

PARECER SOBRE

“PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2023

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, alterado pelo artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, “(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*”¹

Ao CT compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria dos seus membros e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT, em 17 de outubro de 2022, o documento contendo a “*Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2023*”² (Proposta), devendo o CT emitir parecer, obrigatório e não vinculativo, até 15 de novembro, conforme disposto no artigo 48º n.º 3 dos Estatutos da ERSE, na redação em vigor, e no artigo 194º n.º 6 do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, na redação em vigor.

No decurso da elaboração deste Parecer, o CT solicitou à ERSE um conjunto de esclarecimentos adicionais ao conteúdo da “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2023”, concretizado em 10 novembro de 2022.

Assim, a Secção do Sector Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

“Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2023”

I

GENERALIDADE

A. Contexto

O desempenho macroeconómico internacional influencia a economia portuguesa e tem impacto relevante no setor elétrico, pelo que se justifica fazer uma breve contextualização.

Segundo o Fundo Monetário Internacional (FMI), entre 2012 e 2019, o crescimento da economia mundial foi estável, com ligeiras oscilações, tendo-se verificado um maior crescimento das economias emergentes e em desenvolvimento.

O Produto Interno Bruto (PIB) mundial registou, em 2020, uma contração de 3,3%, com consequências económicas e sociais, resultante da pandemia COVID-19, caracterizando-se o ano de 2021 por um forte crescimento económico mundial, fruto da recuperação da crise pandémica apoiada nos avanços do plano de vacinação e nos apoios orçamentais e monetários.

Por sua vez, o ano de 2022 tem sido marcado, entre outros, pelo conflito geopolítico entre a Rússia e a Ucrânia e por desequilíbrios entre a procura e a oferta, que têm originado aumentos significativos nos níveis de preços, que já se verificam desde o 2º semestre de 2021. O aumento da taxa de inflação tem vindo a alastrar-se nas economias europeias e norte-americanas, bem como a outros países. Por forma a

¹ Cf. Art.º 45 dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.

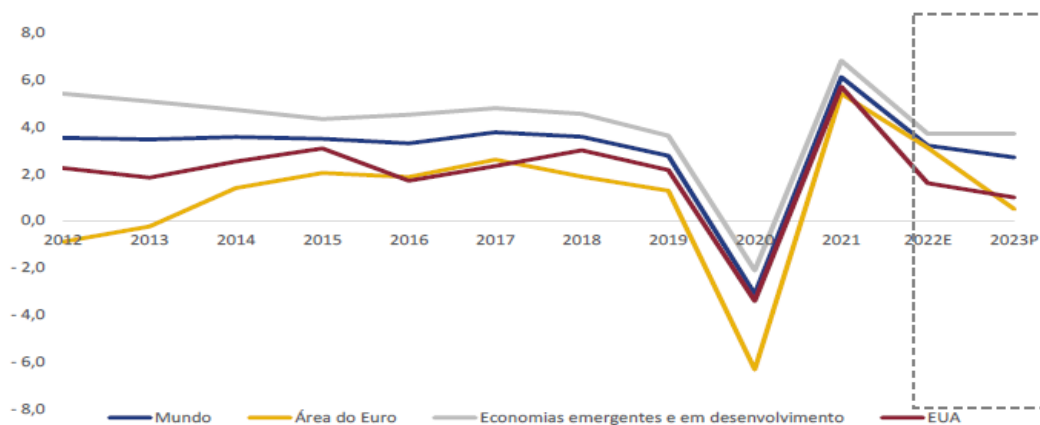
² Comunicação PCA da ERSE, de 17 outubro/2022, N/ Ref: ET-2022-1432.

contrariar esta tendência de espiral inflacionista, os bancos centrais têm vindo a aumentar as taxas de juro, colocando pressão em baixa no crescimento económico projetado para 2023.

De acordo com a Proposta, a OCDE considera que a possibilidade das reduções dos fornecimentos energéticos da Rússia constitui um risco para o crescimento económico da União Europeia, circunstância que pode determinar uma redução do crescimento económico previsto para 2023. A OCDE projeta um crescimento de 0,3% para a zona euro, 0,5% para economia dos EUA e 2,2% para a economia mundial, impulsionada pelo crescimento económico das economias emergentes e em desenvolvimento.

A evolução do PIB a nível mundial (zona euro, economias emergentes e EUA) encontra-se ilustrada *infra*.

Figura 2-1 – Taxa de variação anual do PIB mundial, das economias da zona euro, dos mercados emergentes e dos EUA



Fonte: Proposta TeP2023, documento “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023”, pág. 34

De acordo com a Agência Internacional de Energia (AIE)³, na primeira metade de 2022 muitos mercados de eletricidade continuaram a praticar preços altíssimos, particularmente na Europa, refletindo profundas incertezas tanto sobre o abastecimento de combustíveis fósseis como sobre a perspectiva do crescimento económico. A invasão russa da Ucrânia abalou qualquer expectativa de redução dos preços de energia a curto prazo na sequência dos fortes aumentos, verificados na segunda metade de 2021.

Na Europa, a situação levou ao reforço das políticas energéticas para fazer avançar a transição para as energias limpas e reduzir a dependência das importações de combustíveis. Ainda assim, tal contexto resultou num aumento de produção de eletricidade com recurso ao carvão. Prevê-se que o crescimento económico seja lento e que ocorra um abrandamento do crescimento da procura de eletricidade em 2022 e 2023 face aos níveis observados em 2021.

Neste enquadramento, a Comissão Europeia apresentou um plano de medidas de poupança de energia, de produção de energia renovável e da diversificação do aprovisionamento energético, denominado por Plano *REPowerEU*.

³ Cfr. *Abstract* do Relatório do Mercado de Eletricidade, de Julho de 2022, desenvolvido pela Agência Internacional de Energia, disponível em https://iea.blob.core.windows.net/assets/660c2410-218c-4145-9348_c782e185dcdf/ElectricityMarketReport-July2022.pdf

A fim de aumentar a segurança do aprovisionamento energético da União, o Conselho adotou o Regulamento (UE) 2022/1369 do Conselho, de 8 de agosto, que prevê uma redução voluntária da procura de gás natural de pelo menos 15 % entre 1 de agosto de 2022 e 31 de março de 2023, e confere ao Conselho a possibilidade de declarar um alerta da União em matéria de segurança do aprovisionamento de gás, caso em que a redução da procura de gás se tornaria obrigatória.

Mais recentemente, foi aprovado o Regulamento (UE) 2022/1854 do Conselho, de 6 de outubro, relativo a uma intervenção de emergência para fazer face aos elevados preços da energia, onde concretiza medidas de emergência de redução do consumo de energia elétrica para os Estados Membros.

No caso concreto de Portugal, após a queda do PIB em 2020, registou-se em 2021 uma recuperação da economia impulsionada pelo controlo da pandemia sanitária, bem como pelos apoios monetários e financeiros concedidos naquele período e a aprovação do Plano de Recuperação e Resiliência (PRR), que tiveram efeitos positivos na confiança dos agentes.

No que diz respeito ao ano de 2022, o Banco de Portugal (BdP) destaca, como aspeto positivo, o crescimento económico robusto, consequência da recuperação do turismo e do consumo privado e, bem assim, o dinamismo do mercado de trabalho, perceptível na diminuição da taxa de desemprego e no aumento dos salários nominais e, como aspeto negativo, o aumento da inflação e das taxas de juro que afetam negativamente o rendimento disponível real, bem como a desaceleração do investimento, consequência do contexto de maior incerteza que se vive, conforme ilustra a Figura seguinte:

Figura 2-2 - Economia portuguesa: taxa de crescimento real anual do PIB



Fonte: Proposta TeP2023, documento “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023”, pág. 35

Para 2022, a média das previsões mais recentes, apresentadas pelos principais organismos independentes, aponta para um crescimento do PIB português em cerca de 6,3%, destacando-se que as previsões mais recentes (BdP, CFP e FMI) são convergentes na previsão de taxas de variação superiores às projeções das instituições que ainda não procederam a essa atualização.

Por seu turno, para 2023, não obstante as previsões de crescimento económico das várias entidades nacionais e internacionais competentes, há que ter em conta que a economia portuguesa está sujeita aos riscos anteriormente referidos (conflitos geopolíticos, aumento do nível de preços e deterioração das

condições de financiamento), prevendo-se uma desaceleração do crescimento económico em função de fatores como:

- Desvanecimento do efeito de recuperação do desvio do PIB provocado pela pandemia;
- Pressões inflacionistas que têm levado os bancos centrais a subir as taxas de juro, o que tem conduzido a um aumento do custo de capital e diminuição da procura;
- Choques energéticos que poderão ter impacto no desenvolvimento económico, por via de preços ou de quantidades. A situação energética na União Europeia continua exposta a variações de preços e a desequilíbrios entre a procura e a oferta, situação que pode impactar a economia portuguesa.

As previsões para a evolução da economia portuguesa em 2023 encontram-se indicadas no quadro abaixo:

Quadro 2-1 - Economia portuguesa - principais indicadores económicos para 2021 e previsões para 2022 e 2023

| | 2021 | 2022P | 2022P | | | | 2023P | 2023P | | | | | |
|--------------------------------|-----------------------|---------------------|-------------------|-----|------|------|-------|---------------------|-------------------|-----|-----|-----|------|
| | INE/Banco de Portugal | Média das previsões | Banco de Portugal | FMI | CFP | CE | OCDE | Média das previsões | Banco de Portugal | FMI | CFP | CE | OCDE |
| PIB | 5,5 | 6,3 | 6,7 | 6,2 | 6,7 | 6,5 | 5,4 | 1,6 | 2,6 | 0,7 | 1,2 | 1,9 | 1,7 |
| Consumo privado | 4,7 | 4,4 | 5,5 | 3,4 | 5,1 | 4,6 | 3,6 | 1,3 | 1,2 | 2,0 | 0,5 | 2,3 | 0,5 |
| Consumo público | 4,6 | 1,5 | 2,0 | 1,3 | 1,9 | 1,2 | 1,3 | 0,6 | -0,9 | 1,2 | 0,3 | 1,3 | 0,9 |
| Investimento | 8,7 | 4,9 | 0,8 | 5,9 | 3,6 | 6,5 | 7,7 | 3,9 | 5,1 | 1,3 | 2,9 | 5,2 | 5,1 |
| Exportações | 13,5 | 13,8 | 17,9 | 7,7 | 17,8 | 12,3 | 13,2 | 3,2 | 3,2 | 1,7 | 3,6 | 4,1 | 3,2 |
| Importações | 13,3 | 8,6 | 10,8 | 2,1 | 12,1 | 8,6 | 9,3 | 2,8 | 2,6 | 2,1 | 2,6 | 4,1 | 2,6 |
| Inflação (IHPC) | 0,9 | 7,2 | 7,8 | 7,9 | 7,7 | 6,8 | 5,9 | 4,0 | 2,7 | 4,7 | 5,1 | 3,6 | 4,0 |
| Deflador do PIB | | 4,6 | | 7,8 | 3,9 | 2,9 | 3,7 | 3,6 | | 4,6 | 3,7 | 3,1 | 2,9 |
| Desemprego (% população ativa) | 6,6 | 5,8 | 5,8 | 6,1 | 5,6 | 5,7 | 5,8 | 5,7 | 5,4 | 6,5 | 5,3 | 5,5 | 5,7 |

Fonte: Proposta TeP2023, documento “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023”, pág. 40

Em suma, a recuperação da atividade económica durante os anos de 2021 e 2022 foi acompanhada de uma enorme subida dos preços do gás e da energia elétrica, que se agravou com o início da guerra na Ucrânia e com o agudizar das tensões geopolíticas entre a Europa e a Rússia.

A evolução do preço médio mensal da energia elétrica no mercado diário do operador de mercado elétrico designado para a gestão do mercado diário e intra diário de eletricidade na Península Ibérica (OMIE) para Portugal tem apresentado uma grande volatilidade, que decorre em grande parte de fatores sazonais, designadamente a evolução dos preços dos combustíveis (gás natural e carvão) e das licenças de emissão de CO₂, que influem na determinação do preço marginal do mercado grossista, a par dos fatores climáticos, sendo de destacar o ano de 2022 como um dos mais secos dos últimos 100 anos.

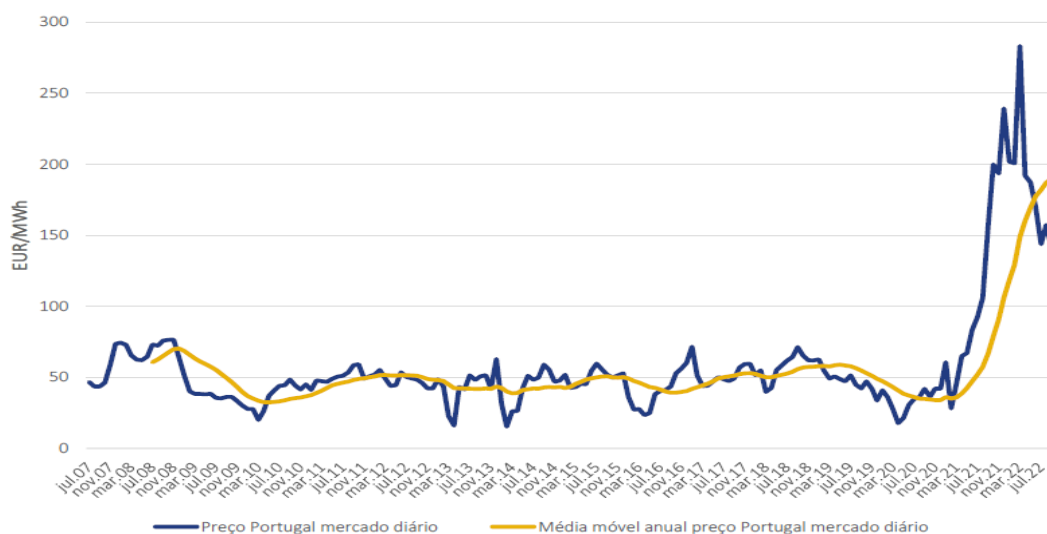
Desde meados de 2021 que tem ocorrido um aumento substancial da volatilidade e do nível dos preços grossistas na generalidade dos vetores energéticos.

Em termos de média anual, a partir de meados de 2021, o preço da energia elétrica apresentou uma evolução crescente, tendo atingido 187,10 EUR/MWh em setembro de 2022, ainda que esta tenha sido minorada com a introdução do mecanismo excecional e temporário de ajuste dos custos de produção de

energia elétrica com reflexo na formação do preço de mercado da eletricidade no referencial grossista do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) pelos governos de Portugal e Espanha, a 15 de junho de 2022⁴.

