023, com especial relevo para os pontos de entrega da rede elétrica de serviço público (RESP) à rede de mobilidade elétrica em BT.

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

Desde logo, importa assinalar que 2023 corresponde a um ano excecional e atípico em que os CIEG apresentaram valores negativos, resultando em tarifas de Acesso às Redes com valores negativos também para a mobilidade elétrica. Assim, os preços em 2024 resultam de um regresso a uma certa normalização dos CIEG, que voltam para valores positivos, o mesmo sucedendo com as tarifas de Acesso às Redes.

Tendo em conta o ponto de partida, além das variações de preços em termos relativos (conforme pontos II.H.7.2 a II.H.7.4), as variações em termos absolutos são também importantes para aferir a evolução dos preços. Por esse motivo, no Quadro 6-1 são apresentadas as tarifas de Acesso às Redes aplicáveis à mobilidade elétrica durante o 2.º semestre de 2023 ¹² e as correspondentes tarifas para 2024, assim como as variações absolutas e percentuais para cada uma das tarifas para os vários níveis de tensão. É possível observar que, apesar de alguns aumentos em base percentual se destacarem face aos restantes, os aumentos em termos absolutos estão enquadrados com os aumentos previstos para as restantes tarifas de Acesso às Redes em 2024.

Quadro 6-1 - Comparação das tarifas de Acesso às Redes para a mobilidade elétrica no 2.º semestre de 2023 e na proposta de Tarifas 2024, para pontos de carregamento com entrega da RESP em BT e MT

		Tarifas 2023 S2 (EUR/kWh)	Tarifas 2024 (EUR/kWh)	Varição 2024 vs. 2023 S2 (EUR/kWh)	Varição 2024 vs. 2023 S2 (%)
Pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em BT					
Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	0,1025	0,1791	+0,077	+75%
	Horas de cheias	-0,0025	0,0516	+0,054	+2164%
	Horas de vazio	-0,0289	0,0175	+0,046	+161%
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0202	0,0780	+0,058	+286%
	Horas de vazio	-0,0289	0,0175	+0,046	+161%
Pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MT					
Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	0,0880	0,1431	+0,055	+63%
	Horas de cheias	-0,0162	0,0162	+0,032	+200%
	Horas de vazio	-0,0324	0,0076	+0,040	+123%
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0065	0,0432	+0,037	+565%
	Horas de vazio	-0,0324	0,0076	+0,040	+123%

O CT refere, ainda, que se perspetiva um aumento do preço final a pagar pelos utilizadores de veículos elétricos nos carregamentos, apesar da proposta de Tarifas da EGME para 2024 baixar face às tarifas praticadas em 2023. Sobre este aspeto, importa realçar que, apesar do aumento das tarifas de Acesso às

¹² De referir que os valores das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis para a mobilidade elétrica identificados no quadro do parecer do CT como sendo relativos ao 2.º semestre de 2023 não correspondem aos aprovados pela ERSE para esse período, mas aos valores da proposta.

Redes para a mobilidade elétrica, a componente do CEME (energia e comercialização), por via da descida de preços que se tem verificado nos mercados grossistas, deverá contribuir para mitigar os efeitos no preço final a pagar pelos carregamentos em 2024.

Em relação à conversão do preço de potência contratada em preços de energia, a proposta, excepcionalmente, recorria a um fator de utilização da potência contratada superior e não procedia a uma discriminação do preço convertido por período horário (pontos II.H.7.5 e II.H.7.6). Tal derivava do facto de que, da consideração dos pressupostos de conversão que foram utilizados nos exercícios tarifários anteriores, resultavam preços de energia negativos ou inversão da hierarquia de preços. No entanto, na decisão final, tal já não se verifica, pelo que a ERSE retoma os pressupostos dos exercícios anteriores (diferenciação por período horário, número de horas de utilização inferior), conforme se detalha no documento «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2024».

A ERSE continuará a avaliar a evolução dos preços das tarifas de Acesso às Redes para a mobilidade elétrica, tendo também em consideração a evolução estimada para o preço final pago pelos UVE que utilizam a rede pública de mobilidade elétrica.

