

COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE  
“Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros  
serviços em 2023”

Dezembro 2022

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

Fax: 21 303 32 01

e-mail: [erse@erse.pt](mailto:erse@erse.pt)

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

## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>COMUNICAÇÃO DOS IMPACTOS TARIFÁRIOS E DOSSIER DE IMPRENSA</b> .....	<b>2</b>
<b>3</b>	<b>CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA</b> .....	<b>3</b>
<b>4</b>	<b>PREVISÃO DOS PREÇOS DE ELETRICIDADE NO MERCADO GROSSISTA</b> .....	<b>6</b>
4.1	Preços em 2022 e impactos nos ajustamentos provisórios.....	6
4.2	Preços em 2023 e monitorização trimestral da sua evolução.....	6
4.3	Considerações sobre o funcionamento do mercado grossista de eletricidade.....	8
4.3.1	Aplicação do mecanismo previsto no Decreto-Lei n.º 33/2022.....	9
<b>5</b>	<b>TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES NO CONTINENTE</b> .....	<b>12</b>
5.1	Nova opção das tarifas de acesso às redes.....	12
5.2	Estudo de alternativas para as horas de ponta.....	12
<b>6</b>	<b>TARIFAS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA</b> .....	<b>15</b>
6.1	Variações tarifárias nas RA.....	15
6.2	Convergência tarifária.....	16
<b>7</b>	<b>CUSTOS DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL (CIEG)</b> .....	<b>17</b>
7.1	Diferencial de custo dos CAE.....	17
7.2	Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC).....	17
<b>8</b>	<b>MEDIDAS DE CONTENÇÃO TARIFÁRIA</b> .....	<b>19</b>
<b>9</b>	<b>PROVEITOS PERMITIDOS</b> .....	<b>20</b>
9.1	Taxa de remuneração.....	20
9.2	Custos da atividade de Gestão Global do Sistema decorrentes de responsabilidades europeias.....	20
9.3	Devolução de receitas da atividade de Distribuição de Energia Elétrica decorrentes da utilização de apoios BT.....	21
9.4	Facilitador de mercado.....	22
9.5	Operador Logístico de Mudança de Comercializador.....	22
9.6	Nova metodologia de cálculo dos custos de transporte do fuelóleo nas RA.....	23
<b>10</b>	<b>TARIFAS APLICÁVEIS À MOBILIDADE ELÉTRICA</b> .....	<b>25</b>
10.1	Tarifa EGME.....	25
10.1.1	Estrutura da tarifa EGME.....	25
10.1.2	Desagregação da tarifa EGME na faturação.....	27
10.2	Comparação entre veículos com diferentes opções de motorização.....	28
<b>11</b>	<b>OPERADORES DE REDE EXCLUSIVAMENTE EM BAIXA TENSÃO</b> .....	<b>29</b>

<b>12</b>	<b>OUTROS TEMAS .....</b>	<b>31</b>
12.1	Tarifas finais negativas.....	31
12.2	Aplicação da taxa de IVA reduzida e Contribuição de Audiovisual (CAV) .....	31
12.3	Mecanismo de monitorização da adequação da tarifa de energia e sua atualização.....	33

## 1 INTRODUÇÃO

Nos termos do Regulamento Tarifário, o Conselho de Administração da ERSE (CA) submeteu a parecer do Conselho Tarifário da ERSE (CT), no dia 17 de outubro de 2022, a “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023” e os respetivos documentos justificativos complementares, tendo o CT emitido o seu parecer a 15 de novembro de 2022.

Nos termos do Regulamento da Mobilidade Elétrica, o CA submeteu a parecer do CT, no dia 17 de outubro de 2022, a “Proposta de tarifas e proveitos da Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica para 2023”, tendo o CT emitido os seus comentários e recomendações no ponto F.7 do seu parecer à “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023”.

Após a análise do referido parecer, tomando em consideração os comentários e sugestões nele apresentados, assim como os das demais entidades consultadas, a ERSE aprova as tarifas e preços de energia elétrica para 2023.

Tomando em consideração os comentários e sugestões do CT, assim como os das demais entidades consultadas, a ERSE aprova também as tarifas e proveitos da Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica para 2023.

As decisões tomadas no processo de aprovação das tarifas e preços são devidamente justificadas através do documento “Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023” e dos respetivos documentos complementares, e do documento “Tarifas e proveitos da Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica para 2023”, sendo os mesmos divulgados na página de *internet* da ERSE, acompanhados pelo parecer do CT e dos comentários da ERSE sobre o mesmo.

Apresentam-se de seguida as observações aos comentários e recomendações na especialidade constantes do parecer do CT, as quais estão organizadas pelos temas abordados.

Não são tecidas observações sobre os pontos do parecer do CT que caracterizam e analisam a evolução de matérias relevantes da proposta tarifária de forma factual e que não incluam recomendações.

## 2 COMUNICAÇÃO DOS IMPACTOS TARIFÁRIOS E DOSSIER DE IMPRENSA

A ERSE considera que importa informar os clientes finais em mercado livre, onde se encontra a grande maioria dos clientes, sobre o possível impacto da variação da tarifa de Acesso às Redes na fatura de eletricidade. A comunicação de impactes tarifários para os consumidores no mercado livre representa um desafio nos comunicados da ERSE. Por um lado, o efeito percentual de uma variação da tarifa de Acesso às Redes no preço de venda a clientes finais em mercado livre depende também da componente não-regulada da fatura, a qual depende do comercializador e da oferta comercial concreta. Por outro lado, e estando atualmente a maioria dos consumidores em mercado livre, é importante informar os mesmos sobre qual o efeito no preço final das variações ao nível das tarifas reguladas. Na ponderação destas duas considerações, a ERSE entende que deve transmitir aos consumidores de energia elétrica informação que seja clara e objetiva, de modo a ajudar a interpretar quais os valores presentes na fatura. Apresentar para os consumidores em mercado livre apenas as variações percentuais da tarifa de Acesso às Redes também corre o risco de gerar interpretações erradas sobre o efeito das tarifas reguladas no preço final.

Em relação às variações tarifárias nas Regiões Autónomas, no dossier de imprensa procura-se ter um equilíbrio entre a informação que se divulga relativa a Portugal continental e às Regiões Autónomas. Assim, uma vez que o mercado regulado está limitado à Baixa Tensão Normal em Portugal continental, apenas se divulgam as respetivas variações tarifárias em Portugal continental e nas Regiões Autónomas. Para os restantes níveis de tensão são divulgadas as variações das tarifas de Acesso às Redes, que impactam os preços finais aplicados em Portugal continental e nas Regiões Autónomas.

Finalmente, a ERSE compreende a sugestão do CT sobre a necessidade de alertar os consumidores para a excecionalidade das variações tarifárias agora decididas, que são reflexo de fatores conjunturais que poderão não se repetir nos próximos anos, cuja alteração poderá ter impactes significativos e diferenciados por nível de tensão. Por isso, o pacote comunicacional incluirá uma mensagem muito clara a este respeito, à semelhança do comunicado que acompanhou a fixação excecional de tarifas para o segundo semestre de 2022.

### 3 CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

O consumo de energia elétrica para o ano de 2023 considera os seguintes pressupostos:

1. Os consumos de abril a outubro de 2023 são iguais aos consumos de abril a outubro <sup>1</sup> de 2022 (valores reais com um acréscimo de 3,4% face a 2021);
2. O consumo de novembro de 2023 é igual ao consumo estimado para novembro de 2022 (o consumo de novembro de 2022 pressupõe uma variação homóloga de -5,15% na Iluminação Pública e de 3% nos restantes níveis de tensão e tipos de fornecimento, baseada nas taxas de crescimento acumuladas até ao mês de outubro de 2022), aplicadas ao valor real de novembro de 2021;
3. O consumo de dezembro de 2023 é igual ao consumo de dezembro de 2021.

Para melhor ilustrar as variações assumidas, apresentam-se no quadro seguinte as variações homólogas de energia, em referencial de consumo, nos meses de 2023. A redução no período de janeiro a março resulta do pressuposto de 10% de redução de consumo face ao período homólogo de 2018-2022, que na comparação com o período homólogo de 2022 se traduz numa previsão de diminuição do consumo de 9,6% nesses meses de 2023. A variação nula nos meses de abril a novembro de 2023 decorre do pressuposto de uma estabilidade do consumo face a 2022. Por fim, o aumento de 10,8% em dezembro de 2023 resulta de igualar o valor ao consumo registado em dezembro de 2021, o que compara com uma previsão para dezembro de 2022 que se encontra condicionada por uma redução de 10% face ao consumo médio dos meses de dezembro de 2017 a 2021.

Figura 3-1 – Variações homólogas do consumo previstas para 2023

Variação % face ao período homólogo	2023			
	Jan - Mar	Abr - Nov	Dez	TOTAL
Energia ativa, em referencial de consumo	-9,6%	0,0%	10,8%	-1,6%

<sup>1</sup> Valores atualizados face à proposta, com consumos reais até outubro de 2022.