Refira-se que desde a implementação do mecanismo, em 15 de Junho, e até final de Setembro, o custo médio do mecanismo, publicado pelo OMIE, foi de 119,51 EUR/MWh, valor a que há que acrescentar os ajustes realizados pela REN - Redes Energéticas Nacionais (REN) decorrentes da Diretiva ERSE n.º 13-A/2022, de 21 de junho. Este custo é suportado pela base de consumo não isenta.

Figura 2-6 - Preços médios do mercado diário em Portugal

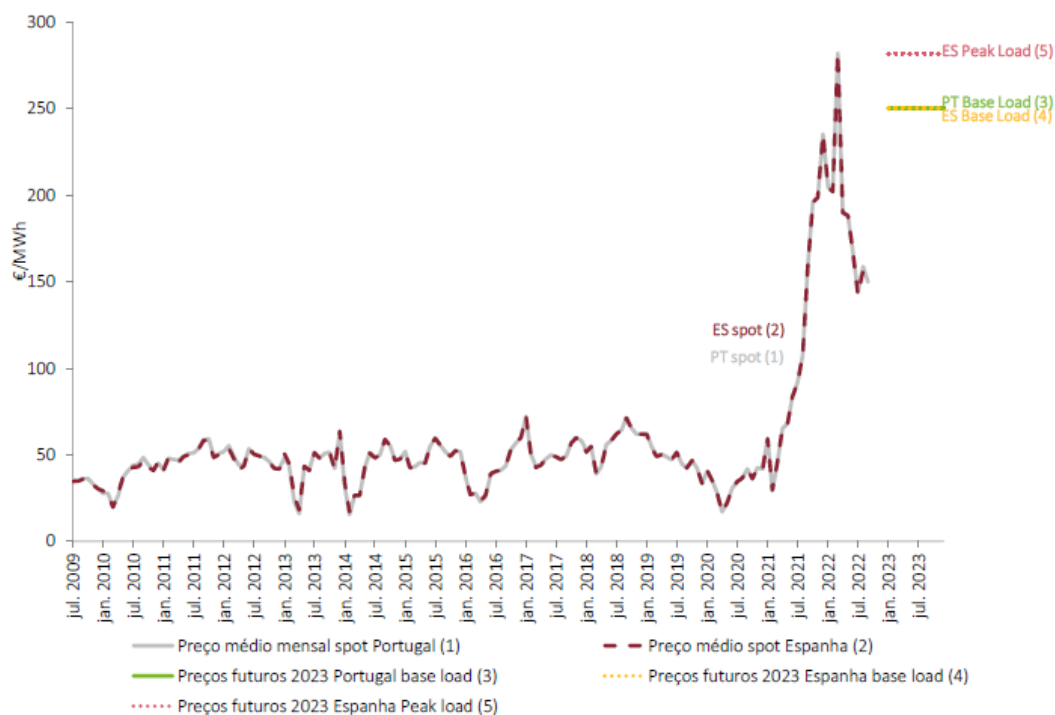


Fonte: Proposta TeP2023, documento “Proposta de proveitos permitidos e ajustamentos para 2023 das empresas reguladas do setor elétrico”, pág. 20

Em termos de previsões para 2023, os preços dos contratos de futuros, na plataforma de negociação do operador de mercado regulamentada (OMIP), para entregas em 2023 apontam, em setembro do corrente ano, para preços de energia elevados, de 250 EUR/MWh, no que diz respeito a contratos *base load* e para valores próximos dos 282 EUR/MWh nos contratos *peak load* (Figura 2-14)

⁴ Em Portugal este mecanismo veio posteriormente a ser estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio.

Figura 2-14 - Evolução do preço *spot* e dos mercados de futuros



Fonte: Proposta TeP2023, documento “Proposta de proveitos permitidos e ajustamentos para 2023 das empresas reguladas do setor elétrico”, pág. 29

Considerando os valores reais disponíveis até à presente data, as previsões para as entregas de energia elétrica em 2022 e 2023, plasmadas no mercado de futuros de energia elétrica do OMIP, e os resultados dos leilões de aprovisionamento do Comercializador de Último Recurso (CUR), no âmbito do mecanismo regulado de contratação em mercado a prazo de energia elétrica para fornecimento dos clientes por parte do CUR, o custo médio de aquisição definido para o próximo ano é de 262,06 EUR/MWh, superior ao estimado para 2022, que se situa em torno dos 179,60 EUR/MWh, e acima do valor médio considerado nas tarifas de 2022, 121,06 EUR/MWh, conforme plasmado no Quadro seguinte:

Quadro 0-8 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR⁷ para fornecimento dos clientes

| | 2022P em T2022 (Dez. 2021) | 2022P em T2022 (Jun. 2022) | 2022E em T2023 | 2023P em T2023 |
|--|-------------------------------|-------------------------------|-------------------|-------------------|
| Custo global de aquisição de energia para fornecimentos do CUR (inclui todas as parcelas de custos, EUR/MWh) | 105,50 | 136,62 | 179,60 | 262,06 |

Fonte: Proposta TeP2023, documento “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023”, pág. 15

Assim, o custo médio de aquisição do CUR previsto para 2023 é de 262,06 EUR/MWh. A definição deste valor considera os valores reais disponíveis até meados de setembro, as previsões de preços para as entregas de energia elétrica em 2022 e 2023, plasmadas no mercado de futuros de energia elétrica do

OMIP, e os resultados dos leilões de aprovisionamento do CUR no âmbito do mecanismo regulado de contração em mercado a prazo de energia elétrica para fornecimento dos clientes por parte do CUR.⁵

O CT regista as oscilações do mercado de energia, a imprevisibilidade do sistema subjacente e em consequência os preços do gás natural, que fazem antever tempos difíceis para famílias e empresas por toda a Europa.

A proposta de tarifas para 2023 contempla o disposto no Regulamento (UE) 2022/1854 do Conselho, de 6 de outubro, que prevê uma redução em 10% do consumo de energia elétrica no período de 1 de dezembro de 2022 a 31 de março de 2023, face ao período de referência estabelecido no referido Regulamento. Esta redução foi aplicada ao valor médio mensal de cada mês, calculado com base no histórico dos últimos cinco anos reais.

No entanto, o CT regista o pressuposto metodológico assumido para a determinação destes valores, em particular o facto de a ERSE ter considerado uma taxa de variação nula para os últimos três trimestres do ano de 2023 (com exceção do mês de dezembro), o que, no entendimento do CT, deverá ser esclarecido.

Por fim, em linha com o proposto pela Comissão Europeia, que defende o investimento em renováveis e em medidas de eficiência energética, que contribuam para baixar custos de produção e para a redução de consumos e, em última análise, para uma menor dependência energética da União Europeia (UE) face aos produtores de gás, e em particular à Rússia, o CT destaca como positiva a contribuição da renovável na geração de eletricidade em Portugal.

B. Comunicação dos Impactos Tarifários e Dossier de Imprensa

1. O CT regista positivamente o facto de a ERSE ter englobado no comunicado algumas sugestões e/ou considerações oportunamente formuladas pelo CT sobre este tema, nomeadamente tornando claro que a variação tarifária é calculada face ao nível de preços observado no mercado regulado em 2022.
2. O CT considera que a comunicação do impacto das variações da tarifa deve circunscrever-se apenas ao mercado regulado, para não induzir em erro os consumidores em mercado livre.
3. Finalmente, o CT regista negativamente o facto de, no Dossier de Imprensa e no que concerne às Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores (RA), apenas ter sido publicada a informação sobre a variação média anual das tarifas em Baixa Tensão Normal (BTN), o mesmo não se verificando para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Média Tensão (MT) e Baixa Tensão Especial (BTE). Tendo em conta que nas RA só existem tarifas reguladas, considera o CT que, por um lado, todos os consumidores deverão ser tratados de igual forma e, por outro, esta informação é relevante e fundamental, não apenas para os consumidores e clientes, mas também para a comunicação social que veicula essa informação junto daqueles.

⁵ Proposta TeP2023, documento “Proposta de proveitos permitidos e ajustamentos para 2023 das empresas reguladas do setor elétrico”, pág. 40

II

ESPECIALIDADE

A. Ponto Prévio

O processo de fixação das tarifas para 2023 segue as disposições legais e regulamentares em vigor para o setor elétrico, tendo como resultado final uma mitigação dos impactos da forte pressão altista dos preços nos mercados grossistas, iniciada no segundo semestre de 2021 e significativamente amplificada em 2022 com o eclodir da guerra entre a Ucrânia e a Rússia, com repercussões diretas no funcionamento e equilíbrio dos mercados energéticos a nível mundial e, muito em particular, no contexto europeu.

O CT nota que o exercício previsional do regulador, dadas as circunstâncias excecionais vividas atualmente, continua a encerrar um grau de complexidade e incerteza acrescidas que, como refere a ERSE, poderá motivar a revisão excecional de tarifas.

Decorrente deste contexto, a proposta tarifária para 2023 estabelece tarifas de acesso às redes negativas para todos os níveis de tensão. Esta situação é motivada pelo facto de o valor global dos Custos de Interesse Económico Gerais (CIEG) representar um proveito para o Sistema Elétrico Nacional (SEN). Concretamente, a atualização em alta da previsão de custo médio de aquisição de energia pelo CUR prevê gerar diferenciais muito significativos nos custos de aquisição de energia a produtores em regime especial e no diferencial dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE), em favor do SEN.

Adicionalmente, a proposta inclui um conjunto de medidas de contenção tarifária, onde se destacam a afetação de receitas decorrentes dos leilões das licenças de emissão de gases com efeito de estufa e de receitas da contribuição extraordinária sobre o setor energético (CESE), de acordo com o Despacho cuja publicação se aguarda.

No atual contexto de crise energética, o CT entende que a alocação dos proveitos provenientes dos CIEG nas tarifas terá um efeito atenuante do impacto que os custos energéticos acarretam atualmente para o conjunto dos clientes dos diversos segmentos.

B. Estimativa da Procura na fixação de Tarifas para 2023

1. A crise energética na Europa e as consequentes medidas de colmatação dos seus efeitos reflete-se nas previsões da procura de eletricidade usadas no cálculo de tarifas para 2023. O Regulamento (UE) 2022/1854 do Conselho, de 6 de outubro, relativo a uma intervenção de emergência para fazer face aos elevados preços da energia, concretiza algumas medidas excecionais, limitadas no tempo e focadas na redução do consumo de energia elétrica para os Estados Membros.
2. Neste contexto, a ERSE procurou enquadrar a evolução prevista da procura de eletricidade da proposta de tarifas com a meta de redução do consumo de energia elétrica enunciada no referido regulamento, excecionando as Regiões Autónomas conforme previsto no artigo 21.º do mesmo.
3. Seguindo essa meta, para o período entre 1 de novembro de 2022 e 31 de março de 2023 a ERSE considera uma redução em 10% do consumo de energia elétrica, face ao período de referência estabelecido no referido regulamento⁶.

⁶ «Período de referência», o período compreendido entre 1 de novembro e 31 de março dos cinco anos consecutivos anteriores à data de entrada em vigor do presente regulamento, com início no período compreendido entre 1 de novembro de 2017 e 31 de março de 2018”

- Para os meses a seguir a 31 de março de 2023, a ERSE assumiu uma variação nula do consumo de energia elétrica face aos consumos assumidos para os meses homólogos de 2022, sendo a referência, para o mês de dezembro de 2023, o valor do consumo de dezembro de 2021.
- No quadro seguinte apresentam-se os montantes dos fornecimentos totais (GWh) no continente a considerar nas tarifas, por nível de tensão, bem como a variação (%) face aos valores do exercício tarifário anterior. A estrutura dos fornecimentos totais por nível de tensão estimada para 2022 é baseada nos dados reais do consumo por nível de tensão até ao final de agosto do corrente ano.

Quadro 2-1 - Evolução do fornecimento de energia elétrica em Portugal continental considerado no cálculo tarifário

| | Fornecimentos de energia elétrica (GWh) | | |
|-------------------------------|---|---------------|------------------|
| | Tarifas 2022 | Tarifas 2023 | Δ% T2023 / T2022 |
| Fornecimentos CUR + ML | 45 515 | 44 610 | -2,0% |
| MAT | 2 468 | 2 206 | -10,6% |
| AT | 6 893 | 6 772 | -1,8% |
| MT | 14 907 | 14 543 | -2,4% |
| BTE | 3 204 | 3 157 | -1,5% |
| BTN | 18 043 | 17 932 | -0,6% |

Nota: A BTN inclui os fornecimentos para iluminação pública (IP).

Fonte: Proposta TeP2023, documento “Proposta de caracterização da procura de energia elétrica em 2023”

- Para Portugal Continental, a ERSE estima uma evolução negativa de 2,0% nos fornecimentos totais para 2023, atingindo-se o valor de 44 610 GWh, montante inferior em 1 557 GWh em relação ao valor enviado pela E-REDES em junho de 2022 e que se traduz em toda a estrutura dos fornecimentos totais por nível de tensão e em especial em BT (-583 GWh) e MT (-826 GWh).
- Relativamente ao consumo referido à emissão, a ERSE assume um crescimento de 1,5% em 2022, atingindo-se um valor de 50 241 GWh, em linha com os valores da REN e E-REDES enviados em junho, mas inferior em cerca de 640 GWh em relação às últimas previsões da REN.

Para 2023 a ERSE assumiu um consumo referido à emissão inferior em 1,7% em relação ao ano anterior, fixando um consumo de 49 398 GWh, valor significativamente inferior às previsões enviadas pelos operadores das redes (-1402 GWh em relação aos da REN-junho 2022; -1 714 GWh em relação aos da E-REDES junho 2022; -2 395 GWh em relação aos da REN-outubro 2022).

Quadro 2-4 - Previsões do consumo referido à emissão em Portugal continental

| | Unidade: GWh | | | | | |
|------------------------------------|--------------|--------|--------|--------|---------------|---------------|
| | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
| Real | 50 898 | 50 340 | 48 812 | 49 484 | | |
| (Variação média anual) | 2,5% | -1,1% | -3,0% | 1,4% | | |
| Previsões para Tarifas 2023 | | | | | | |
| REN - junho 2022 | | | | | 50 300 | 50 800 |
| (Variação média anual) | | | | | 1,6% | 1,0% |
| E-Redes - junho 2022 [1] | | | | | 50 102 | 51 112 |
| (Variação média anual) | | | | | 1,3% | 2,0% |
| REN - previsão outubro 2022 | | | | | 50 880 | 51 793 |
| (Variação média anual) | | | | | 2,8% | 1,8% |
| ERSE | | | | | 50 241 | 49 398 |
| | | | | | 1,5% | -1,7% |

[1] Os valores de energia de entrada na rede de distribuição enviados pela E-Redes foram acrescidos dos consumos próprios da REN e das perdas do transporte, tendo em conta os dados enviados pela REN.