6.4 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA AS INSTALAÇÕES DE ARMAZENAMENTO

Com a recente revisão regulamentar do setor elétrico, na sequência da Consulta Pública n.º 113, estabeleceu-se que a isenção de tarifas de Acesso às Redes em vigor para os produtores hidroelétricos, na parte que respeita à energia elétrica adquirida para bombagem e posterior produção de energia elétrica, deve ser igualmente aplicada às instalações de armazenamento, autónomas ou que estejam associadas a centro eletroprodutor, e que não participem em autoconsumo, desde que a energia elétrica utilizada no carregamento a partir da RESP se destine a posterior injeção na RESP. No caso específico das instalações de armazenamento participantes em autoconsumo, ligadas diretamente à RESP, estas estão igualmente isentas do pagamento de tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP.

Desta forma, o art.º 54.º do RT estabelece a isenção de pagamento de tarifas de Acesso às Redes:

1. Aos produtores hidroelétricos que necessitem adquirir energia elétrica para bombagem no âmbito do seu processo de produção;

2. Às instalações de armazenamento, autónomas ou que estejam associadas a centro electroprodutor, e que não participem em autoconsumo, desde que a energia elétrica utilizada no carregamento a partir da RESP se destine a posterior injeção na RESP.

No caso das instalações de armazenamento participantes em autoconsumo, a isenção encontra-se prevista no n.º 8 do artigo 60.º do RT. As isenções referidas vigoram até ao final de 2029.

Para os consumos das instalações de armazenamento não enquadradas nos casos acima referidos, continua a vigorar a isenção do pagamento dos encargos correspondentes aos CIEG que incidem sobre a tarifa de uso global do sistema, nos termos do artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual.

No documento “Proposta de Tarifas e Preços para a energia elétrica e outros serviços em 2024”, não foi explicitado, por lapso, o novo regime de aplicação das tarifas de Acesso às Redes ao caso das instalações de armazenamento, situação corrigida no documento da decisão final.

6.5 TARIFAS APLICÁVEIS AOS OPERADORES DE REDE EXCLUSIVAMENTE EM BAIXA TENSÃO

A ERSE, atualmente, para além da tarifa a aplicar pelo CUR aos comercializadores de último recurso a atuar exclusivamente em BT, no âmbito do fornecimento supletivo, também publica quais as tarifas, por atividade, que fazem parte dessa tarifa.

No documento “Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2024”, no capítulo 3.13.5, é apresentado o quadro com a tarifa a aplicar pelo CUR aos CUR a atuar exclusivamente em BT, no âmbito do fornecimento supletivo.

TARIFA A APLICAR AOS CUR EXCLUSIVAMENTE EM BT		PREÇOS
Termo tarifário fixo		EUR/dia
		0,1109
Potência		EUR/(kW.dia)
Horas de ponta		0,2258
Contratada		0,0340
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1626
	Horas cheias	0,1307
	Horas de vazio normal	0,1093
	Horas de super vazio	0,0975
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1524
	Horas cheias	0,1249
	Horas de vazio normal	0,1066
	Horas de super vazio	0,1028

Adicionalmente, na introdução desse capítulo são identificadas as diferentes tarifas que formam a tarifa supletiva em causa: «... o CUR aplica aos comercializadores de último recurso a atuar exclusivamente em BT uma tarifa que resulta da soma da tarifa de Energia em MT (ponto 3.13.1), da tarifa de Comercialização em MT (ponto 3.13.2) e da tarifa de Acesso às Redes a aplicar aos CUR a atuar exclusivamente em BT (ponto 3.5).»

Tendo em conta as indicações do parágrafo anterior, apresentam-se de seguida os quadros que contêm as tarifas aditivas que compõem a tarifa supletiva (devidamente identificadas):

- Tarifa de Energia: «...tarifa de Energia em MT (ponto 3.13.1)...»