A opção da ERSE de considerar uma taxa de variação nula da procura de energia elétrica para os três últimos trimestres de 2023, com exceção do mês de dezembro<sup>2</sup>, reflete as incertezas associadas ao prolongamento da atual crise energética e, conseqüentemente, também ao abrandamento da economia portuguesa. Este contexto particularmente incerto obriga a assumir uma abordagem cautelosa num exercício de previsão desta natureza, que não deixe, contudo, de ser coerente com as projeções para a evolução da economia portuguesa.

Recorde-se que a atual crise energética 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<sup>3</sup>, limitadas no tempo. O prolongamento desta crise poderá, eventualmente, ditar a tomada de outras medidas desta natureza em 2023. Para além dos efeitos diretos na procura, decorrentes de possíveis novas medidas tomadas pelos poderes políticos, a crise energética contribui, entre outros fatores, para o nível elevado de inflação que se verifica em Portugal, como no resto da Europa, o qual condiciona a evolução da economia portuguesa. Assim, a generalidade das instituições nacionais e estrangeiras prevê um forte abrandamento do crescimento do PIB português previsto para 2023, para valores iguais ou abaixo de 1%. Tendo em conta a tendência de diminuição da intensidade elétrica do PIB que se tem verificado nos últimos anos, é espetável que a evolução da procura de energia elétrica seja ainda mais baixa.

Neste contexto, ao efetuar a previsão dos consumos de energia elétrica para o ano de 2023 a ERSE opta por uma abordagem conservadora de manutenção dos consumos verificados em 2022, com exceção do primeiro trimestre, pelas razões já identificadas, e do mês de dezembro. Em relação a dezembro, refira-se que a estimativa para dezembro de 2022 não é um referencial adequado, devido às medidas excecionais de redução do consumo em 10%, pelo que se opta por considerar que o consumo é igual ao consumo de 2021. Em termos globais os consumos de energia elétrica em 2023 representam uma estagnação em relação aos consumos reais de 2021.

Como referido, os pressupostos considerados procuraram ter em conta as medidas de eficiência energética e de redução de consumo discutidas e acordadas a nível europeu<sup>4</sup>. No caso de Portugal, as recomendações

---

<sup>2</sup> Não se considerou o consumo estimado de energia elétrica para o mês de dezembro de 2022 como referência para a previsão do consumo do mês de dezembro de 2023, por esse mês se encontrar condicionado por uma redução de 10% face ao consumo médio dos meses de dezembro de 2017 a 2021.

<sup>3</sup> [Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022](#), publicada no Diário da República, 1.ª série, de 27 de setembro.

<sup>4</sup> De acordo com o [Regulamento \(UE\) 2022/1854](#) do Conselho da União Europeia.



estão concretizadas no “Plano de Poupança de Energia 2022-2023”<sup>5</sup>, publicado a 27 de setembro de 2022, que propõe medidas de redução do consumo de energia elétrica para a (i) administração pública central, (ii) administração pública local, (iii) setor privado (medidas voluntárias) e (iv) campanhas de comunicação e sensibilização. Adicionalmente, sendo as medidas de carácter tangível e intangível, espera-se que os seus efeitos extravasem os meses de inverno, uma vez que as poupanças resultantes de medidas de eficiência energética permanecem no tempo.

A ponderação de todos estes fatores pela ERSE resultou na previsão de estagnação da procura de energia elétrica nos três últimos trimestres de 2023, com exceção do mês de dezembro desse ano.

---

<sup>5</sup> <https://www.adene.pt/wp-content/uploads/2022/09/Plano-de-Poupanca-de-Energia-2022-2023.pdf>

## **4 PREVISÃO DOS PREÇOS DE ELETRICIDADE NO MERCADO GROSSISTA**

### **4.1 PREÇOS EM 2022 E IMPACTOS NOS AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS**

Na preparação da proposta tarifária a ERSE considerou os preços reais e futuros de energia disponíveis até à data mais próxima possível da apresentação da proposta, em condições que permitissem a conclusão do processo, face a um conjunto de outros determinantes que só são conhecidos poucos dias antes de 15 de outubro, como por exemplo as medidas de contenção tarifária indicadas pelo Governo.

Naturalmente, a ERSE está ciente que o diferencial de custo da PRE e o diferencial de custo do CAE são altamente sensíveis aos preços grossistas de energia elétrica, e no caso do diferencial de custo do CAE em 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, que reverterá para o SEN.

Face à potencial variação destes CIEG decorrente da incerteza existente nos mercados grossistas de eletricidade e gás, e em linha com a recomendação do CT, 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 para o ano de 2022, com os preços ocorridos até 30 de novembro.

No caso das compensações recebidas pela central da Turbogás, a atualização para o ano de 2022 foi feita com dados reais do ano 2022, disponibilizados pela REN Trading a 28 de novembro.

Deste modo, os ajustamentos provisórios referentes ao ano de 2022 nas atividades cujos proveitos incorporam a evolução do preço de eletricidade nos mercados grossistas ficarão, no essencial, dependentes de desvios que vierem a ocorrer durante o mês de dezembro de 2022, entre a estimativa da ERSE, baseada nos preços dos mercados futuros a 30 de novembro, e o valor ocorrido. O mesmo acontece relativamente ao valor da compensação a receber pela Turbogás em dezembro de 2022, que foi estimada com base nos preços futuros do Mibgás disponíveis até 30 de novembro.

### **4.2 PREÇOS EM 2023 E MONITORIZAÇÃO TRIMESTRAL DA SUA EVOLUÇÃO**

A volatilidade e incerteza que caracteriza atualmente os mercados de energia, que impactam diretamente os preços de energia elétrica, e as tarifas reguladas que a ERSE aprova, obrigam a uma monitorização atenta

das variáveis que afetam o equilíbrio económico e financeiro das empresas com atividades reguladas. A exigência de uma monitorização atenta já pautou a atuação da ERSE no passado. Em particular 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.

Entre a apresentação da proposta tarifária e a publicação das tarifas a vigorar a partir de 1 de janeiro de 2023, a ERSE efetuou a monitorização dos impactos nos proveitos das atividades reguladas que decorreram da evolução dos preços de eletricidade e de gás nos mercados grossistas, tendo-se observado uma amplitude muito significativa na variação dos proveitos a recuperar pelas tarifas de acesso, devido às variações do diferencial de custos com a PRE e do diferencial de custo com os CAE. Assim, a ERSE está perfeitamente ciente dos potenciais impactos de eventuais desvios dos preços grossistas de eletricidade e de gás face às previsões subjacentes ao cálculo tarifário.

Numa primeira linha de atuação e tal como referido no ponto anterior para o ano de 2022, as tarifas publicadas incorporam a atualização dos preços de energia elétrica previstos para 2023 com os dados mais recentes (valores futuros fechados a 30 de novembro), sendo que a monitorização dos mesmos será, não só uma obrigação, como uma preocupação constante, tendo em conta a volatilidade e as implicações, quer ao nível das empresas, quer ao nível dos consumidores. Desta forma, a ERSE irá manter uma avaliação e monitorização contínua dos preços de energia.

Contudo, alerta-se para a dificuldade prática de realizar fixações excecionais das tarifas de acesso numa base trimestral, como referido no parecer do CT, desde logo pelos prazos envolvidos na preparação da proposta tarifária, na consulta ao CT por um período de 30 dias, conclusão do processo pela ERSE e publicação dos novos preços em tempo útil.

Não obstante e como já referido, a ERSE realizará uma monitorização contínua da evolução dos preços dos mercados grossistas e ao comportamento das quantidades de venda e consumo de energia, bem como do seu impacto nos consumidores e nas empresas reguladas, nomeadamente nas suas condições de financiamento e no seu equilíbrio económico-financeiro.

Sempre que o contexto assim o ditar, a ERSE aplicará naturalmente o quadro regulamentar em vigor, incluindo o mecanismo de atualização trimestral da tarifa de energia ou a fixação excecional de tarifas, no sentido da subida ou da descida.

Finalmente, a ERSE toma em consideração o comentário do CT relativamente ao interesse de se manterem os mecanismos de contratação de energia proveniente de fontes renováveis com tarifa garantida, bem

como de contratação pelo Comercializador de Último Recurso, que têm assumido um relevante papel na dinamização do aprovisionamento de energia elétrica, de forma abrangente e, sobretudo, através de instrumentos de contratualização a prazo.

Em todo o caso, entendeu a ERSE que, num contexto alterado de funcionamento do mercado elétrico, que justificou a implementação de um mecanismo extraordinário para os custos de eletricidade em mercado grossista, consubstanciado na publicação do Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio, não se poderiam antecipar todos os efeitos que este mecanismo poderia pressupor na contratação a prazo assumida após a entrada em vigor do citado mecanismo, razão principal que presidiu à suspensão dos instrumentos mencionados.