Fonte: Proposta TeP2023, documento “Proposta de caracterização da procura de energia elétrica em 2023”, pág. 298

8. De salientar que de acordo com o Regulamento (UE) 2022/1854 do Conselho, de 6 de outubro, as medidas excecionais focadas na redução do consumo de eletricidade estão limitadas no tempo (até março de 2023).
9. Quanto às RA, a ERSE aceitou os balanços de energia elétrica enviados pelas empresas, para a determinação de proveitos permitidos e cálculo das tarifas para 2023.

Quadro 2-7 - Balanço de energia elétrica da EDA

| RUBRICAS | Unidade: MWh | | | |
|---|----------------|----------------|--|----------------|
| | Real | | Proposta EDA/ Valores adaptados pela ERSE | |
| | 2020 | 2021 | Estimativa 2022 | Tarifas 2023 |
| EMIÇÃO PARA A REDE DO SISTEMA PÚBLICO DA RAA | 769 173 | 808 507 | 816 930 | 819 271 |
| (Variação média anual) | -3,1% | 5,1% | 1,0% | 0,3% |
| - Perdas nas redes | 49 762 | 47 068 | 48 416 | 48 717 |
| (perda/fornecimentos) | 6,9% | 6,2% | 6,3% | 6,3% |
| - Consumos Próprios ¹ | 1 850 | 2 106 | 2 059 | 2 102 |
| = FORNECIMENTOS A CLIENTES DO SISTEMA PÚBLICO DA RAA | 717 562 | 759 333 | 766 455 | 768 452 |
| (Variação média anual) | -2,2% | 5,8% | 0,9% | -0,3% |
| BT | 451 990 | 477 490 | 479 807 | 483 019 |
| (Variação média anual) | -1,4% | 5,6% | 0,5% | 0,7% |
| MT | 265 572 | 281 843 | 286 648 | 285 433 |
| (Variação média anual) | -6,2% | -6,0% | -1,7% | 0,8% |

¹ Exclui consumos próprios das centrais.

Quadro 2-8 - Balanço de energia elétrica da EEM

| RUBRICAS | Unidade: MWh | | | |
|---|----------------|----------------|--|----------------|
| | Real | | Proposta EEM/ Valores adaptados pela ERSE | |
| | 2020 | 2021 | Estimativa 2022 | Tarifas 2023 |
| EMIÇÃO PARA A REDE DO SISTEMA PÚBLICO DA RAM | 818 006 | 856 230 | 897 994 | 906 974 |
| (Variação média anual) | -7,3% | 4,7% | 4,9% | 1,0% |
| - Perdas nas redes | 66 221 | 68 720 | 72 121 | 72 842 |
| (perda/fornecimentos) | 8,0% | 8,7% | 8,7% | 8,7% |
| - Consumos Próprios ² | 1 120 | 1 101 | 1 154 | 1 166 |
| | 1,3% | -1,7% | 4,9% | 1,0% |
| = FORNECIMENTOS A CLIENTES DO SISTEMA PÚBLICO DA RAM | 750 664 | 786 409 | 824 719 | 832 966 |
| (Variação média anual) | -7,1% | 4,8% | 4,9% | 1,0% |
| BT | 558 084 | 584 297 | 608 461 | 614 329 |
| (Variação média anual) | -4,3% | 4,7% | 4,3% | 1,0% |
| MT | 192 580 | 202 112 | 216 258 | 218 637 |
| (Variação média anual) | -11,6% | 4,9% | 7,0% | 1,1% |

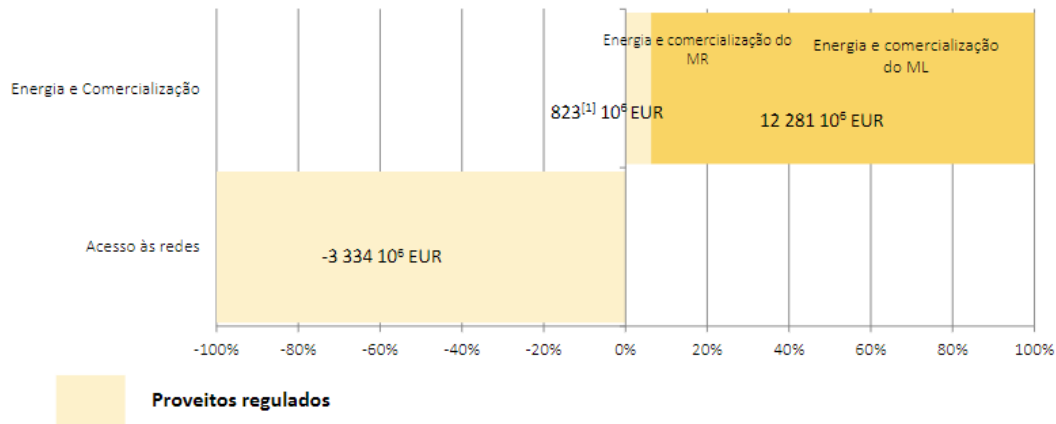
² Exclui consumos próprios das centrais.

Fonte: Proposta TeP2023, documento "Proposta de caracterização da procura de energia elétrica em 2023"

C. Rendimentos estimados do SEN em 2023

1. A faturação global das empresas do setor elétrico compreende os proveitos resultantes da aplicação das tarifas de acesso, bem como a faturação das componentes de energia e comercialização associadas ao mercado regulado e aos fornecimentos no mercado livre. Os proveitos regulados incluem os proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica e os proveitos da atividade de comercialização do CUR (mercado regulado), assim como os proveitos recuperados pelas Tarifas de Acesso às Redes (TAR) (mercado regulado e mercado livre).
2. Na Figura 3-1 apresenta-se o montante de rendimento global estimado pela ERSE para o SEN em 2023, que inclui o montante das TAR no setor elétrico em Portugal continental, bem como o montante de faturação de energia e comercialização do mercado regulado e do mercado liberalizado, este último estimado com base nos preços de aprovisionamento do CUR, perfazendo um valor total de 9 770 M€.

Figura 3-1 – Rendimentos estimados do setor elétrico



Notas: [1] inclui sobreprojeito.

Os custos de acesso às redes não deduzem o valor da tarifa social a abater aos proveitos recuperados pelas tarifas, no valor de cerca de 115M€.

Fonte: Proposta TeP2023

3. Face à relevância das previsões de consumo, bem como da elevada volatilidade do custo de energia que se tem verificado, o CT recomenda que a ERSE mantenha uma especial monitorização destes parâmetros em 2023, com a finalidade de assegurar o equilíbrio do SEN.

D. Desvios verificados em 2021 e ajustamentos provisórios de 2022

1. O RT do setor elétrico prevê que, na determinação anual dos proveitos permitidos das diferentes atividades reguladas do setor, seja considerada uma estimativa do ajustamento tarifário referente ao ano t-1 e o acerto definitivo do ajustamento tarifário relativo ao ano t-2.
2. O ajustamento do ano t-2 resulta da diferença entre o valor dos proveitos permitidos recalculados com base em valores reais (preço de energia, indutores de custos, taxa de remuneração, transferências para exploração e outros custos aceites fora das metas de eficiência) e os valores faturados pela aplicação das tarifas em vigor no ano t-2. A esta diferença deduz-se o ajustamento provisório do ano t-1 calculado no ano anterior.
3. No que diz respeito ao ajustamento provisório do ano t-1, a metodologia de cálculo é semelhante à considerada para determinação do ajustamento do ano t-2. No entanto, uma vez que no momento do cálculo do ajustamento provisório de t-1 o ano ainda não se encontra finalizado, tanto o valor dos proveitos permitidos recalculados como a faturação das tarifas em vigor são estimados pela ERSE.
4. A proposta em análise cumpre o estipulado no RT, considerando os seguintes ajustamentos do ano de 2021 (definitivo) e do ano de 2022 (provisório):

Ajustamentos 2021 e 2022 a refletir em 2023

| | Unidade: M€ | |
|--|--------------|-------------------|
| | 2021 | 2022 ^E |
| REN Trading | 79,6 | 720,5 |
| ADENE | 0,1 | |
| REN Eléctrica | -26,7 | 0,2 |
| E-Redes | -13,9 | |
| SU - Serviço Universal | | |
| Produção em regime especial | 206,2 | 1166,0 |
| Fornecimento a clientes (inclui a comercialização) | -31,2 | -226,6 |
| Continente | 214,2 | 1660,1 |
| EDA | -26,9 | 1,1 |
| EEM | -22,9 | -0,2 |
| Regiões Autónomas | -49,8 | 0,9 |

Sinal (+) a devolver aos consumidores \ (-) a recuperar pela empresa

Fonte: Proposta TeP2023, documento “Proposta de caracterização da procura de energia eléctrica em 2023”, Quadros 3-3 a 3-6

- Os montantes previstos para os ajustamentos provisórios 2022 para o Agente Comercial do SEN (721 M€) e para o CUR (1166 M€) têm por base informação real até meados de setembro.
- No que se refere ao cálculo do ajustamento do ano 2022 da atividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do CUR e do Agente Comercial do CAE, destaca-se a estimativa do preço de mercado implícito, efetuada pela ERSE, de 190,8 €/MWh. Tendo-se verificado, até final de outubro, um preço médio de 180,4 €/MWh, não é expectável que se atinja, no final do ano, o valor previsto pela ERSE de 190,8 €/MWh. Para que tal se verificasse, o preço médio de novembro e dezembro teria de atingir 242,8 €/MWh, valor significativamente superior às cotações dos contratos de futuros no OMIP para este período. Com efeito, se considerarmos a cotação média dos preços *forwards* negociados em outubro, o valor para os meses de novembro e dezembro seria de 142,0 €/MWh, o que se traduziria num preço de 174,0 €/MWh para o ano 2022.

| Preço de mercado 2022 (€/MWh) | Jan a Out Verificado | Nov e Dez | Ano 2022 |
|-------------------------------|----------------------|--|----------|
| Proposta tarifas 2023 | 180,4 | 242,8 (valor implícito na Proposta) | 190,8 |
| Estimativa | | 142,0 (média dos preços forward negociados em out-22) | 174,0 |

Fonte: Preço de Jan a Out de 2022: OMIE; Preço do ano 2022 estimado pela ERSE: Quadro 4-2 da Proposta de Proveitos permitidos e Ajustamentos para 2023

7. Já no que diz respeito às receitas com a aplicação do mecanismo ibérico de controlo de preços, receita associada à central de ciclo combinado da Turbogás, a ERSE prevê um montante de 532 M€ até final do ano 2022. De acordo com os esclarecimentos obtidos, estas estimativas tiveram em conta os valores reais do gás natural no PVB (ponto virtual de balanço) até 20 de setembro e os previsionais determinados pelo preço médio dos últimos 30 dias terminados em 20 de setembro.
 8. Consta-se, assim, que a previsão da ERSE para o período pós 20 de setembro encontra-se atualmente com uma sobrevalorização do preço de mercado do gás, situação com implicações nas receitas previstas com o mecanismo ibérico para 2022 e que tem implicações nas receitas que não se verificarão em 2022 e que serão usadas para financiar, pelas empresas reguladas, as tarifas de 2023.
 9. Deste modo, o CT considera que a estimativa do preço de mercado do ano 2022 deverá ser o mais realista possível, tendo em consideração os valores verificados até à data, evitando o acumular de dívida não reconhecida pelo sistema. Para este fim, o CT recomenda que a ERSE monitorize o valor real do preço de mercado e a compensação paga à Turbogás no âmbito do mecanismo ibérico de controlo de preços, de modo que o desvio provisório de 2022, que vier a ser publicado na versão final de tarifas (15 de dezembro), seja aderente ao real acumulado a novembro, considerando estimativas de apenas 1 mês.
 10. Neste contexto, o CT reforça a necessidade de se estimar adequadamente o volume de custos e proveitos a incluir nas tarifas de cada ano, por forma a minimizar os acertos futuros. A não observância deste princípio poderá originar a necessidade de financiamento de montantes extraordinariamente elevados que terão consequências no custo para os consumidores até à sua liquidação. Acresce ainda que este nível de necessidade de financiamento das empresas pode mesmo pôr em causa o seu acesso ao crédito, bem como o potencial agravamento do custo da dívida atual por degradação do *rating*, podendo colocar em crise o seu equilíbrio económico e financeiro, violando um dos princípios basilares do sistema regulatório.
- E. Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes e receitas do Agente Comercial para o ano de 2023**
1. Segundo a ERSE, “os preços dos contratos de futuros no OMIP para entregas em 2023 apontam, em setembro do corrente ano, para preços de energia elevados, de 250 €/MWh, no que diz respeito a contratos base load e para valores próximos dos 282 €/MWh nos contratos peak load”.

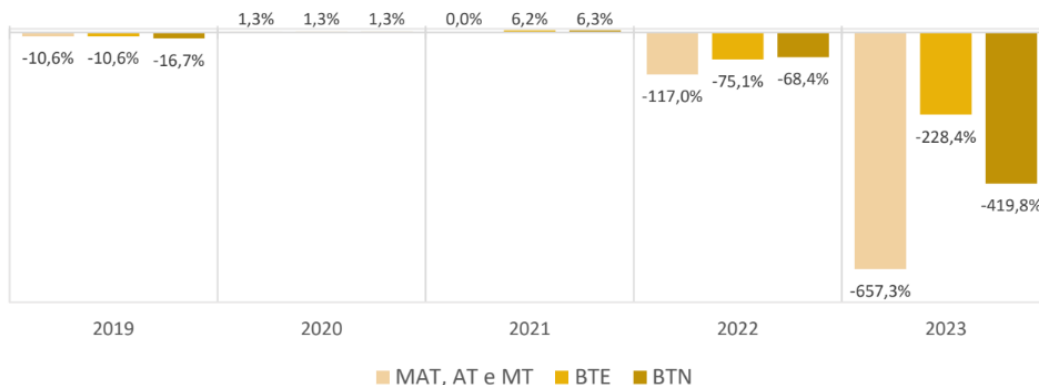
2. Consta-se assim que, na sua previsão para 2023, de um preço de energia de 250,6 €/MWh, a ERSE está a ter em conta informação atualizada sobre os preços de energia que se verificam nos mercados de futuros para o próximo ano.
3. A atual proposta tarifária incorpora uma previsão do custo médio de aquisição do CUR para 2023 de 262,06 €/MWh, a qual, para além da projeção do preço médio de mercado para o próximo ano, inclui uma estimativa do acerto ao preço de mercado devido ao perfil de compra do CUR e de outros custos decorrentes da sua participação no mercado grossista (designadamente, custos com comissões e garantias, serviços de sistema e desvios na aquisição de energia em mercado).
4. Não obstante, atendendo à volatilidade que caracteriza os mercados de energia, exacerbada pela agressão militar da Rússia contra a Ucrânia, de contornos e duração difíceis de antecipar, o CT considera fundamental que a ERSE mantenha a monitorização trimestral da evolução dos preços no mercado grossista de eletricidade, procedendo à revisão extraordinária das tarifas sempre que se verificarem desvios importantes entre as previsões e o real, corrigindo as rubricas de custos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do CUR (CVEE FC e CVEE PRE) e do Agente Comercial do CAE que dependem deste pressuposto, de forma a não onerar as tarifas dos anos seguintes com os ajustamentos gerados em 2023.
5. O CT constata ainda a ausência da realização dos leilões de colocação de Produção em Regime Especial (PRE) e dos leilões de aquisição do CUR inicialmente calendarizados pela ERSE. No decurso da elaboração deste Parecer, saiu a programação anual de leilões de aprovisionamento do CUR para o período de 2023 e parte de 2024.
6. O CT reforça o seu entendimento de que a contratação de energia elétrica por parte do CUR, através de contratação a prazo em leilão permite, entre outras vantagens, a cobertura dos riscos de variabilidade de preço e a estabilização das condições de custo do CUR, garantindo assim uma maior previsibilidade das tarifas de venda praticadas pelo CUR.