PREÇOS DA TARIFA DE ENERGIA									
Níveis de tensão e opções tarifárias	N.º períodos horários	Energia ativa EUR/kWh							
		Períodos I e IV				Períodos II e III			
		Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	4	0,1200	0,1133	0,0980	0,1104	0,1079	0,0954		
AT	4	0,1225	0,1156	0,0997	0,1127	0,1100	0,0971		
MT	4	0,1283	0,1206	0,1031	0,1181	0,1148	0,1004		
BTE	4	0,1407	0,1314	0,1116	0,1295	0,1251	0,1087		

- Tarifa de Comercialização: «... da tarifa de Comercialização em MT (ponto 3.13.2)...»

COMERCIALIZAÇÃO EM MAT, AT e MT		PREÇOS
Termo tarifário fixo		EUR/dia
		0,1109
Energia ativa		EUR/kWh
		0,0003

COMERCIALIZAÇÃO EM BTE		PREÇOS
Termo tarifário fixo		EUR/dia
		0,3149
Energia ativa		EUR/kWh
		0,0010

- Tarifa de Acesso às Redes: «... da tarifa de Acesso às Redes a aplicar aos CUR a atuar exclusivamente em BT (ponto 3.5).»

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEIS AOS ORD E CUR EXCLUSIVAMENTE EM BT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,2258
	Contratada	0,0340
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0340
	Horas cheias	0,0098
	Horas de vazio normal	0,0059
	Horas de super vazio	0,0053

PREÇOS DAS TARIFAS POR ATIVIDADE QUE COMPÕEM A TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MT APLICÁVEL AOS ORD E CUR EXCLUSIVAMENTE EM BT

Tarifas por Atividade	Nº períodos horários	Potência EUR/(kW.dia)		Energia ativa EUR/kWh			
		Horas de ponta	Contratada	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
Uso Global do Sistema	4	-	0,0177	0,0297	0,0059	0,0030	0,0029
Uso da Rede de Transporte em AT	4	0,1273	-	0,0009	0,0009	0,0008	0,0007
Uso da Rede de Distribuição em AT	4	0,0197	-	0,0009	0,0008	0,0006	0,0005
Uso da Rede de Distribuição em MT	4	0,0788	0,0163	0,0025	0,0022	0,0015	0,0012

Face ao exposto a ERSE não julga ser necessária a publicação de qualquer informação adicional, para além dos quadros já apresentados nos documentos atuais.

6.6 TARIFA DE REFERÊNCIA DE AQUISIÇÃO SUPLETIVA DE ELETRICIDADE

O processo de fixação do custo (*fee*) aplicado à gestão das aquisições de energia de forma agregada pelo CUR (e, no presente quadro regulamentar, a ser implementado de futuro pelo AUR) tem um quadro motivacional e um racional que se fundaram na necessidade de assegurar um regime de aquisição supletiva por inexistência de oferta de agregação com abrangência suficiente para o contexto de mercado vivido. Convirá também ter presente que a *fee* a que se referem os comentários citados tem uma expressão muito reduzida nas condições globais de aquisição da energia em regime supletivo, não sendo, assim, a variável mais relevante para efeitos de posicionamento concorrencial dos interessados no serviço de agregação em regime de mercado.

Por outro lado, o preço pela energia adquirida que é liquidado aos agentes agregados na carteira do CUR é determinado de forma vinculativa no quadro regulamentar, não sendo possível ao CUR diferenciar-se dessas condições. Situação diferente acontece com os agregadores em regime de mercado, para os quais a possibilidade de poderem integrar esta via de atuação em mercado em sinergia com outras atividades por si desenvolvidas, nomeadamente a possibilidade de essa aquisição poder constituir via de securitização ou cobertura de aprovisionamentos, seja em preço, seja ainda em volumes negociados.