Ainda assim, a ERSE reitera o seu compromisso de dotar, na medida da ação regulatória, o mercado dos mecanismos de contratação a prazo, com níveis mínimos de liquidez, de modo a contribuir para a existência de ferramentas de gestão dos riscos de aprovisionamento, tanto em nível de preço, como em volatilidade. De resto, foram já retomados os leilões de contratação de energia pelo Comercializador de Último Recurso, com a divulgação da respetiva programação indicativa para 2023 e 2024. A breve trecho perspectiva-se que o mesmo venha a suceder com a contratação de energia proveniente de fontes renováveis com tarifa garantida.

#### **4.3 CONSIDERAÇÕES SOBRE O FUNCIONAMENTO DO MERCADO GROSSISTA DE ELETRICIDADE**

A ERSE regista o reconhecimento que o CT faz quanto à complexidade do tema do desenho do mercado, que, em concreto, deve ser entendido e trabalhado de uma forma abrangente. Importa, assim, efetuar uma distinção prévia sobre os efeitos conjunturais e os aspetos de natureza mais estrutural, de modo a que a discussão que se está atualmente a fazer sobre o desenho de mercado possa resultar em efetivos ganhos para os consumidores e demais agentes, portugueses e europeus.

No contexto nacional, com a publicação do Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio adotou-se um mecanismo transitório para mitigar os custos de aprovisionamento de energia elétrica em mercado grossista. Este mecanismo deve ser entendido como uma intervenção extraordinária e de curto prazo, como a sua própria motivação o expressa, não devendo ser entendida como uma alteração estrutural do desenho de mercado sem que se comprove que esse é o sentido pretendido, e justificado, do modelo de mercado elétrico, nacional, ibérico e europeu. Importa ainda relevar que uma parte dos problemas atualmente identificados no desenho de mercado vigente, decorrem de circunstâncias anteriores à atual

conjuntura especialmente adversa – com efeito, o défice de mecanismos de contratação a prazo, líquidos e profundos, é um problema que advém do passado, que tem múltiplas explicações causais.

Importa, pois, expressar ao CT que a ERSE está a acompanhar e a participar na discussão do desenho de mercado de eletricidade, a nível europeu, procurando contribuir para que dessa discussão decorra um modelo de mercado que tenha sentido próprio porque ajustado às condições reais que se colocam em cada momento e ao desafio da transição energética.

#### 4.3.1 APLICAÇÃO DO MECANISMO PREVISTO NO DECRETO-LEI N.º 33/2022

A aplicação do mecanismo previsto no Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio, comporta uma intervenção no preço que se forma no mercado à vista, sendo neste mesmo mercado que se efetuam as liquidações dos custos (pagamento compensatório efetuado aos centros eletroprodutores) e encargos sobre a procura (aos agentes diretamente expostos ao preço à vista, ou preço *spot*). Importa sublinhar que a filosofia de repercussão dos encargos que o Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio, consagrou é o de que estes (os encargos do mecanismo) devem ser suportados pelos agentes que beneficiam do mecanismo e que são, objetivamente, aqueles que se encontram expostos ao preço à vista (*spot*). Com efeito, a agentes que tivessem contratado um preço fixo a prazo, prévio ao mecanismo, não assiste qualquer benefício (o preço do contrato não é alterado), pelo que a imposição de um encargo resultaria numa distorção entre agentes, em desfavor dos que tivessem contratado a prazo as suas necessidades de energia.

Pela sua natureza e quadro regulatório próprios, o Comercializador de Último Recurso pratica um preço de natureza fixa, assente numa programação do seu aprovisionamento que incorpora valores mínimos de contratação a prazo (leilões CUR, a que o próprio parecer do CT faz referência e sustenta a sua manutenção), de modo a dotar de mais previsibilidade e firmeza o preço da energia que daí decorre. Este modelo foi, de resto, amplamente defendido aquando da sua introdução, não apenas pelo próprio Comercializador de Último Recurso, como pela generalidade dos comercializadores em regime de mercado, pelo que resultaria estranho que se lhe impusesse, por via do mecanismo transitório de custos no mercado *spot*, um custo de uma intervenção de que não beneficia e que, ao invés de consolidar a firmeza e previsibilidade, poderia adicionar variabilidade e incerteza de curto prazos.

Importa ainda referir que, sendo o Comercializador de Último Recurso contraparte contratual na aquisição da energia proveniente de fontes renováveis com tarifa garantida, esta só pode ser revertida em mercado em mecanismos de contratualização a prazo se àquele agente não se impuserem custos de variabilidade de curto prazo. Neste sentido, quaisquer diferenciais resultantes da gestão das duas principais grandezas

a que se encontra exposto o Comercializador de Último Recurso – aprovisionamento de energia para abastecimento da carteira de clientes e gestão da energia proveniente de fontes renováveis com tarifa garantida – é repercutida, através do sistema tarifário, no conjunto do SEN.

Quanto à avaliação e acompanhamento do mecanismo previsto no Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio, a ERSE reconhece a pertinência do comentário do CT quanto à disponibilização pública de um relatório específico. Em todo o caso, expressa-se ao CT que a ERSE, nos termos em que o próprio Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio prevê, tem efetuado uma supervisão continuada do citado mecanismo e contribuído com elementos circunstanciados aos decisores de política pública e à própria Assembleia da República a avaliação periódica que efetua do mecanismo previsto no Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio. Esta informação soma-se a outra, publicamente acessível na página de Internet da ERSE, sobre o contexto de aplicação do mecanismo e sobre o seu funcionamento, bem como à concretização de desenvolvimentos regulamentares requeridos por lei neste contexto.

A respeito do assunto suscitado pelo CT, referente à aplicação de encargos do mecanismo previsto no Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio, no referencial de muito curto prazo gerido pelo operador da rede de transporte, importa reiterar que a filosofia de construção e implementação da Diretiva 13-A/2022 foi a de manter total harmonização de princípios com o que sucede em Espanha, dado o caráter ibérico harmonizado do mecanismo. Em todo o caso, cabe salvaguardar que o contexto em que se operam os mercados de balanço e de muito curto prazo em Portugal e Espanha, sendo semelhantes nos seus traços comuns, têm naturais diferenças, quer quanto à dimensão relativa dos dois sistemas, quer quanto ao modo de apurar e imputar custos de balanço aos agentes.

Todavia, deve também mencionar-se que a natureza das citadas diferenças não decorre, na essência, do mecanismo contratual seguido, já que a contratação bilateral não se encontra mais isenta ou sujeita que a contratação em mercado organizado, antes refletindo a dicotomia entre preços expostos a spot ou preços temporalmente fixos. O que não corresponde necessariamente a considerar que a forma de nomeação e liquidação física da energia contratada em bilateral seja a mesma em Portugal e Espanha – em Portugal, o quadro legal e regulamentar estabelece que a nomeação e liquidação física dos contratos bilaterais se efetua junto do operador da rede de transporte, na sua função de gestor global do SEN (GGS); enquanto em Espanha o legislador optou por o fazer no contexto integrado de mercado à vista. Neste contexto, a implementação do mecanismo previsto no Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio não poderia deixar de atender às condições legais existentes em cada país, o que sucedeu em Portugal com a adoção da Diretiva 13-A/2022.

Cabe ainda mencionar que, por razões de imperativo temporal, desde logo vertidas no próprio Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio, a Diretiva 13-A/2022 foi aprovada sem a prévia consulta a que a ERSE habitualmente submete as suas propostas regulamentares, o que, a ter sucedido, poderia mitigar alguns dos aspetos entretanto suscitados. Sem prejuízo do atrás referido, a ERSE está a avaliar a revisão do quadro regulamentar estabelecido pela citada Diretiva, desde logo no sentido de permitir maior desagregação de informação aos agentes que permita a compreensão dos valores que lhes são faturados. Espera-se que, a breve trecho, esse processo de revisão se encontre concluído.

## 5 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES NO CONTINENTE

### 5.1 NOVA OPÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

A operacionalização da nova opção tarifária na tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT tem sido dificultada pela ocorrência de preços negativos desde 1 de janeiro de 2022 nessas mesmas tarifas. A ERSE partilha da preocupação do CT em como é essencial preparar a sua efetiva aplicação com antecedência, permitindo aos clientes em MAT, AT e MT tomar uma escolha informada sobre a sua eventual adoção, podendo isso exigir a adaptação nos processos produtivos ou de gestão de energia.

O trabalho preparativo, a desenvolver pela ERSE, passará num primeiro momento por discutir com os operadores das redes os detalhes da operacionalização, incluindo a classificação dos pontos de entrega pelas três áreas de rede previstas no Regulamento Tarifário. Num segundo momento, é necessário divulgar no mercado as condições de aplicação desta opção tarifária, designadamente junto dos comercializadores e dos consumidores. Idealmente, esta divulgação deve ocorrer no limite até à apresentação da proposta tarifária pela ERSE, relativa ao ano de 2024, dando assim um período superior a 2 meses para os agentes adaptarem os processos e sistemas.