F. Tarifas reguladas em 2023 no Continente e nas RA

F.1. Tarifas de acesso às redes no continente (TAR)

1. As TAR a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas dos seus clientes resultam da adição das tarifas de Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC), Uso Global do Sistema (UGS), Uso da Rede de Transporte (URT) e Uso das Redes de Distribuição (URD).
2. A estrutura de preços das TAR a aplicar em 2023 é fortemente condicionada pela evolução da parcela II da tarifa de UGS, cujo valor global é negativo em 2023, e que justifica a significativa redução tarifária observada nas TAR. Uma vez que a tarifa de UGS apenas é repercutida através da energia ativa e da potência contratada, esta não condiciona os preços de potência em horas de ponta.
3. A figura seguinte ilustra as variações médias anuais das TAR, entre 2019 e 2023, para os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento. As variações observadas em 2023 garantem que os clientes de todos os níveis de tensão beneficiam de uma TAR negativa.

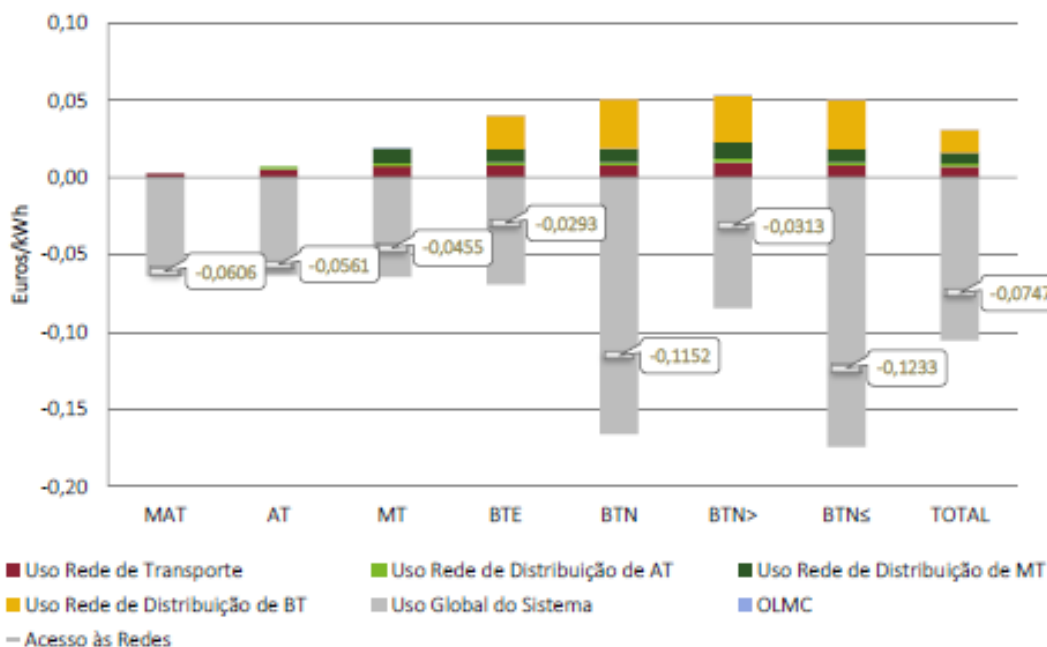
Figura 2.4 Variações tarifárias da Tarifa de Acesso às Redes em Portugal Continental



Fonte: Proposta TeP2023, documento “Proposta de estrutura tarifária do setor elétrico em 2023”.

Conforme se constata da análise da figura seguinte, o decréscimo das TAR é fundamentalmente justificado pela tarifa de UGS, resultado da diminuição dos CIEG que, em 2023, se traduzem num benefício para o SEN.

Figura 7-18 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes, decomposição por atividade



Fonte: Proposta TeP2023, documento “Proposta de estrutura tarifária do setor elétrico em 2023”.

- O CT constata, que devido ao diferencial de custo da PRE renovável ser imputado essencialmente aos consumidores em Baixa Tensão Normal (BTN) (o que também aconteceu quando os resultados das PRE tinham sinal contrário), o preço médio do acesso às redes na BTN é inferior ao preço médio dos restantes níveis de tensão.

5. Adicionalmente, de acordo com a ERSE, a presente proposta não contempla ainda a nova opção tarifária para as TAR em MAT, AT e MT, aprovada na última revisão do Regulamento Tarifário (RT). Segundo a ERSE, *“a decisão de não publicar ainda os quadros de tarifas prende-se com as alterações profundas na tarifa de Acesso às Redes para o ano 2023, com uma redução significativa dessa mesma tarifa para os clientes em MAT, AT e MT. Neste contexto, em que a tarifa de Acesso às Redes assume valores muito reduzidos, incluindo a aplicação de preços negativos em algumas variáveis de faturação, é pouco expectável atrair clientes para aderirem a esta nova opção tarifária, uma vez que o seu reduzido valor médio torna a adesão pouco interessante do ponto de vista da gestão de consumo.”*
6. O CT entende as razões pelas quais a ERSE não implementa esta nova opção tarifária. Adicionalmente, acrescenta que é importante definir, com a antecipação possível, a forma que a nova opção tarifária prevista no RT deverá tomar quando vier a ser implementada, de forma a salvaguardar que os operadores, consumidores e os agentes do SEM, dispõem do tempo adequado para a sua operacionalização, em particular para as devidas adaptações de processos e sistemas.
7. O CT observa que os sinais de preço resultantes das opções tarifárias atuais têm vindo a apresentar um desfasamento crescente face ao sinal de preço horário decorrente do mercado spot.
8. A maior incorporação de produção solar em mercado tem motivado períodos de menor preço nas ‘horas solares’ face a outros períodos. No entanto, nos períodos de verão, as opções tarifárias atualmente existentes continuam a alocar as horas de ponta em períodos da manhã ou da tarde.
9. Assim, e tendo presente os critérios de atribuição das horas de ponta que resultam da performance 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.
10. Nesse sentido, o CT 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.

F.2. Tarifas transitórias de venda a clientes finais (TTVCF) no continente

1. No seguimento da Lei n.º 2/2020, de 31 de março, a Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, veio estabelecer, como prazo para a extinção das tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos de eletricidade em MT, a data de 31 de Dezembro de 2021, bem como a extinção, das tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos de eletricidade em BTE, na data de 31 de dezembro de 2022.
2. As propostas de TTVCF no continente sofrem um aumento de 1,1% para os clientes em BTN, considerando os preços em vigor em dezembro de 2022 e 2,8% considerando a variação média anual.

Quadro 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental em 2023

| | Variação anual 2023 / 2022 | Variação Jan 2023/Dez 2022 |
|------------|-------------------------------|-------------------------------|
| BTN | 2,8% | 1,1% |

Fonte: Proposta TeP2023, documento “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023”, pág. 5

3. O CT regista que os aumentos que se verificam derivam da ação combinada do aumento da tarifa de energia e da redução das tarifas de acesso às redes.

F.3. Tarifa de venda a clientes finais a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo

1. As TTVCF em MAT, AT, MT e BTE estão extintas, pelo que, para os fornecimentos nestes níveis de tensão, o CUR deverá aplicar uma tarifa de Venda a Clientes Finais que resulta da soma da tarifa de Energia, da tarifa de Comercialização e da tarifa de Acesso às Redes, associadas a cada um destes níveis de tensão.
2. Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar aos clientes do CUR, em MAT, AT, MT e BTE, no âmbito do n.º 6 do artigo 26.º do RT, a vigorarem a partir do 1 de janeiro de 2023.

Quadro 4-52 - Tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar pelo CUR, no âmbito do fornecimento supletivo

| TARIFA A APLICAR PELO CUR AOS CLIENTES EM MAT | | PREÇOS |
|---|-----------------------|--------------|
| Termo tarifário fixo | | EUR/dia |
| | | 0,2773 |
| Potência | | EUR/(kW.dia) |
| Horas de ponta | | 0,0597 |
| Contratada | | 0,0027 |
| Energia ativa | | EUR/kWh |
| Períodos I, IV | Horas de ponta | 0,2421 |
| | Horas cheias | 0,2251 |
| | Horas de vazio normal | 0,1862 |
| | Horas de super vazio | 0,1604 |
| Períodos II, III | Horas de ponta | 0,2178 |
| | Horas cheias | 0,2114 |
| | Horas de vazio normal | 0,1798 |
| Horas de super vazio | | 0,1731 |
| Energia reativa | | EUR/kvarh |
| Indutiva | | 0,0014 |
| Capacitiva | | 0,0010 |

| TARIFA A APLICAR PELO CUR AOS CLIENTES EM AT | | PREÇOS |
|--|-----------------------|--------------|
| Termo tarifário fixo | | EUR/dia |
| | | 0,2773 |
| Potência | | EUR/(kW.dia) |
| Horas de ponta | | 0,1330 |
| Contratada | | 0,0002 |
| Energia ativa | | EUR/kWh |
| Períodos I, IV | Horas de ponta | 0,2498 |
| | Horas cheias | 0,2319 |
| | Horas de vazio normal | 0,1912 |
| | Horas de super vazio | 0,1645 |
| Períodos II, III | Horas de ponta | 0,2250 |
| | Horas cheias | 0,2179 |
| | Horas de vazio normal | 0,1847 |
| Horas de super vazio | | 0,1774 |
| Energia reativa | | EUR/kvarh |
| Indutiva | | 0,0014 |
| Capacitiva | | 0,0010 |

| TARIFA A APLICAR PELO CUR AOS CLIENTES EM MT | | PREÇOS |
|--|-----------------------|--------------|
| Termo tarifário fixo | | EUR/dia |
| | | 0,2773 |
| Potência | | EUR/(kW.dia) |
| Horas de ponta | | 0,2286 |
| Contratada | | 0,0157 |
| Energia ativa | | EUR/kWh |
| Períodos I, IV | Horas de ponta | 0,2669 |
| | Horas cheias | 0,2464 |
| | Horas de vazio normal | 0,2003 |
| | Horas de super vazio | 0,1714 |
| Períodos II, III | Horas de ponta | 0,2409 |
| | Horas cheias | 0,2317 |
| | Horas de vazio normal | 0,1935 |
| Horas de super vazio | | 0,1847 |
| Energia reativa | | EUR/kvarh |
| Indutiva | | 0,0015 |
| Capacitiva | | 0,0011 |

| TARIFA A APLICAR PELO CUR AOS CLIENTES EM BTE | | PREÇOS |
|---|-----------------------|--------------|
| Termo tarifário fixo | | EUR/dia |
| | | 0,2008 |
| Potência | | EUR/(kW.dia) |
| Horas de ponta | | 0,4862 |
| Contratada | | 0,0198 |
| Energia ativa | | EUR/kWh |
| Períodos I, IV | Horas de ponta | 0,3023 |
| | Horas cheias | 0,2755 |
| | Horas de vazio normal | 0,2200 |
| | Horas de super vazio | 0,1799 |
| Períodos II, III | Horas de ponta | 0,2736 |
| | Horas cheias | 0,2595 |
| | Horas de vazio normal | 0,2126 |
| Horas de super vazio | | 0,1938 |
| Energia reativa | | EUR/kvarh |
| Indutiva | | 0,0108 |
| Capacitiva | | 0,0083 |

Fonte: Proposta TeP2023, documento “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023”, págs. 156 a 158

3. A figura a seguir apresenta a variação do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo em MAT, AT, MT e BTE, o efeito da variação tarifária e o efeito consumo. O acréscimo do preço médio em todos os níveis de tensão deve-se ao efeito da variação tarifária acentuada, sendo que o efeito consumo tem um peso pouco expressivo na variação do preço médio.

Figura 7-43 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo em MAT, AT, MT e BTE

| Tarifa | Preço médio 2022 | Preço médio 2023 | Variação do preço médio | Variação tarifária | Efeito consumo |
|--|---|---|-------------------------|--------------------|----------------|
| Tarifa de venda a clientes finais em MAT | 0,1169 €/kWh Receitas: 4 223 mil € Quantidades: 36 GWh | 0,1998 €/kWh Receitas: 5 278 mil € Quantidades: 26 GWh | 70,9% | 71,3% | -0,2% |
| Tarifa de venda a clientes finais em AT | 0,1205 €/kWh Receitas: 0 mil € Quantidades: 0 GWh | 0,2130 €/kWh Receitas: 3 762 mil € Quantidades: 18 GWh | 76,8% | 76,3% | 0,3% |
| Tarifa de venda a clientes finais em MT | 0,1304 €/kWh Receitas: 4 304 mil € Quantidades: 33 GWh | 0,2384 €/kWh Receitas: 64 704 mil € Quantidades: 271 GWh | 82,8% | 83,8% | -0,5% |
| Tarifa de venda a clientes finais em BTE | 0,1797 €/kWh Receitas: 4 413 mil € Quantidades: 25 GWh | 0,2831 €/kWh Receitas: 27 845 mil € Quantidades: 98 GWh | 57,6% | 58,0% | -0,3% |

Nota: Variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde. O preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2022 inclui o efeito das revisões trimestrais na tarifa de energia a abril e a outubro de 2022 e o efeito da revisão excecional ocorrida em julho de 2022

Fonte: Proposta TeP2023, documento “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023”, pág. 307

4. O CT nota que os aumentos aplicáveis aos consumidores nestas tensões, por efeito do impacto dos CIEG e tarifas de energia, são significativamente mais altos que em BTN.

F.4. Variações tarifárias nas RA e Convergência tarifária para a tarifa aditiva

O CT destaca que, no âmbito da evolução tarifária, a ERSE apresenta quer a evolução prevista para 2023 face ao preço médio de 2022, quer a evolução face ao preço de dezembro de 2022, evidenciando desta forma diferentes e complementares perspetivas de análise.