Importa relembrar que esta atividade tem um carácter supletivo¹³, obrigando a regulamentação a que haja uma segregação das atividades de aquisição e gestão de carteiras de compra de energia e de fornecimento a clientes finais, o que não se impõe, por exemplo, aos comercializadores em mercado que pretendam efetuar serviços de agregação. De resto, os agregadores em mercado dispõem de possibilidades mais alargadas de construção da sua oferta de agregação, que inclui a possibilidade de integrarem a energia adquirida por via dos seus aprovisionamentos, o que confere uma vantagem significativa na rúbrica de custeio dos desvios de programação.

¹³ Nos termos do n.º 3 do artigo 148.º, do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de julho, no prazo máximo de quatro meses os produtores de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis e os autoconsumidores devem contratualizar o serviço de agregação com um agregador em regime de mercado.

7 FINANCIAMENTO DA TARIFA SOCIAL

No que respeita ao financiamento da tarifa social, o CT reitera a posição transmitida na Consulta de Interessados n.º 9/2022, apontando ser fundamental que a publicação da repartição dos montantes pelos agentes financiadores ocorra antes do início de cada ano tarifário.

Como assinalado pelo CT no seu parecer, aquando da preparação da proposta tarifária aguardava-se a publicação de diploma, aprovado pelo Conselho de Ministros a 12 de outubro, com um novo modelo de financiamento dos custos com a tarifa social, o que veio a ocorrer através do Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro. O novo modelo alarga o âmbito e o número de entidades que irão financiar a tarifa social da eletricidade, passando a abranger não só os produtores, mas também os comercializadores de energia elétrica e os demais agentes de mercado na função de consumo.

Com a publicação deste diploma, a ERSE entendeu estarem reunidas as condições para tomar a decisão final sobre a repartição do financiamento dos custos com a tarifa social até ao dia 17 de novembro de 2023 (isto é, até à data da publicação do Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro), bem como sobre os atos anteriormente precarizados relativos aos ajustamentos definitivos para os anos de 2018 a 2022, na sequência de Consulta de Interessados n.º 9/2022. Esta decisão foi oportunamente comunicada ao CT, demais intervenientes no fluxo de financiamento da tarifa social (no modelo anterior ao definido pelo Decreto-Lei n.º 104/2023) e outros participantes na Consulta de Interessados n.º 9/2022, tendo-se materializado com a aprovação de Diretiva pelo Conselho de Administração da ERSE, cuja publicação em Diário da República se aguarda.

Os montantes respeitantes ao período remanescente de 2023 serão definidos conjuntamente com os montantes de 2024, após serem submetidos a consulta pública que se encontra em preparação pela ERSE, ao abrigo do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação vigente (alterada pelo recente Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro).

A ERSE realça que a neutralidade dos fluxos financeiros associados ao financiamento dos custos com a tarifa social é reposta e garantida aos operadores competentes, refletindo as taxas de juro referentes aos ajustamentos tarifários.

Relativamente aos montantes em falta decorrentes de incumprimentos dos produtores ou outros agentes financiadores, cabe ao operador de rede de transporte promover a sua cobrança, com os respetivos juros, para a totalidade dos anos decorridos entre a notificação da liquidação e a data em que o pagamento ocorrer.

8 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.

8.1 SOBRE A CONSISTÊNCIA DE METODOLOGIAS

1. A ERSE incluiu a informação relativa às variações tarifárias da RAA e RAM, para os diferentes níveis de tensão, no pacote comunicacional da decisão tarifária. (→ ponto 2)

2. A metodologia de tratamento da receita de leilões de GdO que a ERSE avançou na proposta tarifária, visa, primeiramente, sincronizar o valor do sobrecusto com a gestão da energia de produtores em regime garantido ou bonificado com a respetiva medida mitigadora que o legislador lhe associou. Dito de outro modo, se a energia que constitui a base de apuramento dos valores de sobrecusto se reporta a um determinado período temporal, a receita de GdO que mitiga tal sobrecusto é aquela que se refere ao mesmo período temporal porque a energia que gera a faturação ao produtor (e o sobrecusto) é a mesma que permite a emissão da GdO.