### 5.2 ESTUDO DE ALTERNATIVAS PARA AS HORAS DE PONTA

O CT observa que os sinais de preço resultantes das opções tarifárias atuais para as tarifas de Acesso às Redes têm vindo a apresentar um desfasamento crescente face ao sinal de preço horário decorrente do mercado *spot*, com o preço em mercado nas «horas solares» menor face a outros períodos. Efetivamente, nos períodos de verão, os ciclos semanais atualmente existentes continuam a alocar as horas de ponta exclusivamente em períodos da manhã ou da tarde. Tendo presente os critérios de atribuição das horas de ponta que resultam da utilização das redes, o CT observa que o forte sinal de preço do mercado *spot* pode justificar opções de consumo em períodos de ponta, situação contrária ao seu objetivo e que impede a otimização de custo por parte dos consumidores que tomem estas opções. Nesse sentido, propõe à ERSE o estudo de uma alternativa adicional às opções atuais para alocação das horas de ponta fora das «horas solares» que, em caso de viabilidade e mantendo as opções atuais, possa ser implementada.

No caso do exemplo apontado pelo CT, a maior produção solar pode originar preços em mercado inferiores nas horas em que as redes elétricas são mais solicitadas. Nesses períodos, há um desalinhamento entre o



sinal preço do mercado grossista (que, por o preço ser inferior, incentivará ao aumento do consumo) e o sinal preço da utilização das redes (que, por corresponder a um período, desde logo, de maior consumo, incentivará a redução do consumo). Tradicionalmente, os períodos de maior solicitação das redes correspondiam também a períodos de preços de mercado mais elevados (por terem que ser acionadas centrais de produção de maior custo marginal).

Assim, com a maior incorporação de energias renováveis na produção elétrica, em particular a solar, é necessário incorporar nas decisões de consumo estes dois sinais, por vezes antagónicos, da utilização das redes e dos preços do mercado grossista, o que a ERSE concorda que pode ser desafiante. Para além da produção solar, o autoconsumo, as comunidades de energia renovável, o armazenamento e a mobilidade elétrica irão certamente conduzir a uma utilização distinta das redes, devendo todas estas novas realidades ser consideradas.

Por um lado, importa garantir que os sinais são os adequados para um uso eficiente do sistema elétrico. Desenhar a diferenciação temporal do sinal de preço para o fornecimento de eletricidade apenas com base em uma das duas componentes levará a uma situação sub-ótima do ponto de vista do sistema elétrico. Do ponto de vista do sistema o consumidor final deveria estar a reagir aos picos resultantes do conjunto energia e redes. A ERSE entende que a alocação das horas de ponta das tarifas de Acesso às Redes deve continuar a ser realizada a partir da utilização das redes e que na componente de energia deve decorrer do mercado, nomeadamente através de ofertas com preços dinâmicos indexados ao mercado grossista.

No caso da utilização das redes, a ERSE tem desenvolvido estudos acerca deste assunto, nomeadamente no âmbito dos projetos-piloto de aperfeiçoamento das tarifas de Acesso às Redes e do qual resultou a nova opção tarifária de Acesso às Redes em MAT, AT e MT <sup>6</sup>. Os mapas horários desta nova opção tarifária têm uma estrutura com um ciclo de contagem semanal, diferenciando as durações por tipo de dia e por época. Os mapas com os períodos horários que foram determinados para cada área de rede <sup>7</sup> são os apresentados na Figura 5-1. Na área de rede do Norte observa-se um comportamento de pico duplo nos dias úteis nas épocas alta e média, com o pico ao final do dia a ter uma duração mais longa. Na época baixa os dois picos

---

<sup>6</sup> Veja-se o «Documento justificativo da proposta de reformulação do Regulamento Tarifário do setor elétrico» da [Consulta Pública n.º 101](#) e o [Anexo 1](#) «Projeto-piloto de aperfeiçoamento das tarifas de Acesso às Redes em MAT, AT e MT em Portugal continental - Relatório de Análise».

<sup>7</sup> O estudo teve por base os diagramas de carga com desagregação quarto-horária, relativos aos anos de 2013 a 2019 para Portugal Continental, discriminados por nível de tensão (BT, MT, AT e MAT), por área de rede (Norte, Porto, Mondego, Lisboa, Tejo, Sul) e por tipo de carga (consumo agregado dos clientes e produção distribuída). A partir desta informação, e dos fatores de ajustamento para perdas, obtiveram-se os trânsitos de energia nas redes, por nível de tensão e área de rede.

estão mais próximos um do outro, separados pela hora de almoço. Na área de rede do Centro, as horas de maior utilização concentram-se ao final do dia nas épocas alta e média, com um padrão diferente na época baixa. Na área de rede do Sul as horas de maior utilização apresentam um padrão mais consistente, com essas horas concentradas ao final do dia nas três épocas.

Figura 5-1 - Períodos horários nas área de rede do Norte, do Centro e do Sul, por tipo de dia e época

Norte		0:00	0:30	1:00	1:30	2:00	2:30	3:00	3:30	4:00	4:30	5:00	5:30	6:00	6:30	7:00	7:30	8:00	8:30	9:00	9:30	10:00	10:30	11:00	11:30	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30	15:00	15:30	16:00	16:30	17:00	17:30	18:00	18:30	19:00	19:30	20:00	20:30	21:00	21:30	22:00	22:30	23:00	23:30				
Dia útil	Época alta	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	C	C	C	C	C	C	C	P	P	P	P	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	C	C	C	C		
	Época média	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	C	C	C	C	C	C	C	P	P	P	P	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	C	C	C	C	
	Época baixa	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	C	C	C	C	C	C	C	P	P	P	P	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	C	C	C	C	
Fim-de-semana	Época alta	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	
	Época média	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V		
	Época baixa	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	
Centro		0:00	0:30	1:00	1:30	2:00	2:30	3:00	3:30	4:00	4:30	5:00	5:30	6:00	6:30	7:00	7:30	8:00	8:30	9:00	9:30	10:00	10:30	11:00	11:30	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30	15:00	15:30	16:00	16:30	17:00	17:30	18:00	18:30	19:00	19:30	20:00	20:30	21:00	21:30	22:00	22:30	23:00	23:30				
Dia útil	Época alta	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	C	C	C	
	Época média	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	C	C	C	
	Época baixa	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	C	C	C	
Fim-de-semana	Época alta	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
	Época média	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	
	Época baixa	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	
Sul		0:00	0:30	1:00	1:30	2:00	2:30	3:00	3:30	4:00	4:30	5:00	5:30	6:00	6:30	7:00	7:30	8:00	8:30	9:00	9:30	10:00	10:30	11:00	11:30	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30	15:00	15:30	16:00	16:30	17:00	17:30	18:00	18:30	19:00	19:30	20:00	20:30	21:00	21:30	22:00	22:30	23:00	23:30				
Dia útil	Época alta	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	C	C	C	
	Época média	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	C	C	C	
	Época baixa	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	C	C	C	
Fim-de-semana	Época alta	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
	Época média	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	
	Época baixa	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V

Legenda: P – ponta, C – cheias, V – vazio normal, S – super vazio. Os fins-de-semana incluem os feriados nacionais.

Seguindo a prática vigente, a localização exata dos períodos horários não está fixada no Regulamento Tarifário e é objeto de publicação anual pela ERSE na diretiva de tarifas e preços. Para o efeito, a ERSE deverá atualizar a análise efetuada.

Por outro lado, os clientes de eletricidade devem dispor de informação e de ferramentas que lhes permitam responder a esse desafio. As redes e sistemas inteligentes, assim como aplicações que recebam e tratem informação em tempo real, para auxiliar à decisão, são para isso determinantes. A ERSE continuará a acompanhar estas matérias e a promover a disponibilização de informação.

## 6 TARIFAS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA

### 6.1 VARIAÇÕES TARIFÁRIAS NAS RA

As variações tarifárias nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira são diretamente condicionadas pela evolução das tarifas reguladas determinadas para Portugal continental, no sentido de se cumprir o princípio da uniformidade tarifária. Se, em alternativa, as tarifas de venda a clientes finais fossem orientadas pelos proveitos permitidos da EDA nos Açores e da EEM na Madeira, resultariam preços mais elevados para essas regiões.

As variações tarifárias para os consumidores em MT e BTE das Regiões Autónomas, apresentadas na proposta tarifária <sup>8</sup>, constituiriam o aumento mais significativo para essas regiões desde que a ERSE fixe as respetivas tarifas. Contudo, esses aumentos estão em linha com os acréscimos observados em Portugal continental na tarifa de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo <sup>9</sup>, uma vez que as várias tarifas de venda a clientes finais estão orientados para a mesma estrutura tarifária aditiva.