1. O CT constata que as variações propostas das tarifas de Venda a Clientes Finais, nas RA correspondem a:

Quadro 0-2 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores em 2023

| | Variação anual 2023 / 2022 | Variação Jan 2023/Dez 2022 |
|-----|-------------------------------|-------------------------------|
| MT | 91,5% | 77,5% |
| BTE | 66,1% | 55,2% |
| BTN | 4,9% | 2,1% |

Fonte: Proposta TeP2023, documento “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023”, pág. 6

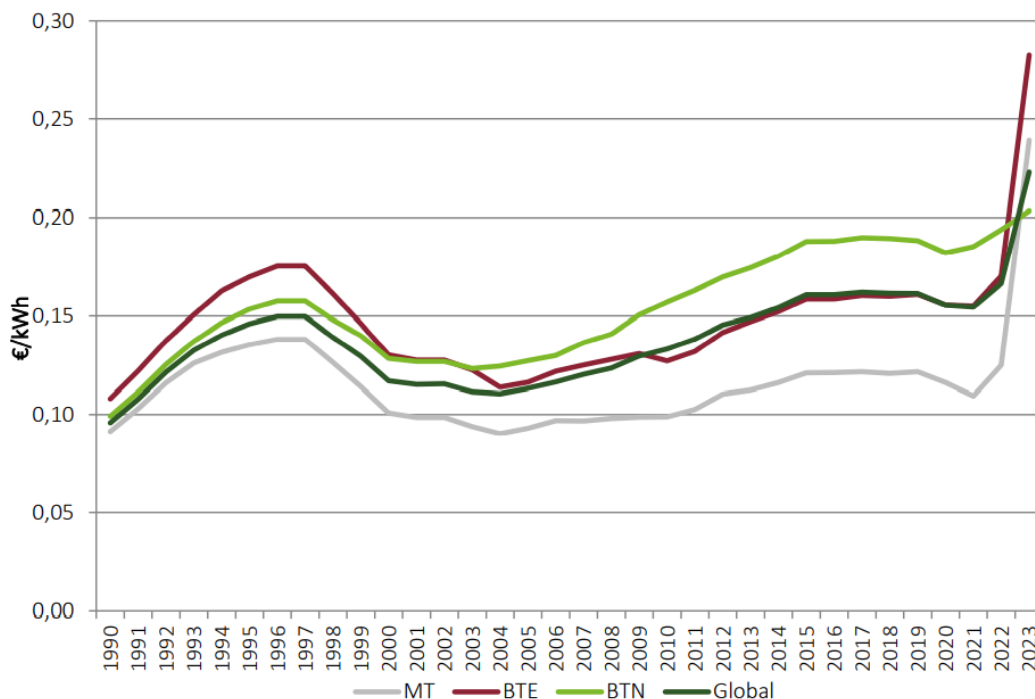
Quadro 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira em 2023

| | Varição anual 2023 / 2022 | Varição Jan 2023/Dez 2022 |
|-----|------------------------------|------------------------------|
| MT | 90,6% | 77,2% |
| BTE | 66,2% | 55,7% |
| BTN | 6,2% | 3,4% |

Fonte: Proposta TeP2023, documento “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023”, pág. 7

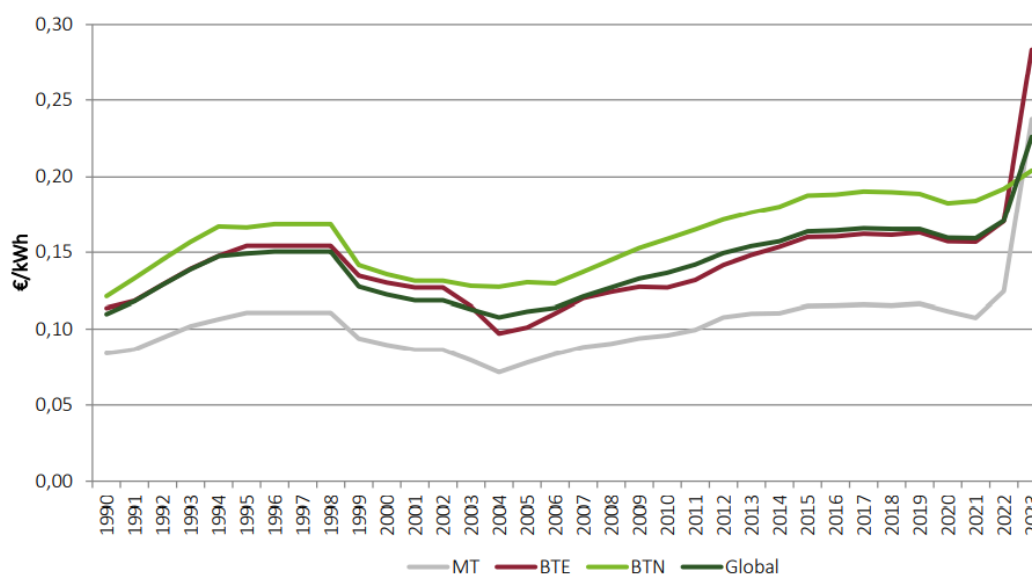
- Atento o contexto macroeconómico atual, que se traduz num acréscimo de dificuldades quer para as famílias quer para as empresas, o CT verifica que as variações tarifárias propostas para as regiões autónomas impactam de forma muito significativa nos consumidores dessas regiões.
- O CT regista com apreensão os acréscimos tarifários previstos para os consumidores de MT e BTE, superiores a 90% na MT e 66% na BTE, em ambas as RA (variação anual).
- Neste contexto o CT considera que aumentos desta amplitude são extremamente penalizadores, em especial, para o desenvolvimento das atividades económicas e a prestação de serviços públicos em regiões ultraperiféricas e em mercados de reduzida dimensão, podendo colocar em causa a sobrevivência do tecido empresarial e o acesso a serviços essenciais.
- Nos gráficos seguintes é possível observar que, para 2023, em ambas as RA, para a MT e BTE verifica-se um acréscimo muito significativo nas tarifas de Venda a Clientes Finais.

Figura 7-50 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços correntes)



Fonte: Proposta TeP2023, documento “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023”, pág. 313

**Figura 7-54 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM
(preços correntes)**



Fonte: Proposta TeP2023, documento “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023”, pág. 318

6. O CT regista que o impacto do mecanismo de convergência tarifária, nas tarifas de Venda a Clientes Finais nos Açores e na Madeira, pode ser analisado por comparação das tarifas a vigorar em 2023 com as tarifas que seriam necessárias aplicar nas Regiões Autónomas para proporcionar os proveitos permitidos às respetivas empresas reguladas. Caso este mecanismo não existisse, seria necessário que as tarifas na RAA e na RAM fossem incrementadas em 120,8% e 121,6%, respetivamente. Com o mecanismo de convergência, as variações tarifárias na RAA e na RAM corresponderão a 34,1% e 32,3%, respetivamente.

Quadro 0-4 - Impacte da convergência tarifária nas variações tarifárias globais nas tarifas de Venda a Clientes Finais dos Açores e da Madeira

| Tarifas de Venda a Clientes Finais | Sem convergência | Com convergência |
|------------------------------------|------------------|------------------|
| Região Autónoma dos Açores | 120,8% | 34,1% |
| Região Autónoma da Madeira | 121,6% | 32,3% |

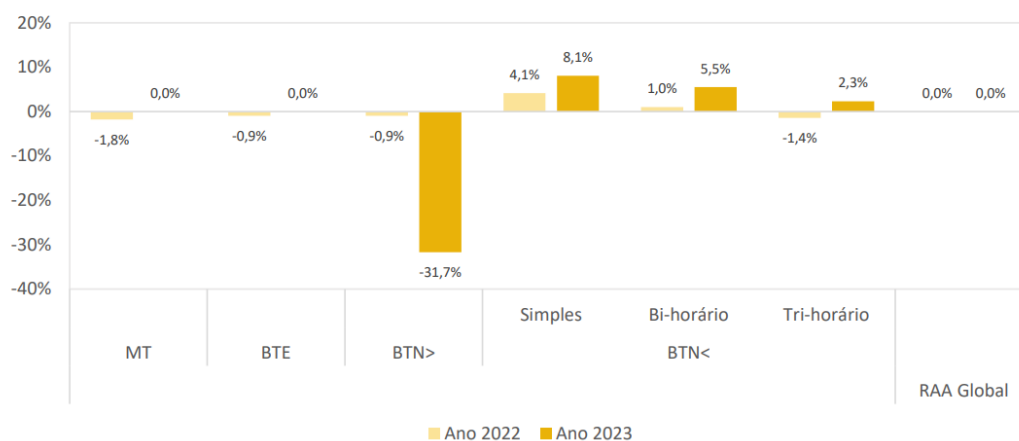
Fonte: Proposta TeP2023, documento “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023”, pág. 9

7. A convergência tarifária nas Regiões Autónomas é efetuada para as tarifas aditivas ou tarifas de referência, que traduzem os preços eficientes expectáveis a serem praticados no mercado retalhista em Portugal continental.
8. Em 2023 atinge-se a convergência tarifária por preço médio e por nível de tensão (MT, BTE e BTN), objetivo alcançado pela primeira vez em 2021 e interrompido apenas, desde então, na fixação excecional de tarifas em junho de 2022, com o propósito de evitar demasiada pressão tarifária sobre

os fornecimentos em BTE e MT, mas mantendo as variações tarifárias na BTN próximas das registadas em Portugal continental.

9. Contudo, a convergência tarifária preço-a-preço ainda não se encontra alcançada, tendo o progresso relativamente a 2022 sido distinto nas Regiões Autónomas. De acordo com a ERSE, no geral, constata-se que o ano 2023 representa uma deterioração na convergência tarifária preço-a-preço na RAM, e uma ligeira melhoria na RAA.
10. Para a MT, BTE e BTN, em ambas as RA, verifica-se que a aditividade tarifária se encontra assegurada em termos médios. Para a BTN, por opção tarifária registam-se diferenças positivas e negativas, o que corresponde a tarifas de Venda a Clientes Finais acima e abaixo da tarifa aditiva em termos de preço médio, conforme os gráficos seguintes.

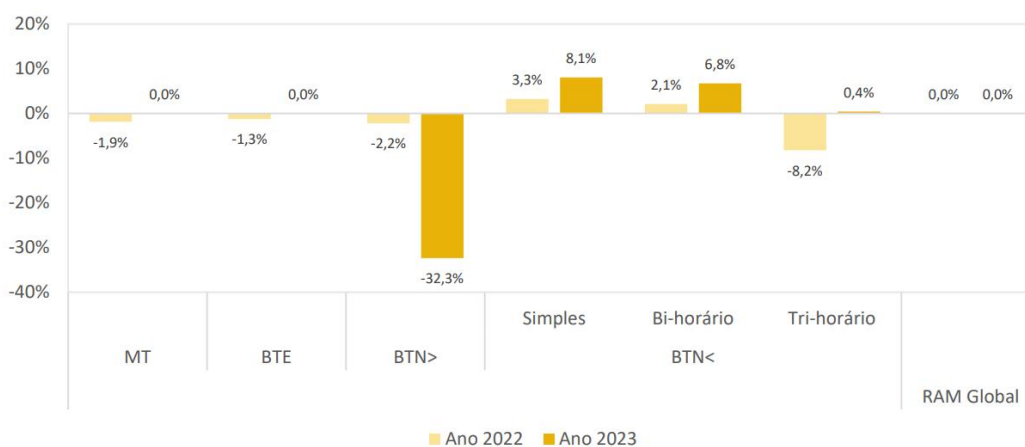
Figura 4-13 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva na RAA



Nota: O valor apresentado determina para cada ano a diferença entre o preço médio da TVCFA e o preço médio da tarifa aditiva, em percentagem do preço médio da tarifa aditiva.

Fonte: Proposta TeP2023, documento “Proposta de estrutura tarifária do setor elétrico em 2023”, pág. 70

Figura 4-28 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva na RAM



Nota: O valor apresentado determina para cada ano a diferença entre o preço médio da TVCFM e o preço médio da tarifa aditiva, em percentagem do preço médio da tarifa aditiva.

Fonte: Proposta TeP2023, documento “Proposta de estrutura tarifária do setor elétrico em 2023”, pág. 81

11. O CT entende a resposta da ERSE ao seu parecer sobre a proposta de fixação excecional de tarifas para o segundo semestre de 2022, de que o mecanismo de convergência tarifária se encontra inscrito no RT e da eventual necessidade de o visitar no contexto de uma próxima revisão regulamentar.
12. Contudo, face à situação atípica que se vive nos mercados energéticos europeus e ao seu consequente impacto tarifário, o CT volta a recomendar à ERSE que reanalise o mecanismo de convergência tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais nos Açores e na Madeira, de forma a que, em circunstâncias extraordinárias como aquela que emerge da proposta tarifária em análise, se suspenda parcial ou totalmente aquele mecanismo.

F.5. Tarifa social

1. A tarifa social de fornecimento de eletricidade foi criada pelo Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro. Este último diploma foi, entretanto, revogado, tendo o respetivo regime jurídico sido incorporado no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, concretamente nos artigos 196º e seguintes.
2. A tarifa social consiste num desconto na TAR em BTN, o que permite a sua aplicação a todos os clientes em Portugal, independentemente de estarem em regime de mercado regulado ou de mercado livre, e que é fixado anualmente por Despacho do membro do Governo responsável pela área da energia.
3. Para o ano de 2023, o Despacho n.º 12461/2022, de 25 de outubro, do Gabinete do Secretário de Estado do Ambiente e da Energia, aprovou o desconto a aplicar às TAR a partir de 1 de janeiro de 2023, correspondendo a um desconto de 33,8 % sobre as TTVCF, mantendo-se assim o desconto atualmente em vigor.
4. No entanto, considerando que está a decorrer a Consulta de Interessados n.º 9/2022, no âmbito da Proposta de Repartição do Financiamento dos Custos com a Tarifa Social (2018-2023), remetemos os comentários sobre este ponto para o Parecer do CT sobre aquela proposta.