Em todo o caso, ponderando questões de adaptação, tendo a ERSE total convicção da conformação da metodologia preconizada com o quadro legal e regulamentar, assim como com uma estabilização do binómio sobrecusto e medida mitigadora (períodos com mais energia a considerar em sobrecusto passam a ter total correspondência com um maior volume de GdO, porque as duas grandezas são fisicamente indissociáveis), reconhece-se alguma dificuldade em gerir uma transição de abordagens, pelo que a ERSE adota a metodologia preconizada para os exercícios de 2023 e seguintes, mantendo a abordagem seguida até aqui para 2022. (→ ponto 5.1)

3. A ERSE procura sempre justificar e quantificar as suas decisões, tendo por base a informação reportada pelas empresas (contas reguladas, pedidos de esclarecimento e de informação complementar, interações com os *stakeholders*). Tendo em conta a informação recebida posteriormente ao envio da proposta tarifária para o CT, o documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2024 das empresas reguladas do setor elétrico” foi complementado com as justificações para a decisão final da ERSE relativamente às rúbricas a que se presume o CT se refira. Este tema encontra-se detalhado no ponto 5.1. (→ ponto 5.1)

4. Recorde-se que a crise energética de 2022 justificou a tomada de um conjunto de medidas de redução do consumo de energia elétrica a nível europeu, através do Regulamento (UE) 2022/1854 do Conselho, de 6 de outubro, e nacional, limitadas no tempo. A previsão da ERSE para 2023, refletiu as obrigações de redução do consumo de energia elétrica estabelecidas na regulamentação europeia, assim como as incertezas associadas ao prolongamento da crise energética da altura, consequentemente, também ao abrandamento da economia portuguesa. Este contexto particularmente incerto obrigou a assumir uma abordagem cautelosa num exercício de previsão. Não obstante, a ERSE continuará a utilizar e atualizar todas as fontes de informação consistentes e disponíveis por forma a limitar impactos provocados por discontinuidades nas séries utilizadas. (→ ponto 4.1)

5 e 6. A ERSE não acolhe a solicitação do CT de alterar o RT para utilizar a variação anual do IPIB de t-1 com base na informação mais atual publicada pelo INE no cálculo dos desvios definitivos de 2023. Contudo, de acordo com o RT em vigor, a partir de 2024 aplicará o deflator do PIB referente ao ano civil de t-1 com os dados mais atualizados pelo INE até à data de cálculo dos respetivos ajustamentos, tal como solicitado por diversos agentes no decurso da Consulta Pública n.º 113. Refira-se, ainda, que na versão final das tarifas para 2024 a ERSE atualizou a estimativa do IPIB aplicável aos proveitos permitidos de 2024 para 6,8%, de acordo com as mais recentes previsões da Comissão Europeia.

Por fim, refira-se que, por norma, a ERSE concorda com o CT relativamente à preferência pelo início de períodos de regulação para se introduzirem alterações regulatórias. Contudo, sempre que o contexto em que decorrem as atividades reguladas o justifique, poderá ser necessário intervir no decorrer de um período de regulação. (→ ponto 5.3)

8.2 SOBRE A SUSTENTABILIDADE DO SEN

1. A ERSE continuará a incorporar nas suas previsões o risco de não concretização de superávits tarifários no futuro, designadamente no contexto da sua análise de sustentabilidade, cujos principais resultados passaram a ser divulgados externamente a partir do processo de tarifas de 2024. (→ ponto 4.4)

2. Face à recomendação e aos riscos referidos pelo CT, e em linha com o detalhado anteriormente no ponto 4.2, na versão das tarifas publicadas a 15 de dezembro, a ERSE considerou os valores mais recentes

disponíveis dos preços grossistas de eletricidade, tendo atualizado as estimativas e as previsões para os anos de 2023 e 2024, com os preços ocorridos até 30 de novembro. No que respeita às parcelas de acerto da venda da PRG e custos adicionais de aquisição do CUR, foram revistos de modo a aproximarem-se dos valores ocorridos em 2022 e em 2023 (até setembro). (→ ponto 4.2)