Importa também realçar que o aumento observado na estrutura tarifária do Continente em MT, BTE e BTN foi inferior ao aumento observado nos proveitos permitidos das duas regiões. Enquanto os aumentos das tarifas de Venda a Clientes Finais nas duas Regiões Autónomas foram inferiores a +35% <sup>10</sup>, entre as tarifas do ano de 2022 e a proposta de tarifas para o ano de 2023, os proveitos permitidos registaram no mesmo período aumentos de +43% e + 57% nos Açores e na Madeira <sup>11</sup>, respetivamente. Logo, as regras tarifárias em vigor protegem as duas Regiões Autónomas, de carácter ultraperiférico, de aumentos mais significativos em 2023.

Por último, importa referir que na decisão tarifária final os acréscimos tarifários dos consumidores em MT e BTE das Regiões Autónomas estão cerca de 27 p.p. e 21 p.p. abaixo do previsto na proposta submetida ao CT.

---

<sup>8</sup> Como indicado pelo CT, a proposta tarifária apresentou «*acréscimos tarifários previstos para os consumidores de MT e BTE, superiores a 90% na MT e 66% na BTE, em ambas as [Regiões Autónomas]*», comparando os anos de 2022 e 2023.

<sup>9</sup> Na proposta tarifária, a tarifa de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo, a aplicar em Portugal continental, apresentava variações tarifárias entre 2022 e 2023 de +83,8% e +58,0% em MT e BTE respetivamente.

<sup>10</sup> De acordo com as secções 4.1 e 4.2 do documento «Proposta de Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2023», as variações tarifárias da tarifa de Venda a Clientes Finais nos Açores e na Madeira eram de +34,1% e +32,3%, respetivamente.

<sup>11</sup> Valores do Quadro 3-7 do documento «Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2023».

## 6.2 CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA

Face à solicitação do CT para reanalisar a aplicação do mecanismo de convergência tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais nos Açores e na Madeira, uma alternativa para mitigar os impactos tarifários dos clientes em MT e BTE seria a adoção de variações uniformes em todos os níveis de tensão e tipos de fornecimento, em cada Região Autónoma. Isto reduziria as variações tarifárias em MT e BTE, aumentando a variação dos clientes em BTN. Contudo, é de recordar que no seu Parecer à proposta de fixação excecional de tarifas, relativa ao segundo semestre de 2022, o CT não se mostrou favorável a esta abordagem, recomendando a aplicação de «*variações tarifárias semelhantes em todo o território nacional*» e uma minimização da «*subsidição cruzada entre grupos de consumidores*»<sup>12</sup>.

A referida suspensão do mecanismo de convergência tarifária teria como consequência a criação de um défice tarifário nas Regiões Autónomas, a recuperar nas tarifas em anos subsequentes. Tendo em conta que os aumentos que irão ser observados nas Regiões Autónomas estão em linha com os acréscimos de preços em Portugal continental, não seria adequado criar um défice tarifário nas Regiões Autónomas e exigir aos clientes em Portugal continental que paguem os custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas.

Havendo nas Regiões Autónomas clientes em MT e BTE que possam ser particularmente afetados pelo aumento das tarifas de Venda a Clientes Finais, os governos regionais, com base em informação mais granular sobre o tecido empresarial, devem decidir se podem e devem direcionar apoios extraordinários às empresas mais afetados pelo aumento do custo de energia. Do ponto de vista da estrutura tarifária do Setor Elétrico, o mecanismo de convergência tarifária já assegura a mitigação das variações tarifárias nas Regiões Autónomas, fazendo repercutir nessas regiões o mesmo efeito das medidas de contenção tarifária aplicáveis aos clientes em Portugal continental.

---

<sup>12</sup> Alínea d) das Recomendações na parte III do Parecer do CT, em "[Parecer sobre a Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica de julho a dezembro de 2022 – Fixação Excecional](#)".

## **7 CUSTOS DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL (CIEG)**

### **7.1 DIFERENCIAL DE CUSTO DOS CAE**

Tal como está referido no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2023 das empresas reguladas do setor elétrico”, e de acordo com o artigo n.º 300 do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, a ERSE repercute, através do Regulamento Tarifário, a diferença entre os encargos totais suportados pela REN Trading e as receitas provenientes da venda de energia elétrica adquirida no âmbito dos CAE ou de leilões do gás natural do contrato de longo prazo, deixando de existir a figura de mecanismo de incentivo previsto para a remuneração da empresa.

Adicionalmente, como já consta na proposta, o mesmo artigo prevê ainda que a venda de energia elétrica por parte da REN Trading, através dos mercados organizados ou da celebração de contratos bilaterais, deverá ser feita considerando a otimização da gestão da energia dos contratos.

Neste enquadramento, a ERSE toma boa nota da recomendação do CT, mas ao mesmo tempo que faz relevar o horizonte muito limitado até ao fim do CAE da Turbogás (março de 2024) e que um incentivo desta natureza não está já previsto na legislação em vigor.

Em todo o caso, existem vários motivos que justificam que a ERSE tenha de continuar a monitorizar a gestão do CAE da Turbogás, de modo a aferir a adequabilidade da recuperação na tarifa de UGS dos encargos totais suportados pela REN Trading na execução do CAE.

Por um lado, a legislação vigente continua a pressupor que a REN Trading deve gerir de forma eficiente o CAE da Turbogás. Por outro lado, uma gestão inadequada do CAE teria impactes diretos e materialmente relevantes nas tarifas de acessos às redes.

### **7.2 CUSTOS PARA A MANUTENÇÃO DO EQUILÍBRIO CONTRATUAL (CMEC)**

Nos termos da legislação em vigor, a repercussão nas tarifas do valor final do ajustamento anual carece da sua homologação pelo membro do Governo responsável pela área da energia.

No entanto a ERSE reconhece a necessidade de resolver esta situação com celeridade, tendo em conta o período de tempo já ocorrido com possíveis implicações financeiras para o ORD e para os consumidores em função dos montantes finais de revisibilidade que vierem a ser aprovados.

Deste modo, a ERSE procurou, em carta enviada recentemente, alertar o membro do Governo responsável pela área da energia para a necessidade de serem concluídos os processos de homologação das revisibilidades anuais dos CMEC ainda pendentes.

## 8 MEDIDAS DE CONTENÇÃO TARIFÁRIA

A monitorização das medidas de contenção tarifária revela-se fundamental e requer por parte da ERSE um acompanhamento contínuo. Refira-se que tais como as restantes rúbricas de custos e proveitos, os montantes associados a estas medidas e considerados em definitivo para efeitos tarifários são auditados por uma entidade independente, sendo que tem sido solicitado às empresas, nas quais estas medidas são repercutidas, um reporte de informação auditado, detalhado e atualizado.

Em complemento, a ERSE tem apresentado de forma transparente e detalhada toda a informação relativa às medidas de contenção tarifária consideradas nas tarifas nos documentos que acompanham a proposta tarifária. Este esforço de transparência foi intensificado nos documentos que acompanham a publicação das tarifas para 2023, com a inclusão dos valores previstos e efetivamente concretizados relativamente ao ano de 2021 (Quadro 0-14).

No entanto, importa também referir que os montantes alocados a cada uma das medidas de contenção tarifária dependem de indicação por parte do Governo dos valores estimados transferir para redução das tarifas de cada ano. Neste caso, e no âmbito das suas competências a ERSE incorpora nas tarifas os valores comunicados e, sempre que necessário, faz as diligências junto dos órgãos Governamentais responsáveis, para a efetiva transferência dos montantes previstos para o sistema.

## 9 PROVEITOS PERMITIDOS

### 9.1 TAXA DE REMUNERAÇÃO

Na preparação dos documentos da proposta tarifária para 2023, submetidos a 15 de outubro ao CT, a taxa de remuneração usada não foi a definitiva, a qual pressuporia a recolha de valores até ao dia 30 de setembro, mas sim a que decorreu da recolha de dados até próximo dessa data, à semelhança do que já ocorreu em processos tarifários anteriores. Nota-se que esta situação tem semelhanças com o que acontece com as taxas de juro dos ajustamentos t-1, que para a proposta são atualizadas até 15 de setembro e na versão definitiva até 15 de novembro, embora não exista uma disposição regulamentar que defina este período para a fase de preparação da proposta. Na versão publicada dos proveitos subjacentes às tarifas para 2023, a ERSE atualizou, como é natural e sempre aconteceu nos exercícios tarifários anteriores, a taxa de remuneração com os dados definitivos para 2022 (até 30 de setembro como definido no mecanismo de indexação).

No que se refere à preocupação do CT relativamente ao modelo de indexação da taxa de remuneração dos ativos, importa referir que na decisão tomada foi garantido equilíbrio entre a perspetiva das empresas e o ponto de vista dos consumidores. De facto, o mecanismo de indexação implementado pela ERSE é simétrico nos limites que impõe à evolução das taxas de remunerações, quer face à subida das *yields* das obrigações do Tesouro, quer face à descida das mesmas.

Estes limites procuram assegurar a estabilidade tarifária e minimizar o risco tanto para as empresas, como para os consumidores, decorrentes de evoluções extremas das *yields* das obrigações do Tesouro, promovendo, em paralelo, uma maior eficiência e racionalidade da decisão de investimentos face ao contexto financeiro envolvente.