F.6. Tarifas de acesso à mobilidade elétrica

As Tarifas de Acesso à Mobilidade Elétrica (TAR_ME) aplicáveis às entregas aos Utilizadores de Veículos Elétricos (UVE), propostas para 2023, apresentam, face a 2022, a evolução constante da tabela seguinte:

| Pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica | | | | | | | | | |
|---|---------------------|-----------|---------|---------------------|--------------------|---------------------|-----------|---------|--------|
| Energia ativa em BT | | | | Energia ativa em MT | | | | | |
| | | 2022 | T2023 | | | | 2022 | T2023 | |
| Preço | | (EUR/kWh) | | Varição | Preço | | (EUR/kWh) | | |
| | | | | | | | | | |
| Tarifa Tri-horária | Horas de ponta | 0,1476 | -0,0289 | -120% | Tarifa Tri-horária | Horas de ponta | 0,1326 | -0,0434 | -133% |
| | Horas cheias | 0,0449 | -0,1340 | -398% | | Horas cheias | 0,0307 | -0,1477 | -581% |
| | Horas de vazio | 0,0172 | -0,1605 | -1033% | | Horas de vazio | 0,0137 | -0,1640 | -1297% |
| Tarifa Bi-horária | Horas fora de vazio | 0,0663 | -0,1113 | -268% | Tarifa Bi-horária | Horas fora de vazio | 0,0528 | -0,1250 | -337% |
| | Horas de vazio | 0,0172 | -0,1605 | -1033% | | Horas de vazio | 0,0137 | -0,1640 | -1297% |

Fonte: Proposta TeP2023, pág. 147 e 148, e TeP2022, pág. 148 e 149

O CT nota que:

1. As TAR_ME são compostas por preços da energia ativa discriminados por período horário, definidos em euros por kWh, pelo que os preços de potência da tarifa de Acesso às Redes em BTN e da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT são convertidos para preços de energia por período tarifário;

2. As TAR_ME, propostas para 2023, apresentam uma redução acentuada face a 2022, o que se encontra em linha com as restantes tarifas de acesso;
3. As TAR_ME foram objeto de uma fixação excecional em junho de 2022, com a publicação da Diretiva n.º 11/2022 – “*Tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2022 – Fixação excecional*”, justificada pela escalada dos preços nos mercados grossistas de eletricidade que, ao ter um forte impacto nos proveitos permitidos de algumas atividades reguladas, provocaria desvios significativos relativamente aos valores aprovados através da Diretiva n.º 3/2022, de 7 de janeiro, e da Diretiva n.º 8/2022, de 11 de abril, que atualizou os preços da tarifa de energia a vigorarem a partir de 1 de abril de 2022.
4. A redução mais acentuada nas horas de vazio está em linha com a última revisão do RT, que previu a alteração da conversão do preço de potência contratada, de modo que a variação seja mais acentuada nos períodos de maior consumo (cheias ou de ponta), aumentando assim a refletividade de custos.

F.7. Tarifas EGME

O regime jurídico da mobilidade elétrica, que compreende a organização, o acesso e o exercício das atividades de mobilidade elétrica, foi estabelecido através do Decreto-Lei n.º 39/2010, de 26 de abril, com as alterações introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 90/2014, de 11 de junho.

Aquele regime jurídico determina que a atividade de Gestão de Operações da Rede de Mobilidade Elétrica (GOME) está sujeita a regulação pela ERSE e abrange o conjunto de obrigações previstas no Regulamento da Mobilidade Elétrica (RME) relativas ao acesso, gestão e monitorização da rede da mobilidade elétrica, nomeadamente em termos dos fluxos energéticos, de informação e financeiros, necessários ao seu funcionamento.

No RME, estão não só desenvolvidas e concretizadas as metodologias de regulação e supervisão que estão incumbidas à ERSE, e que deverão permitir o equilíbrio económico e financeiro da atividade de GOME, em condições de gestão eficiente, mas também o processo de determinação dos proveitos da atividade regulada da Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica (EGME), definindo-se a estrutura e a metodologia de cálculo dos proveitos permitidos e das tarifas reguladas aplicadas pela EGME, no âmbito da mobilidade elétrica.

As tarifas da EGME são aplicáveis, no caso presente para o período compreendido entre 1 de janeiro e 31 de dezembro de 2023, aos Comercializadores de eletricidade para a mobilidade elétrica (CEME), aos Operadores de pontos de carregamento (OPC) e aos Detentores de pontos de carregamento de acesso privativo (DPC).

O CT nota que, de acordo com o documento que fundamenta a definição de proveitos e tarifas da EGME para 2023, a ERSE optou por não diferir qualquer componente de proveitos permitidos. Esta opção é sustentada não só no entendimento da ERSE, com o qual o CT concorda, de que os preços devem refletir, em cada momento, os custos da atividade, mas também na diminuição, para o ano de 2023, do valor unitário dos proveitos permitidos.

O CT nota ainda a referência da ERSE ao facto de que a prevista recuperação integral de proveitos em 2023, referida no parágrafo anterior, não irá onerar em demasia os custos totais de carregamento na rede de mobilidade elétrica, mantendo esta opção relativamente competitiva face a outras alternativas.

Os preços das tarifas da EGME aplicáveis aos CEME, OPC e DPC apresentam uma redução de 12,1% face aos preços de 2022.

Esta evolução é explicada, sobretudo, pelo aumento do número de carregamentos previstos para 2023 (57% em relação a 2022), uma vez que o nível de proveitos permitidos aumenta ligeiramente (cerca de 8% relativamente ao ano anterior), refletindo a evolução dos custos da atividade.

Determinante para o cálculo das tarifas da EGME, a previsão feita pela EGME – a qual a ERSE aceita – para a evolução do número de carregamentos na rede Mobi.E, para o ano de 2023, é de 3 674 715.

O CT regista que, ao contrário do que aconteceu na determinação das previsões para 2022, onde os valores previstos ficaram claramente desfasados dos verificados, com impacto relevante na recuperação dos proveitos permitidos, a EGME adotou desta vez uma perspetiva mais conservadora, e porventura aconselhável, no cálculo daquela previsão.

A repercussão dos custos da EGME, aos CEME e OPC, é feita através de preços por número de carregamentos efetuados pelos utilizadores de veículos elétricos (UVE) em pontos de carregamento (e por número de pontos de carregamentos, no caso dos DPC). Dada a sua natureza de custo fixo por carregamento, o peso das tarifas da EGME – aplicáveis aos CEME e OPC – é tanto maior quanto menor for a energia consumida num determinado carregamento.

Mesmo tendo presente que os CEME e OPC não têm a obrigação de repassar o custo das tarifas EGME ao UVE, e que aquelas tarifas podem ser consideradas como um custo de operação daqueles agentes, o facto é 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.

Nesse sentido, o CT recupera o comentário presente no Parecer sobre a *“Proposta de Tarifas e Proveitos da Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica para 2021”*, e seguintes, onde recomenda a reanálise da estrutura tarifária da EGME à data da revisão tarifária, tendo por base a evidência de que uma tarifa apenas baseada em número de carregamentos não é a mais correta e que, em última instância, poderá penalizar os UVE de menor capacidade.

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 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 UVE que carregam mais, pagam proporcionalmente mais pela utilização da rede de mobilidade elétrica.

Por último, embora o CT reconheça a relevância da contribuição que a mobilidade elétrica tem no objetivo de descarbonização, considera que a análise desenvolvida pela ERSE de 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 assim, o comentário feito em pareceres anteriores, de limitar a análise comparativa ao carregamento dos veículos elétricos nas diferentes opções disponíveis.

F.8. Tarifas do autoconsumo

F.8.1. Enquadramento legislativo e regulamentar

No início de 2022, o regime do autoconsumo foi integrado no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do SEN, transpondo a Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, e a Diretiva (UE) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 ed dezembro de 2018, tendo o Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, sido revogado.

O Regulamento do Autoconsumo de energia elétrica (RAC) da ERSE, aprovado pelo Regulamento n.º 266/2020, de 20 de março, bem como a regulamentação aprovada pela DGEG [Regulamento Técnico e de Qualidade e Regulamento de Inspeção e Certificação], estabeleceram as regras necessárias à implementação do regime do autoconsumo. As matérias relativas às TAR aplicáveis ao autoconsumo constam do RT.

Em 2023, nas situações em que a RESP é utilizada para veicular energia elétrica entre a Unidade de produção para autoconsumo (UPAC) e uma instalação elétrica de utilização (IU), aplicam-se TAR, determinadas pela ERSE, que correspondem às aplicáveis ao consumo no nível de tensão de ligação com a IU, deduzidas totalmente das tarifas de uso das redes de níveis de tensão a montante da ligação da UPAC.

Pode haver lugar à dedução de parte ou da totalidade dos encargos correspondentes aos CIEG, por despacho do Governo. Na ausência dessa decisão, a ERSE define essa eventual dedução, tendo em conta os benefícios para o sistema da produção em regime de autoconsumo, bem como a inexistência de encargos desproporcionais para a sustentabilidade financeira a longo prazo do SEN.

F.8.2. TAR específicas do autoconsumo

As TAR a aplicar ao autoconsumo através da RESP têm por base os valores aplicáveis ao consumo no nível de tensão da IU, fornecido por um comercializador. Assim, são tarifas aplicáveis do lado do consumo e são determinadas no referencial da instalação de consumo participante em autoconsumo e a sua estrutura replica a das tarifas que lhe estão subjacentes, assumindo nível de tensão, ciclo de contagem e períodos tarifários coincidentes com os das tarifas aplicáveis ao consumo fornecido à respetiva instalação.

As tarifas são compostas por:

- i) preços de potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW, por dia;
- ii) preços de energia ativa, definidos em Euros por kWh;
- iii) as tarifas em BTN são compostas apenas por preços de energia ativa.

Esta estrutura não inclui a potência contratada e a energia reativa como variáveis de faturação, uma vez que são cobradas na íntegra no fornecimento do comercializador da instalação de consumo, quando aplicável.

As TAR do autoconsumo aplicam-se à fração do consumo que provém da UPAC, sendo que para o restante consumo, suprido ao abrigo de um contrato com um comercializador ou agente de mercado, continuam a aplicar-se as habituais tarifas.

F.8.3. Proposta de tarifas para 2023

Com exceção dos custos de potência em horas de ponta, os custos das TAR aplicáveis ao consumo são negativos, pelo que os valores aplicáveis ao autoconsumo através da RESP, calculadas a partir das primeiras, também apresentam valores negativos.

Assim, o CT constata que a perspetiva de evolução das TAR se encontra refletida nas tarifas específicas do autoconsumo, que beneficiam da imputação dos valores dos CIEG aplicáveis ao consumo.

F.8.4. Isenção de CIEG aplicável ao autoconsumo através da RESP

Em 2020 o Governo determinou as condições para a isenção dos encargos correspondentes aos CIEG que incidem sobre as TAR. O despacho estabelece duas modalidades de isenção: isenção de 50% dos CIEG,

para projetos de autoconsumo individual, e isenção de 100% dos CIEG, para projetos de autoconsumo coletivo e de CER.

Em 22 de outubro, foi publicado uma alteração ao referido Despacho, através do Despacho n.º 10376/2021, de 22 de outubro. Neste diploma, o Governo prorroga por um ano (2022) o prazo para os projetos de autoconsumo licenciados e/ou registados, que envolvam a utilização da rede pública, poderem beneficiar da referida isenção. Em tudo o demais, mantém em vigor o previsto no Despacho n.º 6453/2020, de 19 de junho.

Em 2023, os CIEG têm sinal negativo em todos os níveis de tensão e tipos de fornecimento, pelo que não há encargos correspondentes aos CIEG. Consequentemente as deduções correspondentes às modalidades de isenção previstas nos Despachos mencionados assumem o valor zero.

F.9. Tarifa de acesso às redes aplicável às instalações autónomas de armazenamento

As tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações autónomas de armazenamento (instalações que estão licenciadas para esse efeito) foram introduzidas na reformulação do RT.

Estas tarifas resultam das TAR aplicáveis ao consumo deduzidos dos encargos correspondentes aos CIEG estabelecidos em legislação específica. Esta dedução evita um duplo pagamento de CIEG (nas fases de consumo intermédio para armazenamento e no consumo final pelo cliente), garantindo-se, contudo, o pagamento das tarifas de uso das redes (transporte e distribuição).

Em 2023, e para todos os níveis de tensão e tipos de fornecimento, os CIEG têm sinal negativo, pelo que não acarretam encargos. Consequentemente, as deduções dos encargos correspondentes aos CIEG estabelecidos em legislação específica são nulas.

F.10. TAR aplicável às instalações de consumo que obtenham os Estatuto do Cliente Eletrointensivo

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, estabelece o «*Estatuto do Cliente Eletrointensivo*», que pode ser requerido por instalações de consumo intensivo de energia elétrica que estejam expostas ao comércio internacional, e que cumpram determinados requisitos e obrigações.

A obtenção do estatuto depende do cumprimento cumulativo dos requisitos estabelecidos no diploma, entre os quais se inclui a existência de ligação à rede de MAT, AT ou MT, assim como de requisitos relativos a limiares mínimos quanto ao consumo médio anual de energia elétrica e ao grau de eletrointensidade, a estabelecer em portaria dos membros do Governo responsáveis pelas áreas da economia e da energia. A Portaria n.º 112/2022, de 14 de março, que regulamenta o Estatuto do Cliente Eletrointensivo, respeita a este último conjunto de requisitos e de obrigações onde se inclui, entre outros, a instalação de deslastre automático de consumos e implementação de sistemas de gestão de energia auditáveis e certificados.

Decorrente do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, a obtenção do estatuto garante o direito a medidas de apoio, entre as quais se destacam as seguintes relativas às TAR:

- no que se refere ao consumo de energia elétrica, redução total ou parcial, com o limite mínimo de 75%, dos encargos correspondentes aos CIEG que incidem sobre a tarifa de UGS;
- no que se refere a autoconsumo (proveniente de UPAC), isenção da aplicação dos critérios de proximidade entre a UPAC e a localização da instalação de consumo previstos no diploma, e isenção total dos encargos correspondentes aos CIEG que incidem sobre a tarifa de UGS.

Adicionalmente, a Portaria n.º 112/2022, de 14 de março, veio ainda estabelecer que:

- para o consumo de energia elétrica, os clientes eletrointensivos ficam isentos do pagamento do sobrecusto da produção em regime especial a partir de fontes de energia renovável, nos termos a operacionalizar pela ERSE;
- para o autoconsumo, aplicam-se as TAR aplicáveis ao autoconsumo, considerando a isenção total estabelecida.

Em 2023, e para todos os níveis de tensão e tipos de fornecimento (MAT, AT, MT, BTE, BTN> e BTN<), os CIEG têm sinal negativo, pelo que não há encargos correspondentes aos CIEG. Consequentemente, as deduções dos encargos correspondentes aos CIEG estabelecidas no âmbito do Estatuto do Cliente eletrointensivo não terão efeito.