3. Face às incertezas que ainda se mantêm, e em linha com a recomendação do CT, durante o ano de 2024 a ERSE irá manter uma avaliação e monitorização contínua dos preços grossistas de eletricidade e das demais *commodities*, bem como do seu impacto nos consumidores e nas empresas reguladas, nomeadamente nas suas condições de financiamento e no seu equilíbrio económico-financeiro. Para o efeito, aplicará o quadro regulamentar em vigor, incluindo a fixação excecional de tarifas, e ponderará a definição de novos instrumentos que promovam a estabilidade tarifária e a sustentabilidade do sistema. Este tema encontra-se detalhado no ponto 3.1. (→ ponto 3.1)

4. 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.

Acresce que, em cenários de elevada volatilidade de preço de mercado grossista, sendo verdade que aumenta o interesse em maior cobertura a prazo, também daí decorre uma menor estabilidade da carteira de fornecimentos de todos os agentes e do CUR em particular. Como tal, a programação de quantidades resulta mais complexa e incerta, o que se deve considerar sempre e quando se avalia ou desenha a estratégia de aprovisionamentos a seguir.

No que se refere à colocação a prazo de energia proveniente de produção renovável que beneficia de remuneração em regime garantido ou bonificado (leilões de PRE, de forma simplificada), e confirmando-se, como se espera, que em 2024 se observem condições de maior estabilidade de mercado no que a intervenções exógenas diz respeito, assim como de maior definição do desenho de mercado adotado para a eletricidade no âmbito europeu, estarão reunidas as condições para a retoma da prática da colocação a prazo dos volumes de energia proveniente da produção renovável de remuneração garantida ou bonificada. (→ ponto 4.3)

5. Não obstante a ERSE continuar a executar diligências no sentido de obter uma resposta concreta para a resolução desta situação, caberá ao membro do Governo responsável pela área da energia tomar uma decisão quanto às homologações das revisibilidades anuais dos CMEC pendentes. (→ ponto 4.4)

6 e 7. Na decisão tarifária, que teve um aumento do montante dos CIEG face à proposta de tarifas, a ERSE acolheu o comentário do CT de aprofundar um cenário de acréscimo tarifário em BTN que permitiu mitigar o volume de custos a pagar pelas gerações futuras, o que se traduz na manutenção da dívida tarifária da proposta tarifária, apesar do aumento dos CIEG a recuperar nas tarifas para 2024 que se verificou, entretanto. (→ ponto 4.6)

8.3 RECOMENDAÇÕES ADICIONAIS

1. A neutralidade dos fluxos financeiros associados ao financiamento dos custos com a tarifa social é reposta e garantida aos operadores competentes, refletindo as taxas de juro referentes aos ajustamentos tarifários. O impasse gerado pela alteração do modelo de financiamento terminou com a publicação do Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro, tendo a ERSE tomado a decisão final sobre a repartição do financiamento dos custos com a tarifa social até ao dia anterior à vigência do novo modelo (17 de novembro de 2023), a qual se materializou com a aprovação de Diretiva pelo Conselho de Administração da ERSE, cuja publicação em Diário da República se aguarda. Os montantes respeitantes ao período remanescente de 2023 serão definidos conjuntamente com os montantes de 2024, após serem submetidos a consulta pública que se encontra em preparação pela ERSE, antevendo-se a sua conclusão de forma a permitir a faturação pelo GGS a partir de janeiro de 2024. (→ ponto 7)

2. Relativamente aos montantes em falta decorrentes de incumprimentos dos produtores, cabe ao operador de rede de transporte promover a sua cobrança, com os respetivos juros, para a totalidade dos anos decorridos entre a notificação da liquidação e a data em que o pagamento ocorrer. (→ ponto 7)

3. O pedido efetuado pelo CT sobre a caracterização do impacto na procura resultante da intervenção europeia de emergência para fazer face aos elevados preços da energia, assim como da evolução da eficiência no sistema elétrico, encontra-se já disponível no site da DGEG. (→ ponto 4.1)