### 9.2 CUSTOS DA ATIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA DECORRENTES DE RESPONSABILIDADES EUROPEIAS

A ERSE suporta as suas decisões em elementos facultados pelas empresas no âmbito do reporte de informação para efeitos tarifários, previstos no Regulamento Tarifário, bem como em informação resultante de pedidos de esclarecimentos atempadamente efetuados pela ERSE, em particular para este



caso específico dos custos das obrigações do Gestor de Sistema, incorridos no âmbito da aplicação da legislação europeia e fora do controlo do operador.

Contudo, tal como o Conselho Tarifário refere, estes custos envolvem uma complexidade, quer de reporte, quer de articulação decorrente das obrigações legislativas europeias, que implica uma metodologia de regulação muito particular na atividade de Gestão Global do Sistema. Esta metodologia subentende a avaliação em cada ano do nível de custos verificados e do nível de custos esperados para os anos seguintes.

A ERSE toma boa nota da recomendação do Conselho Tarifário, no sentido de uma maior e tempestiva interação com o Gestor de Sistema, prévia à elaboração das Propostas Tarifárias.

Contudo salienta-se que a ERSE continua a aguardar a informação e esclarecimentos solicitados ao Gestor de Sistema sobre os detalhes dos custos ocorridos e projetados das entidades e plataformas que operacionalizam estas obrigações europeias, bem como a sua justificação de forma objetiva e transparente, mantendo a decisão de limitar a aceitação dos custos desta natureza até que a informação e esclarecimentos sejam prestados.

Em concreto, no que diz respeito à CORESO, a componente de custos que tem apresentado maior variação anual, chama-se a atenção para ter sido anteriormente solicitada à REN a apresentação “do plano de desenvolvimento das aplicações associadas a estas competências, dos acordos envolvidos e dos respetivos custos”, considerado essencial para uma análise adequada.

### **9.3 DEVOLUÇÃO DE RECEITAS DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DECORRENTES DA UTILIZAÇÃO DE APOIOS BT**

No âmbito do reporte dos valores previsionais para o presente exercício tarifário, a E-REDES participou a condenação em tribunal arbitral no passado mês de fevereiro e a entrega do montante das receitas provenientes da utilização dos apoios das redes em BT pelos operadores de telecomunicações aos municípios de Santo Tirso e Vila Nova de Gaia durante o ano de 2022.

A consideração deste evento no presente exercício tarifário apresenta-se extemporâneo, desde logo por a definição dos proveitos permitidos da atividade de distribuição de energia elétrica não incluir o apuramento dos ajustamentos provisórios, no caso concreto, seria o ajustamento relativo ao ano de 2022.

Ademais, encontra-se ainda pendente em vários processos a tomada de decisão final, a proferir por tribunal, quanto à eventual entrega, e em que termos, pela E-REDES aos municípios das receitas obtidas dos operadores de telecomunicações pela utilização de apoios em BT. Não se encontra, pois, encerrado o universo de aplicação desta questão. Assim, e tal como referido pela ERSE no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2023 das empresas reguladas do setor elétrico”, não é ainda possível abordar esta questão de forma geral e definitiva. Finalmente, a tomada de uma posição pela ERSE quanto à repercussão tarifária do pagamento a municípios de receitas de utilização de apoios BT aos operadores de telecomunicações poderia influir quer no interesse em agir das partes, quer nas decisões a tomar.

Complementarmente, o Conselho Tarifário sugeriu à ERSE no seu Parecer que diligenciasse junto da ANACOM no sentido de emanar regulamentação relativa ao acesso e utilização das infraestruturas aptas, nos termos do artigo 19.º, n.º 4 do Decreto-Lei n.º 123/2009, de 21 de maio, na sua redação vigente. A ERSE, tendo em conta o interesse público e o interesse de todos os intervenientes nos processos em causa, de modo a procurar estabilizar o regime em causa para tais situações, reiterou, através de comunicação datada de 29 de novembro de 2022, o pedido à ANACOM (que tem competência para aprovar a regulamentação em causa), no sentido de enviar proposta a esta Entidade.

#### **9.4 FACILITADOR DE MERCADO**

Entende a ERSE que, havendo a publicação recente do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que procede a alterações substantivas na arquitetura de atuação do facilitador de mercado, com a adoção da figura do Agregador de Último Recurso (AUR) que o substitui, deve a alteração do modelo de regulação desta atividade fazer-se no contexto de revisão regulamentar mais amplo que a alteração legal suscita, precedido de consulta pública e de um mais amplo debate, que o tempo e a circunstância atuais – processo de definição de tarifas anuais – não compreende.

#### **9.5 OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR**

Como referido pelo CT, o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, veio introduzir algumas alterações nos direitos e deveres do Operador de Mudança de Comercializador e de agregador (OLMCA) bem como ao nível da segregação de custos e receitas e sobre a forma de recuperação destas.

Neste contexto, a apresentação e discussão do novo enquadramento regulamentar desta atividade decorrerá no âmbito do processo de consulta pública, previsto para o início de 2023, com efeitos práticos, na proposta tarifária a aprovar para o ano de 2024.

Em particular, no que respeita à regulação importa sublinhar que a mesma deverá considerar os elementos previstos legalmente, designadamente, que a atividade de OLMCA se rege por princípios da utilização racional dos recursos<sup>13</sup>, exigindo-se registos contabilísticos individualizados e separados respeitantes à atividade de OLMCA e prevendo-se como receitas o preço estabelecido pela ERSE correspondente ao serviço de intermediação prestado pelo OLMCA, a pagar pelo comercializador ou participante no mercado com funções de agregação cessionários e supletivamente, as tarifas de eletricidade<sup>14</sup>.

A ERSE, como é habitual, continuará a ter especial atenção aos custos e receitas da atividade do OLMCA, através da aplicação de mecanismos regulatórios que permitam adequá-las às necessidades decorrentes da atividade do operador, em função das competências que lhe estão atribuídas, bem como através do acompanhamento e análise da informação económica e financeira reportada para efeitos tarifários.

## **9.6 NOVA METODOLOGIA DE CÁLCULO DOS CUSTOS DE TRANSPORTE DO FUELÓLEO NAS RA**

A ERSE toma boa nota do comentário do CT, reconhecendo que com a publicação da Instrução n.º 9/2022, de 19 de outubro<sup>15</sup>, os parâmetros para determinação dos custos eficientes de aquisição de combustíveis encontram-se dispersos em vários documentos.

Na Instrução n.º 9/2022 foi publicada a fórmula de cálculo dos custos de transporte do fuelóleo, tema que havia sido colocado na Consulta de Interessados n.º 4. Nesta instrução foram igualmente publicados os indexantes para aquisição do fuelóleo e a margem de comercialização do gás natural adquirido pela EEM, apesar destes dois temas estarem fora do âmbito da referida Consulta de Interessados, por ter sido considerado relevante pela ERSE proceder à sua clarificação, face aos comentários recebidos.

No que diz respeito à duração das viagens, a ERSE confirma que não publicou este parâmetro para cada uma das rotas de transporte de fuelóleo, que, de uma forma geral, foram ajustadas em função das

---

<sup>13</sup> Artigo 152.º do Decreto-Lei n.º 15/2022

<sup>14</sup> Artigo 156.º, n.º 1 e 3.

<sup>15</sup> [Instrução n.º 9/2022, de 19 de outubro](#)

propostas dos intervenientes na Consulta de Interessados e dos elementos recolhidos junto de entidades especializadas no tema, como seja a PwC, o consultor responsável pelo estudo. Relativamente à taxa de câmbio utilizada, este é um valor que a ERSE atualiza anualmente em função dos mercados financeiros e que serve para todas as conversões necessárias efetuar no processo de cálculo de proveitos, quer estejam, ou não, no âmbito do mecanismo de custos eficientes de combustíveis para as Regiões Autónomas, não sendo assim um parâmetro a fixar à priori, mas sim uma variável definida anualmente em função dos mercados financeiros.

Em suma, face aos comentários recebidos, e à dificuldade manifestada na obtenção dos parâmetros publicados para determinação dos custos eficientes de aquisição de combustíveis nas Regiões Autónomas, a ERSE procede à publicação dos diversos parâmetros, no documento “Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023” e na diretiva de publicação das tarifas, preços e parâmetros para 2023.

## 10 TARIFAS APLICÁVEIS À MOBILIDADE ELÉTRICA

### 10.1 TARIFA EGME

O CT destaca e concorda com a opção da ERSE de não diferir a recuperação de qualquer componente de proveitos permitidos. Por seu lado, a ERSE releva esta convergência de perspetivas. Na definição anual de proveitos permitidos, a ERSE procura refletir a totalidade dos custos no ano a que estes respeitam com vista à sustentabilidade económica das atividades reguladas, desde que a recuperação integral dos custos num ano não comprometa a evolução da atividade de mobilidade elétrica.