F.11. Tarifas OLMC

1. A tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC), a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes nos mercados liberalizado e regulado, é composta por preços de potência contratada diferenciados por nível de tensão e tipo de fornecimento.
2. No Quadro seguinte apresentam-se os preços da tarifa de OLMC a aplicar às entregas a clientes nos mercados liberalizado e regulado, para 2023:

Quadro 4-3 - Preços da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador

| OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR | | PREÇOS |
|--|-----|--------------|
| Potência contratada | | EUR/(MW.dia) |
| | MAT | 0,0001 |
| | AT | 0,0001 |
| | MT | 0,0020 |
| | BTE | 0,0085 |
| | BTN | 0,0793 |

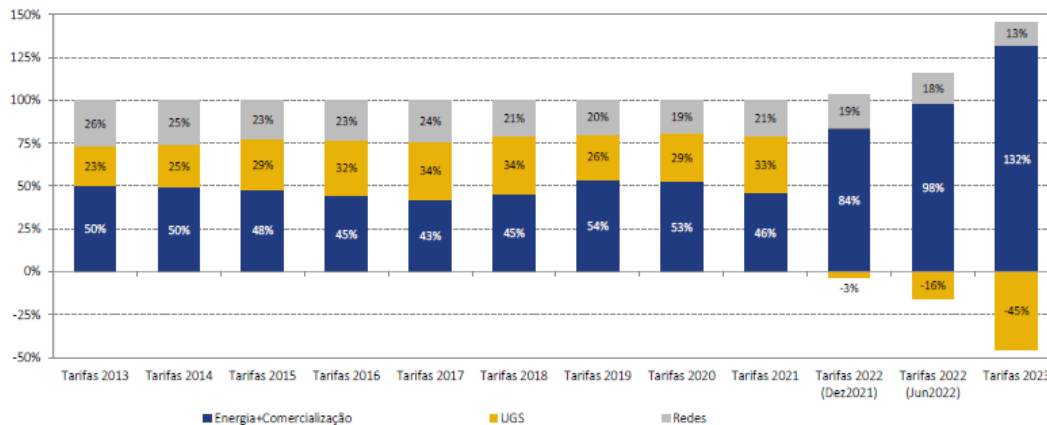
Fonte: Proposta TeP2023, documento “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023”, pág. 99

3. Comparando com o ano 2022, o CT regista que os preços da tarifa de OLMC não sofreram qualquer variação nos níveis de tensão MAT e AT, tendo registado variações de -13,04% em MT, -15,84% em BTE e -17,22% em BTN.

G. Estrutura dos custos por atividade em Portugal Continental

1. A ERSE apresenta no quadro seguinte a visualização da evolução da estrutura dos custos, estimada, do setor elétrico desde 2013, para Portugal Continental, onde os custos são agrupados de modo análogo à classificação das atividades reguladas. De referir que 2022 surge com os valores iniciais e os valores atualizados de junho 2022.
2. É de constatar a evidente mudança de equilíbrio existente entre as diferentes componentes até 2021. O aumento substancial da componente de energia, bem como do impacto das receitas das PRE na UGS (e conseqüente valor negativo), criam uma repartição de “custos” completamente nova em 2022 e que se acentua em 2023. De notar que o peso das redes se reduz, significativamente, mas devido ao efeito do aumento da componente de energia e não a uma redução de valores absolutos.

Figura 3-2 - Estrutura dos custos por atividade



Fonte: Proposta TeP2023, documento “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023”, pág. 52

H. Evolução dos CIEG

A variação das tarifas de acesso às redes depende das variações das tarifas por atividade associadas com o uso das redes de transporte e de distribuição, da operação logística de mudança de comercializador e da gestão global do sistema. No que concerne à tarifa de uso global de sistema a mesma é fundamentalmente condicionada pelos CIEG e de Política Energética definidos pelos governos ao longo dos anos.

A diminuição das tarifas de acesso às redes para 2023 para valores negativos em todos os níveis de tensão, resulta da estimativa realizada pela ERSE para os CIEG do ano de 2023 que se traduzem num benefício para o sistema, tal como se verificou no ano tarifário de 2022.

Os CIEG que contribuem positivamente para o sistema são o diferencial de custos com a aquisição de energia a Produtores em Regime Especial com remuneração garantida (PRE) e o diferencial de custos com centrais com Contratos de Aquisição de Energia (CAE).

Este facto decorre dos CIEG corresponderem à diferença entre os custos de produção de centrais com remuneração garantida e de centrais com CAE e as receitas obtidas no mercado grossista de energia elétrica.

Assim, estes diferenciais evoluem de forma inversa ao preço de mercado grossista, ou seja, preços de mercado mais baixos do que os custos estabelecidos com os produtores provocam um sobrecusto da PRE e do CAE, enquanto preços de mercado superiores originam um proveito a reverter para o sistema, tal como se verifica em 2022 e se estima para 2023.

É possível observar as várias parcelas de custos/benefícios que compõem os CIEG adicionados dos custos de estabilidade e de sustentabilidade de mercados:

Quadro 0-9 - Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas para 2023

Unidade: Milhares de euros

| | 2022 (Dez2021) | 2022 (Jun2022) | 2023 | Varição 2023/2022 (Dez2021) | Varição 2023/2022 (Jun2022) |
|--|-------------------|-------------------|-------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral | -1 333 145 | -2 321 782 | -5 704 453 | -4 371 308 | -3 382 671 |
| Diferencial de custo da PRE com remuneração garantida | -1 636 949 | -2 412 909 | -4 610 149 | -2 973 200 | -2 197 241 |
| Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) | 65 799 | 65 799 | 87 073 | 21 274 | 21 274 |
| Diferencial de custo dos CAE | -77 659 | -275 329 | -1 605 608 | -1 527 949 | -1 330 279 |
| Rendas de concessão da distribuição em BT | 262 559 | 262 559 | 276 051 | 13 491 | 13 491 |
| Sobrecusto da RAA e da RAM | 150 782 | 136 179 | 237 933 | 87 151 | 101 754 |
| Terrenos das centrais | 12 273 | 12 273 | 12 220 | -53 | -53 |
| Custos com garantia de potência e remuneração da Reserva de Segurança do SEN | 3 158 | 3 158 | 0 | -3 158 | -3 158 |
| Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC) | 0 | 0 | 5 139 | 5 139 | 5 139 |
| ERSE | 1 207 | 1 207 | 7 354 | 6 147 | 6 147 |
| Custos com a concessionária da Zona Piloto | 398 | 398 | 436 | 38 | 38 |
| Autoridade da Concorrência | 423 | 423 | 447 | 23 | 23 |
| Tarifa Social | -115 136 | -115 540 | -115 347 | -211 | 193 |
| Alisamento dos custos da PRE | 937 700 | 937 700 | 709 123 | -228 577 | -228 577 |
| Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral recuperados nas tarifas do ano | -395 445 | -1 384 082 | -4 995 330 | -4 599 884 | -3 611 248 |
| Medidas de estabilidade (DL 165/2008) | 133 569 | 133 569 | 134 403 | 835 | 835 |
| Custos ou proveitos de anos anteriores com a aquisição de energia elétrica | 34 574 | 34 574 | 34 902 | 327 | 327 |
| Custos ou proveitos de anos anteriores relacionados com CIEG | 98 994 | 98 994 | 99 501 | 507 | 507 |
| Medidas de sustentabilidade de mercados | 75 601 | 75 601 | 258 205 | 182 604 | 182 604 |
| Diferencial extinção TVCF | -931 | -931 | -559 | 372 | 372 |
| Sobreprojeito | -270 | 0 | -135 | 270 | 135 |
| Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados | 207 969 | 208 104 | 392 050 | 184 081 | 183 946 |
| Total CIEG e Sustentabilidade | -187 476 | -1 175 978 | -4 603 280 | -4 415 804 | -3 427 302 |

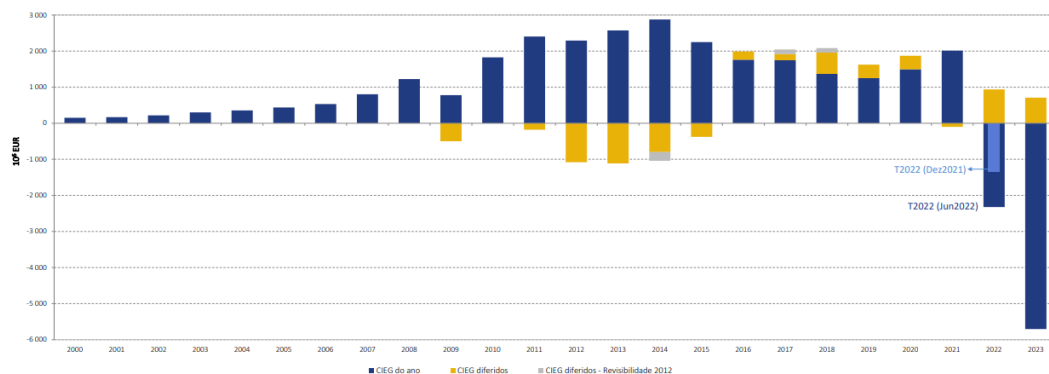
Notas:

- 1) O sobrecusto da RAA e da RAM inclui uma parcela das rendas de concessão da distribuição em BT cobradas pelos municípios dessas Regiões Autónomas.
- 2) O custo com a ERSE nas tarifas de 2022 está deduzido da devolução do saldo de gerência no montante de 5 679 milhares de euros.
- 3) A rubrica de diferencial positivo ou negativo devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais recuperam o montante de crédito aos consumidores a devolver ao sistema.
- 4) O diferencial de custo da PRE com remuneração garantida inclui medidas de contenção tarifária no âmbito da legislação em vigor.

Fonte: Proposta TeP2023, documento "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023", pág. 17

Em termos evolutivos:

Figura 0-5 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 2000



Fonte: Proposta TeP2023, documento "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023", pág. 16

O CT constata que os CIEG estimados para o ano de 2023, num montante global de -4.603 M€, juntamente com os ajustamentos previstos do ano de 2022, influenciam significativamente a evolução das TAR para todos os clientes.

Relativamente ao previsto no documento de tarifas e preços para 2022, dezembro 2021, o CT verifica que a variação dos CIEG, entre 2022 e 2023, representa um aumento de +1163%, resultante, em larga medida, do diferencial da PRE (+182%) e do diferencial do CAE (+1968%).

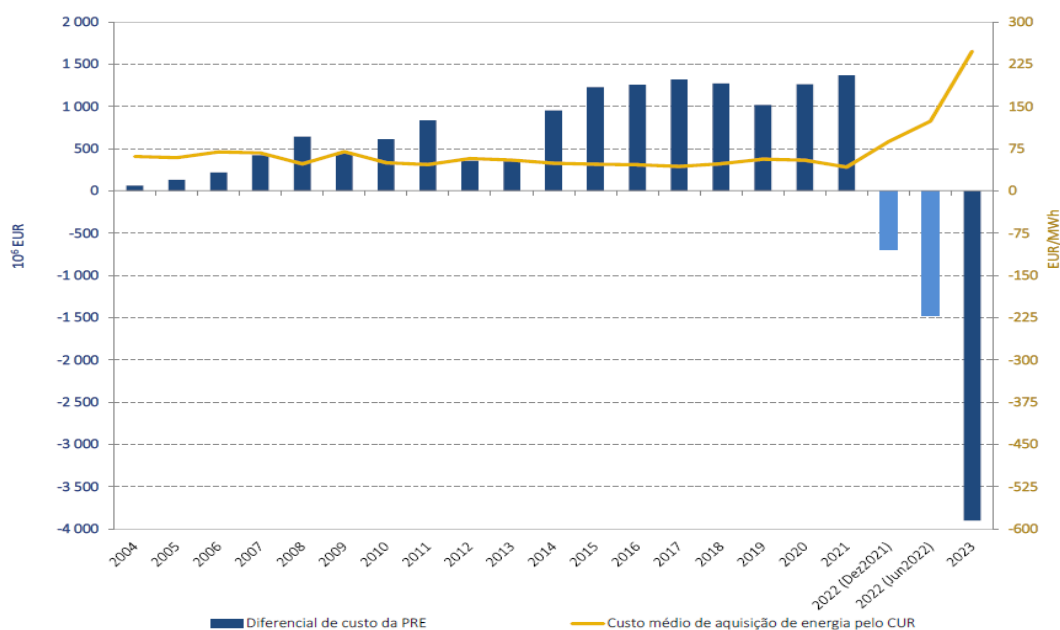
Sendo os preços de energia elétrica nos mercados grossistas um fator determinante da evolução dos CIEG, e face à expectável manutenção da elevada volatilidade dos preços energéticos nos mercados internacionais, e particularmente na Europa, o CT reforça o alerta plasmado em Pareceres anteriores de que as previsões realizadas pela ERSE foram construídas num contexto de incerteza, que subsiste dos preços de energia em 2023.

H.1. Diferencial do custo da PRE

O diferencial de custo da PRE com a remuneração garantida resulta da diferença entre o custo de aquisição desta energia aos produtores abrangidos, por parte do CUR, e a receita da sua venda em mercado organizado. Este diferencial é recuperado, ou devolvido, na tarifa de uso global do sistema (UGS), aplicável a todos os consumidores, independentemente do seu comercializador.

A figura seguinte apresenta a evolução do diferencial do custo com a aquisição da PRE com remuneração garantida:

Figura 3-16 - Evolução do diferencial de custo da PRE com remuneração garantida
(valores previstos recuperar pelas tarifas)



Nota: Até 2011 foi considerado o custo médio de aquisição de energia pelo CUR

Fonte: Proposta TeP2023, documento “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023”, pág. 79

Tal como referido ao longo deste parecer, é a evolução estimada para 2023 e prevista para 2022 dos preços de energia elétrica no mercado grossista que alicerça o benefício para o sistema do diferencial de custos da PRE. Para este sobreprojeito para o sistema também contribuíram os ajustamentos do ano 2022.

Para 2023, o custo médio unitário de aquisição de energia elétrica à PRE com remuneração garantida previsto pela ERSE, por tecnologia, e respetivas quantidades de energia é o seguinte:

Quadro 4-50 - Diferencial de custo de aquisição de energia elétrica à PRE com remuneração garantida

| Tarifas 2023 | | | | | |
|---|--|--------------------------------------|---|---|-------------------|
| Produção (GWh) | Preço médio de aquisição (EUR/MWh) | Custo Total (10 ³ EUR) | ⁽²⁾ Preço de referência cálculo do diferencial de custo PRE (EUR/MWh) | Diferencial de custo PRE do ano (10 ³ EUR) | |
| PRE 1 ⁽¹⁾ | 16 067 | 99,0 | 1 590 671 | | -2 391 358 |
| Eólicas | 12 866 | 87,0 | 1 119 482 | 247,84 | -2 069 167 |
| Hídricas | 746 | 101,4 | 75 660 | 247,84 | -109 316 |
| Biogás | 182 | 121,7 | 22 114 | 247,84 | -22 920 |
| Biomassa | 1 335 | 125,8 | 167 879 | 247,84 | -162 981 |
| Fotovoltaica PRE 1 | 399 | 288,5 | 115 112 | 247,84 | 16 222 |
| Eólica OffShore | 76 | 150,6 | 11 516 | 247,84 | -7 431 |
| Ondas | 0 | 0,0 | 0 | 247,84 | 0 |
| RSU | 463 | 170,5 | 78 909 | 247,84 | -35 765 |
| PRE 2 ⁽¹⁾ | 1 594 | 59,7 | 95 205 | | -299 783 |
| Térmica - Cogeração (NFER) | 25 | 120,5 | 3 073 | 247,84 | -3 247 |
| Térmica - Cogeração (FER) | 176 | 111,8 | 19 715 | 247,84 | -23 988 |
| Micro/Mini/UPAC/UPP | 356 | 144,2 | 51 276 | 247,84 | -36 842 |
| Fotovoltaica PRE 2 | 1 036 | 20,4 | 21 141 | 247,84 | -235 706 |
| Total da Produção em Regime Especial | 17 660 | 95,5 | 1 685 876 | | -2 691 141 |

Notas: (1) PRE 1 - PRE com remuneração garantida, enquadrada nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, até ao fim do respetivo prazo de atribuição.