4. No que se refere ao pedido do CT para apresentar em detalhe as tarifas que compõem a tarifa supletiva a aplicar pelo CUR aos comercializadores de último recurso a atuar exclusivamente em BT, a ERSE não julga ser necessária a publicação de qualquer informação adicional, para além dos quadros já apresentados nos documentos atuais. (→ ponto 6.5)

5. Desde o início da regulação económica pela ERSE, os operadores exclusivamente em BT não são diretamente regulados pela ERSE dada a sua dimensão inframunicipal, como sucede noutros Estados-membros da U.E. Ainda assim, a regulação económica (*maxime* a definição de tarifas da ERSE e, portanto, de receitas) é aplicável a estes operadores de reduzida dimensão. Em todo o caso, a ERSE já iniciou procedimentos regulamentares para que os ORD BT passem a reportar, anualmente, a esta entidade, informação detalhada que possibilite uma melhor caracterização desses operadores, tanto económico-financeira, como física. O reporte de informação que sustenta a ação da ERSE terá início em 2024, com reporte da informação relativa ao exercício económico de 2023. Portanto, a análise das especificidades técnicas da atividade de CUR exclusivamente em BT carece da concretização destes elementos, desejavelmente até ao final de 2025, que marca a data de definição dos parâmetros do próximo período regulatório. (→ ponto 3.2)

6. Tal como referido anteriormente no ponto 5.3, a ERSE está aberta à reapreciação da metodologia de custos de referência para aquisição de combustíveis nas Regiões Autónomas, mas tal só deverá ocorrer no âmbito dos trabalhos de preparação para o próximo período de regulação, a iniciar em 2026. (→ ponto 5.3)

7. Conforme assinalado no ano transato, em resposta à recomendação do Conselho Tarifário relativa a faturas negativas, face aos comentários recolhidos da consulta a interessados n.º 11/2022 e ao parecer deste Conselho, que considerou não existirem condições para o projeto de decisão do regulador ser implementado, e não tendo a ERSE recebido qualquer sugestão de alternativa viável, não foram reunidas as condições para a adoção de solução que pudesse obviar à mencionada situação. Não se verificando quaisquer circunstâncias de facto ou de direito que alterem o sentido referido, até pela razão de, ao contrário do ocorrido em 2022 e 2023, as TAR propostas serem positivas, a ERSE considera que não estão reunidas as condições que justifiquem uma decisão inovatória a este respeito. (→ ponto 3.4)

8. A *fee* de intermediação, estabelecida pela ERSE, tem uma expressão muito reduzida nas condições globais de aquisição da energia em regime supletivo, não sendo, assim, a variável mais relevante para efeitos de posicionamento concorrencial dos interessados no serviço de agregação em regime de mercado. (→ ponto 6.6)

9. Na proposta de Tarifas para o ano 2024, os coeficientes de alocação dos CIEG repercutidos na parcela II da tarifa UGS, procuraram mitigar as variações tarifárias em $BTN <$ face ao ano 2023. Tendo em conta que no ano 2023 ainda se encontrava em vigor a anterior metodologia para a repercussão dos CIEG, em particular num contexto de tarifas de Acesso às Redes negativas para todos os fornecimentos no 1.º semestre de 2023, a adoção direta dos coeficientes padrão teria resultado em variações tarifárias muito penalizadoras em $BTN <$. (→ ponto 6.1)

10. Conforme anteriormente referido a proposta da ERSE para a revisão do parâmetro associado aos custos de “transporte e *handling*” de gás natural para a EEM encontra-se no subcapítulo 5.8.1.1 do documento de proposta de “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2023 das Empresas Reguladas do Setor Elétrico”, no ponto “Proposta de revisão do parâmetro “Custos de Transporte e *handling*” do gás natural”. Pelo seu potencial impacto ao nível dos proveitos permitidos do setor, a ERSE considera ser suficiente a justificação apresentada para a sua revisão, e que a mesma não merece destaque comunicacional. (→ ponto 10)

11. É intenção do regulador visitar a análise dos períodos horários 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. 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. (→ ponto 6.2)