De modo a poder acomodar esta última situação, o Regulamento da Mobilidade Elétrica permite recorrer ao diferimento da recuperação tarifária dos proveitos, designadamente na fase de desenvolvimento da atividade. A ERSE optou por considerar a recuperação integral dos proveitos permitidos de 2023 nas tarifas desse ano, visto que esta opção não impedirá que no ano de 2023 o proveito unitário seja menor do que em 2022 e, conseqüentemente, não impedirá também a consolidação da evolução positiva da mobilidade elétrica.

#### 10.1.1 ESTRUTURA DA TARIFA EGME

O CT, à semelhança de pareceres anteriores, recomenda a reanálise da estrutura tarifária da EGME à data da revisão tarifária, uma vez que considera que uma tarifa apenas baseada em número de carregamentos não é a mais correta e que, em última instância, poderá penalizar os utilizadores que utilizem veículos elétricos de menor capacidade.

O CT refere que a atual estrutura tarifária da EGME poderá não ser um instrumento totalmente adequado à correta construção dos tarifários associados ao carregamento de UVE em postos públicos. Refere, ainda, que a aplicação da tarifa EGME numa base de €/kWh permitiria diferenciar o valor cobrado em sessões de carregamento de menor volume de energia carregada à bateria do veículo elétrico (VE), em relação às sessões dos carregamentos rápidos ou de maior volume de energia carregada, estabelecendo-se assim um princípio de proporcionalidade, em que os utilizadores de veículos elétricos (UVE) que carregam mais, pagam proporcionalmente mais pela utilização da rede de mobilidade elétrica.

A questão levantada pelo CT tem três dimensões que importa considerar: uma relativa à estrutura das tarifas da EGME, outra relativa ao impacto dessa estrutura nos preços finais pagos pelos UVE e ainda outra

sobre uma proporcionalidade entre UVE com sessões de carregamentos de menor e de maior volume de energia.

Quanto à primeira dimensão, a estrutura tarifária deve refletir os custos da respetiva atividade. No caso da gestão de operações da rede de mobilidade elétrica (GOME), a EGME presta serviços de gestão de informação necessária a faturação entre agentes do setor (dados relativos aos fluxos de energia e aos fluxos financeiros). Por esse motivo, o preço deve sinalizar a utilização da rede de dados pelos agentes (n.º de transações de dados, p.e.).

O recurso a grandezas relacionadas com o consumo de eletricidade dos carregamentos (e.g. o consumo médio, kWh/carregamento) não permitiria estabelecer uma relação com a atividade de gestão de informação, pelo que se perderia o sinal relativo a essa atividade, o qual deve estar subjacente à definição da estrutura tarifária.

Em relação à questão do impacto da estrutura das tarifas EGME nos preços finais pagos pelos UVE, importa salientar que as tarifas EGME são aplicáveis a comercializadores de eletricidade para a mobilidade elétrica (CEME) e a operadores de pontos de carregamento (OPC), podendo estes, por sua opção, repassar ou não o custo das tarifas EGME através da mesma variável de faturação.

Efetivamente, o peso das tarifas da EGME na estrutura de custos de CEME e de OPC será tanto maior quanto menor for a energia consumida por carregamento. No entanto, as tarifas da EGME são um custo de operação destes agentes como quaisquer outros que permitem a sua atividade. Assim, no limite, o custo das tarifas da EGME pode ser variabilizado por CEME e OPC nos preços oferecidos aos seus clientes. Por esse motivo, o impacto da estrutura das tarifas da EGME no preço final pago pelos UVE depende dos preços de CEME e de OPC, estabelecidos livremente por estes.

Importa ainda assinalar que, embora alguns OPC tenham atualizado os seus preços com termos fixos após o início da aplicação de tarifas da EGME em 2021, é um facto que já anteriormente existiam pontos de carregamento que incluíam termo fixo nos preços praticados a UVE.

Quanto à questão da proporcionalidade entre UVE com sessões de carregamentos de menor e de maior volume de energia, essa proporcionalidade será dada, desde logo, pela componente de preço dos CEME, que é relativa ao fornecimento de eletricidade para o carregamento (os preços dos CEME dependem da quantidade de eletricidade para carregamento), e, depois, pela componente de preço dos OPC, que correspondem à infraestrutura de carregadores (sendo que os preços serão, na generalidade, superiores para potências de carregamento mais elevadas).

Para a estimativa dos impactos da proposta no preço final dos UVE, as componentes CEME e OPC, excluindo as tarifas de EGME, representavam 69% a 70% do preço final com taxas e impostos (face a 11% a 12% para as tarifas EGME).

Assim, embora a ERSE compreenda a questão de que a existência de termos fixos penaliza os UVE com veículos elétricos de menor capacidade, tal não decorre, necessária e unicamente, da estrutura das tarifas da EGME.

#### 10.1.2 DESAGREGAÇÃO DA TARIFA EGME NA FATURAÇÃO

O CT recomenda que a ERSE estabeleça um princípio de apresentação autónoma e individualizada em fatura da tarifa EGME de carregamento, de modo a aumentar a transparência dos preços finais praticados.

Atualmente, o Regulamento da Mobilidade Elétrica (RME) <sup>16</sup> estabelece que os CEME devem assegurar que a faturação ao UVE discrimina os seguintes montantes: a) carregamento do veículo elétrico; b) utilização dos pontos de carregamento; c) outros serviços que possam ser prestados; d) Taxas e impostos [art.º 13.º, n.º 2].

O montante relativo ao carregamento incorpora a tarifa EGME aplicável ao CEME, além das tarifas de Acesso às Redes de Energia Elétrica para a Mobilidade Elétrica, assim como custos de aprovisionamento e de comercialização do CEME. Do mesmo modo, o montante relativo à utilização dos pontos de carregamento inclui a tarifa EGME aplicável ao OPC, além dos restantes custos relativos à atividade de OPC.

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

Face ao exposto, embora concorde com a importância de assegurar transparência na informação disponibilizada aos UVE, a ERSE entende que a obrigação sugerida pelo CT, de discriminação da tarifa da EGME, não traduziria necessariamente a atuação dos CEME. Além do mais, o conteúdo da fatura aos UVE deve também responder a objetivos de simplicidade, tanto mais relevantes num setor recente.

---

<sup>16</sup> [Regulamento n.º 854/2019](#), de 4 de novembro, alterado pelo [Regulamento n.º 103/2021](#), de 1 de fevereiro. [Versão consolidada](#).

## 10.2 COMPARAÇÃO ENTRE VEÍCULOS COM DIFERENTES OPÇÕES DE MOTORIZAÇÃO

O CT assinala que a comparação com outras opções de motorização tem limitações, por não considerar custos de investimento na aquisição e manutenção dos veículos nem custos com eventuais carregadores nas habitações, que desvirtuam o cálculo do custo total. Reitera que a análise deveria limitar-se à comparabilidade de carregamento dos veículos elétricos nas diferentes opções disponíveis. Sugere, em alternativa, considerar os custos na comparação.

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

Assim, a ERSE considera que o exercício se mantém relevante. De todo o modo, a ERSE procurará perceber se será possível recolher informação acerca de custos de aquisição e manutenção de veículos e de equipamentos auxiliares e, em caso afirmativo, se tal permitirá alargar a análise realizada à consideração desses custos.



## 11 OPERADORES DE REDE EXCLUSIVAMENTE EM BAIXA TENSÃO

A ERSE partilha a preocupação do CT, expressa na recomendação relativa à necessidade da existência de uma monitorização da situação económica e financeira dos ORD exclusivamente em BT. Não obstante o enquadramento da atividade de operação das redes em BT estar, nos últimos anos, na ordem do dia em virtude do aproximar do fim do prazo da generalidade dos contratos de concessão de distribuição em Baixa Tensão, a definição do quadro legal e da nova titularidade das concessões é um elemento ainda em definição e que releva para o exercício da atividade regulatória.

Assim, a revisão do enquadramento regulatório dos operadores de rede exclusivamente em BT apenas será possível após a clarificação do quadro legal, em resultado do resultado do concurso e da definição legal das concessões em BT.

No entanto, sem prejuízo dessa revisão regulamentar estar dependente da definição do quadro legislativo e normativo, que a ERSE continuará a acompanhar, considera-se pertinente desenvolver, desde já, procedimentos que permitam dotar a ERSE de elementos informativos.

Neste sentido, na próxima revisão regulamentar, decorrente da necessidade de adaptação dos regulamentos do setor elétrico ao previsto no Decreto-Lei n.º 15/2022, está previsto a criação de obrigações de prestação de informação pelos ORD exclusivamente em BT à ERSE, no âmbito do Regulamento Tarifário, designadamente com reporte físico e económico-financeiro, relativo a cada ORD exclusivamente em BT.

De facto, sem a prestação de informação consistente, fiável e periódica não é possível à ERSE tomar decisões regulatórias adaptadas a cada caso, tanto mais que, com base na informação recebida (parcial e incompleta) são identificáveis, entre os diferentes operadores das redes, situações muito distintas, sensíveis à estrutura de clientes de cada operador e demais características da rede.

Neste contexto, a ERSE agradece a sugestão do CT e informa que pretende que a mesma seja concretizada na próxima revisão regulamentar do setor elétrico, já em 2023.

A prestação da informação por parte dos ORD exclusivamente em BT é um elemento fundamental para a criação de um quadro regulatório e para assegurar a fundamentação às eventuais decisões tarifárias da ERSE, nesta matéria. Adicionalmente, esta prestação de informação permitirá concretizar um processo de monitorização da situação económica e financeira dos operadores de rede de distribuição exclusivamente em BT.

Não obstante, como acima referido, importa sinalizar que o Decreto-Lei n.º 15/2022, não prevê qualquer especificidade para estes operadores ou um quadro regulamentar distinto do aplicável à atividade de distribuição de energia elétrica em BT. Assim, a criação de quadros regulamentares e tarifários específicos tem de ser justificada, estando sujeitos ao cumprimento do princípio da legalidade.

## 12 OUTROS TEMAS

### 12.1 TARIFAS FINAIS NEGATIVAS

Tendo a ERSE proposto fixar tarifas de Acesso às Redes negativas para 2023, com maior expressão do que o havia feito para 2022, não se pode excluir que os preços finais resultantes de determinados contratos possam conduzir a faturas com valores totais negativos.

O Conselho Tarifário, no seu parecer sobre a proposta de Tarifas e Preços de Eletricidade para 2023, de 15/11/2022, recomendou que a ERSE avaliasse as *soluções regulatórias que possam ser implementadas perante a eventualidade de poderem vir a existir casos pontuais de tarifas finais negativas* (recomendação final X).

Em face da recomendação recebida, a ERSE formulou 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.

Tal projeto foi submetido a pronúncia através da consulta de interessados n.º 11/2022, dirigida aos comercializadores de eletricidade a atuar no mercado livre e também ao Conselho Tarifário.

Face aos comentários recolhidos da consulta a interessados e ao parecer do Conselho Tarifário, 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.

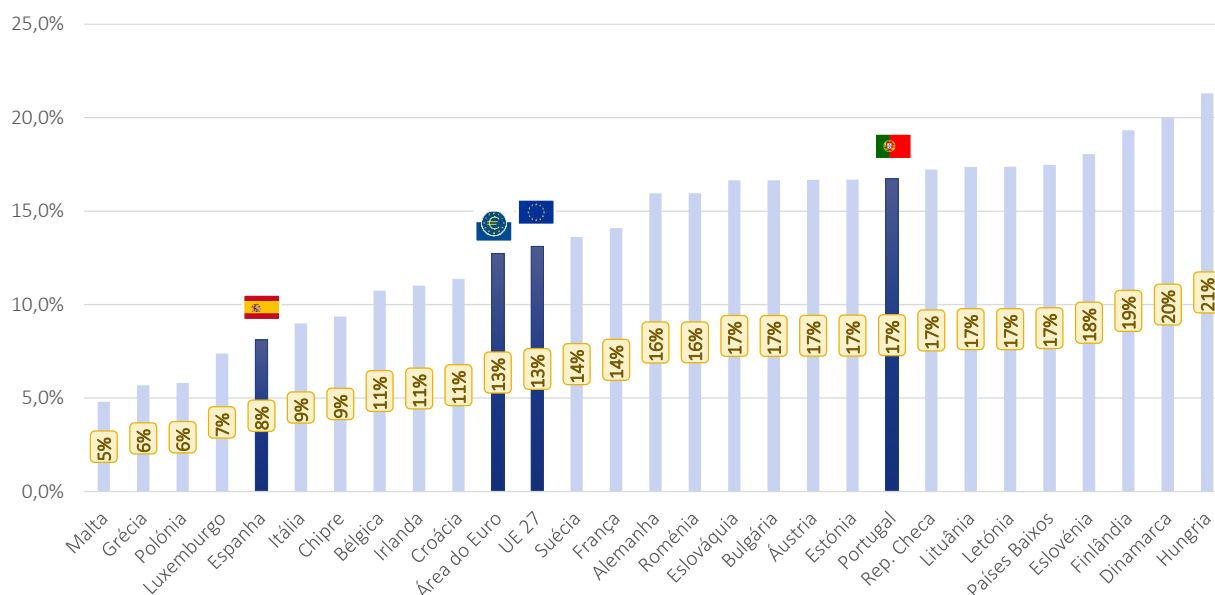
### 12.2 APLICAÇÃO DA TAXA DE IVA REDUZIDA E CONTRIBUIÇÃO DE AUDIOVISUAL (CAV)

A ERSE regista a posição do Conselho Tarifário, que considera que a taxa reduzida de IVA é a única que se afigura coerente aplicar a um serviço público essencial.

No que respeita à taxa de IVA aplicável nos fornecimentos de eletricidade nos diferentes países da UE (UE 27), refira-se que, conforme se observa na figura seguinte, na banda de consumo mais representativa em Portugal para os consumidores domésticos <sup>8</sup>, no 1.º semestre de 2022, 22 países tinham taxas de IVA

entre os 11% e os 21%. O valor da taxa de IVA nesta banda de consumo para Portugal é de 16,7%, apresentando uma redução face ao valor observado no 1.º semestre de 2020, 22,6%<sup>17</sup>.

Figura 12-1 - Taxa de IVA aplicável ao fornecimento de eletricidade na UE 27 – banda DC



Fonte: [Eurostat](#) (elaboração ERSE)

Importa salientar que o valor apresentado para Portugal considera o efeito da taxa de IVA reduzida para a componente fixa da tarifa de Acesso às Redes e da taxa de IVA intermédia (13%) aplicada ao consumo de eletricidade que não exceda 100 kWh (ou 150 kWh, no caso de famílias numerosas), num período de 30 dias, para consumidores com potência contratada até 6,9 kVA.

Como é do conhecimento comum, em outubro de 2022, a taxa de IVA aplicável nestas situações, passou a ser a taxa reduzida de IVA (6%). Assim, perspetiva-se que o valor médio das taxas de IVA para Portugal, sem outras alterações legislativas, seja ainda menor, dado que os valores apresentados não integram a alteração para a taxa reduzida de IVA, ocorrida em outubro de 2022. A título de exemplo, refira-se que o impacto da alteração da taxa intermédia para a taxa reduzida, na fatura mensal de um consumidor com potência contratada de 3,45 kVA, e um consumo de 160 kWh, foi de - 2,9%.

<sup>17</sup> Informação apresentada no documento de comentários ao parecer do CT sobre a [“Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2021”](#).

No que respeita à CAV a ERSE regista a posição do Conselho Tarifário, que considera que esta não deve ser cobrada através da fatura de eletricidade. Reitera-se, todavia, que a ERSE não detém competências formais que a habilitem a alterar o regime legal da CAV e o regime legal do IVA. Como já referido anteriormente, a ERSE tem privilegiado os aspetos de transparência e da comunicação com os clientes, designadamente através da fatura.

### **12.3 MECANISMO DE MONITORIZAÇÃO DA ADEQUAÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA E SUA ATUALIZAÇÃO**

O mecanismo de monitorização da adequação da tarifa de energia foi introduzido no Regulamento Tarifário através do Regulamento n.º 76/2019, de 18 janeiro, na [consulta pública n.º 68](#). As principais vantagens deste mecanismo foram permitir minimizar a incerteza sobre o custo da energia, por um lado, e permitir uma intervenção atempada da ERSE sempre que existam desequilíbrios significativos entre o custo de energia efetivo e a tarifa de energia aprovada no processo anual de tarifas. Todavia, como bem salientado no respetivo processo de consulta, este mecanismo não serve para substituir a decisão tarifária e não sendo um mecanismo adequado para responder às significativas alterações dos preços de energia verificados no último ano, decorrentes da escassez de recursos energéticos provocada pela guerra na Ucrânia e a pandemia.

A ERSE considera que a discussão do funcionamento do mecanismo é necessária. Todavia, não se considera que a alteração do mecanismo, neste momento, seja oportuna. As circunstâncias em que vivemos, não proporcionam elementos e informação suficientes sobre a evolução dos preços de energia, para se realizar uma discussão profícua e eficaz sobre este tipo de mecanismos. A aplicação do mecanismo de adequação da tarifa de energia, circunscreve-se a situações de funcionamento normal e regular dos mercados.

De salientar ainda, que este mecanismo não é a resposta às necessidades sentidas pelos agentes do setor, decorrentes do contexto político e económico excecional em que vivemos. Tal como aconteceu em 2022, alterações dessa magnitude carecem de decisões excecionais, adaptadas à natureza do evento, exigindo a consulta aos interessados e o cumprimento dos demais trâmites legais previstos na lei, para alterações regulamentares.