(2) PRE 2 - PRE com remuneração garantida, não enquadrada nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, até ao fim do respetivo prazo de atribuição.

(3) O preço de referência para o cálculo do diferencial de custo da PRE com remuneração garantida é determinado tendo por base o preço médio de mercado, bem como os perfis de aquisição da PRE e os custos com desvios que lhe estão associados.

Fonte: Proposta TeP2023, documento “Proposta de proveitos permitidos e ajustamentos para 2023 das empresas reguladas do setor elétrico”, pág. 159

O CT constata que, sem o efeito dos ajustamentos, e outras medidas, a ERSE estima que o diferencial de custos da PRE em 2023 seja de -2.691 M€, ou seja, de benefício para o SEN. Incluindo ajustamentos e outras medidas, o montante estimado de benefício para o SEN, e considerado nas tarifas de 2023, é de 4.610 M€

O CT reconhece a dificuldade associada às previsões utilizadas nos exercícios tarifários, em particular quanto às previsões de quantidades e preços de venda de energia dos PRE que estão subjacentes aos preços do mercado grossista.

H.2. Diferencial do custo dos CAE

A REN Trading exerce a função de gestor dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) não cessados como Agente Comercial, colocando em mercado a energia elétrica produzida pelas centrais em apreço, nos termos dos respetivos CAE.

Atualmente é apenas detentora de CAE a central de ciclo combinado da Tapada do Outeiro, detida pela Turbogás.

A diferença entre os custos definidos pelos CAE, e as receitas da venda em mercado da energia produzida, corresponde ao diferencial de custo, ou benefício, com os CAE, individualizado na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial.

Este diferencial de custo é recuperado através da tarifa de Uso Global do Sistema, que impacta todos os clientes de energia elétrica.

O cálculo do sobrecusto CAE baseia-se na previsão de produção para 2023 e respetivas receitas em mercado e custos associados à central de ciclo combinado da Tapada do Outeiro, detida pela Turbogás.

O diferencial do custo dos CAE, recuperado através da tarifa de UGS, resulta, assim, da soma das seguintes parcelas:

- Diferença entre o custo contratual no âmbito dos CAE e o proveito da venda em mercado da energia e serviços de sistema fornecidos pelas respetivas centrais;
- Proveitos associados aos incentivos económicos à gestão otimizada dos centros electroprodutores detentores de CAE não cessados, definidos pela ERSE nos termos da Diretivas aplicáveis;
- O ajustamento definitivo do ano t-2 e o ajustamento provisório do ano t-1.

O valor do diferencial de custo das centrais com CAE não cessados (Turbogás) previsto para 2023, é de -806 M€ o que significa um benefício para o sistema. Incluindo ajustamentos, o montante estimado, e considerado nas tarifas de 2023, é de -1.606 M€.

Quadro 4-3 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica

| | | Unidade 10 ⁶ EUR | | |
|-------------------|--|-----------------------------|---------------------------|--------------|
| | | Tarifas 2022 (Dez2021) | Tarifas 2022 (Jun2022) | Tarifas 2023 |
| A = 1 + 2 - 3 | Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE | 61 252 | -136 418 | -806 548 |
| 1 | Custos com aquisição de energia eléctrica, aos produtores com CAE | 424 676 | 458 178 | 555 089 |
| 2 | Outros custos, designadamente, custos com tarifa de URT e custos com aquisição de energia eléctrica dos produtores com CAE | 1 830 | 1 830 | 1 800 |
| 3 | Proveitos com a venda da energia eléctrica dos produtores com CAE | 365 254 | 596 426 | 1 363 437 |
| B = 4 + 5 + 6*7 | Custos de funcionamento no âmbito da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial | 1 181 | 1 181 | 1 000 |
| 4 | Custos de exploração da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica (valor líquido) | 1 153 | 1 153 | 980 |
| 5 | Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica | 27 | 27 | 19 |
| 6 | Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, líquido de amortizações e comparticipações | 23 | 23 | 25 |
| 7 | Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica | 4,40% | 4,40% | 4,73% |
| C | Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, no ano t-1 | 148 437 | 148 437 | 720 472 |
| E | Ajustamento no ano t, dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, tendo em conta os valores ocorridos em t | -8 344 | -8 344 | 79 588 |
| F = A + B - C - E | Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica a transferir para a GGS | -77 659 | -275 329 | -1 605 608 |

Fonte: Proposta TeP2023, documento “Proposta de proveitos permitidos e ajustamentos para 2023 das empresas reguladas do setor elétrico”, pág. 55

No que diz respeito ao incentivo mencionado na alínea b), o atual artigo 300.º, n.º 2, do Decreto-Lei 15/2022, de 14 de janeiro, que revogou e substituiu, entre outros, o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, deixou de prever na remuneração da REN Trading “os mecanismos de incentivos a aplicar à entidade concessionária da RNT, ou à entidade que a substitua, para a eficiente otimização da gestão e dos custos associados a estes contratos”, que aquele último consagrava no seu artigo 70.º na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de julho.

A ERSE refere que irá proceder ao ajustamento definitivo para o ano de 2021 dos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial com base no incentivo ICAE, estabelecido no Anexo I da Diretiva n.º 2/2021, de 19 de janeiro. Para os anos de 2022 e seguintes, serão considerados as estimativas e futuros ajustamentos dos encargos totais suportados pela REN Trading (onde se incluem os custos de funcionamento) e pela concessionária da RNT no âmbito do CAE ainda em vigor.

Não obstante a descontinuação formal do incentivo com o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, o CT considera relevante a existência de mecanismos que incentivem a colocação da energia nas melhores

horas para benefício de todo o SEN pelo que recomenda à ERSE a procura de soluções visando garantir essa otimização dentro do quadro regulamentar atualmente em vigor.

De acordo com as estimativas e previsões da ERSE, o diferencial de custos com os CAE incluído em tarifas 2023 terá uma evolução de 1968% relativamente ao previsto em tarifas de 2022.

Esta evolução deve-se sobretudo às receitas provenientes da venda da energia fruto do aumento no preço de energia no mercado grossista previstos para 2022 e estimado para 2023.

H.3. Custos dos CMEC

1. Os Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) foram estabelecidos designadamente através do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de maio, e Decreto-Lei n.º 32/2013, de 26 de fevereiro, estabelecendo que a cessação de cada Contrato de Aquisição de Energia (CAE) confere aos seus contraentes, Concessionária da Rede de Transporte (REN) ou produtor, o direito a receber, a partir da data da respetiva cessação antecipada, uma compensação pecuniária.
2. Esta compensação visa garantir a obtenção de benefícios económicos equivalentes aos proporcionados pelos CAE cessados que não sejam adequadamente assegurados através das receitas expectáveis em regime de mercado. Cabe à ERSE publicar o valor da parcela fixa dos CMEC e assegurar que este montante seja repercutido na faturação da tarifa UGS a todos os consumidores de energia elétrica, princípio reafirmado no artigo 300º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, relativo ao mais recente enquadramento organizativo do setor.
3. Os CMEC, integrados na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, são pagos por todos os consumidores de energia elétrica em função da potência contratada.
4. A Lei do Orçamento de Estado para 2017 determinou que fosse efetuado pela ERSE um estudo sobre o apuramento do valor do ajustamento final dos CMEC. O estudo da ERSE apurou um valor de ajustamento final dos CMEC de cerca de 154 milhões de euros a pagar aos produtores, com início em 2018 e durante os próximos 10 anos, a que acresce a parcela fixa anual de 67,53 milhões de euros ⁽⁷⁾. Os valores foram homologados por Despacho do Secretário de Estado da Energia de 23 de abril de 2018.
5. Por outro lado, no processo de fixação de tarifas a partir de 2019, a ERSE contempla o Despacho do Secretário de Estado da Energia de 29 de agosto de 2018 ⁽⁸⁾, onde se declarou a “*nulidade dos cálculos dos ajustamentos anuais dos CMEC e, conseqüentemente, dos respetivos atos homologatórios, na parte, e apenas na parte, em que ponderou aspeto inovatório, aí identificado, relativo ao fator referente à disponibilidade das centrais em causa, nulidade que, para evitar interpretações díspares, e com os fundamentos então explanados, expressamente se declara.*”
6. Tendo os atos homologatórios anualmente praticados entre 2007 e 2014 sido declarados parcialmente nulos pelo órgão administrativo competente, o montante apurado referente aos CMEC, a devolver aos consumidores no que respeita à remuneração dependente dos coeficientes de disponibilidade das centrais em causa, foi fixado no valor de 285M€, devolução a ser efetuada

⁷ A taxa nominal aplicável ao cálculo da anuidade da parcela fixa dos CMEC foi de 4,72%, com efeitos a 1 de janeiro de 2013, de acordo com a Portaria n.º 85-A/2013, de 27 de fevereiro.

⁸ Como resulta do Despacho de 4 de outubro de 2018, por integração da Informação n.º 111/DSPEE/2018 da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG).

anualmente por via tarifária, com uma garantia de neutralidade financeira através das parcelas de acertos e de alisamentos. Este processo de devolução ficou concluído em 2022.

7. Assim, o valor total de CMEC apurado de 87,1 milhões de euros, a pagar pelos consumidores nas tarifas de 2023, e que pode ser apreciado no quadro seguinte, consagra:
- O valor de 67,53 milhões de euros relativo à parcela fixa de renda anual.
 - O valor de 18,948 milhões de euros, relativo à renda anual do ajustamento final.
 - Os desvios de faturação de CMEC de 2021 e 2022.

Quadro 0-10 – Montantes referentes aos CMEC repercutidos nas tarifas de 2023

| Unidade: 10 ³ EUR | |
|---|---------------|
| Ano 2023 | |
| Parcela Fixa | |
| Renda anual - valor inicial | 67 532 |
| Desvios faturação | -1 504 |
| Parcela de Acerto | |
| Renda anual - ajustamento final | 18 948 |
| Desvios faturação | 1 956 |
| Parcela de alisamento | |
| Desvios de faturação t-1 - parcela fixa | 115 |
| Desvios de faturação t-1 - parcela acerto | 26 |
| Total | 87 073 |

Fonte: Proposta TeP2023, documento “Proposta de proveitos permitidos e ajustamentos para 2023 das empresas reguladas do setor elétrico”, pág. 21

8. O CT recorda que, a título de enquadramento, os pagamentos referentes ao regime dos CMEC ocorrerão até 2027 e que os montantes deverão manter-se anualmente em cerca de 86,5 milhões de euros, correspondente à soma da renda do valor inicial (parcela fixa - 67,5 milhões de euros) e da renda do ajustamento final (parcela de acerto – 18,9 milhões de euros).
9. Por outro lado, tal como expresso em vários pareceres de anos anteriores sobre propostas de tarifas, o CT sempre instou a ERSE a procurar resolver a situação relativa ao ajustamento final da parcela de acerto da revisibilidade do ano de 2017, por forma a não penderem riscos adicionais nas tarifas, por valores ou encargos determinados posteriormente. Efetivamente, esta parcela remanescente sempre foi considerada com valor nulo na fixação de tarifas com o argumento, factual, de que não ocorreu, até à data, a devida homologação por parte do membro do Governo responsável pela energia.
10. O CT regista que na atual proposta de tarifas, a ERSE é muito mais explícita sobre este ponto, recordando que “(...) por prudência e por forma a garantir a estabilidade tarifária, os valores previsionais das revisibilidades de 2016 e 2017 foram repercutidos nas tarifas e, conseqüentemente, faturados aos clientes finais pela então EDP Distribuição.” É também afirmado que, na ausência da

necessária homologação, aqueles montantes não foram, todavia, ainda transferidos para a EDP Produção, último beneficiário.

11. De facto, as tarifas de 2018 já suportaram 9/12 da estimativa da ERSE para a revisibilidade do primeiro semestre de 2017 ⁽⁹⁾, na parcela de alisamento dos CMEC, num montante de 67,4 M€. O valor final da revisibilidade do 1º semestre de 2017 foi de 106 M€ (relatório da REN/EDP D que está pendente de homologação). Assim, para além da cativação da parcela de alisamento referida, falta ser repercutido nas tarifas o valor do acerto final da revisibilidade de 2017, cerca de 38,6M€ (106-67,4M€) ⁽¹⁰⁾.
12. O CT não pode deixar de manifestar estranheza pela permanência desta situação, suscetível de comprometer os objetivos da regulação, a previsibilidade dos encargos do setor e, em última instância, podendo acarretar encargos adicionais desnecessários (juros à EDP Produção).

H.4. Custos com a Convergência Tarifária das Regiões Autónomas

Os custos com a convergência tarifária das regiões autónomas, suportados, quer pelos clientes do Continente, quer pelos clientes das Regiões Autónomas, apresentam um acréscimo relativamente ao ano anterior, conforme se pode verificar no quadro seguinte.

Quadro 0-11 - Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas em 2022 e 2023

Unidade: Milhares de euros

| | RAA | RAM | Total |
|---|---------|---------|---------|
| Custos com a convergência tarifária a incorporar na tarifa de UGS em 2023 | 110 843 | 127 089 | 237 933 |
| Custos com a convergência tarifária a incorporar na tarifa de UGS em 2022 (Dez2021) | 79 230 | 71 552 | 150 782 |
| Custos com a convergência tarifária a incorporar na tarifa de UGS em 2022 (Jun2022) | 72 086 | 64 093 | 136 179 |

Fonte: Proposta TeP2023, documento “Proposta de proveitos permitidos e ajustamentos para 2023 das empresas reguladas do setor elétrico”, pág. 22

O acréscimo de custos com convergência tarifária acompanha o aumento de proveitos permitidos da EDA e da EEM de 2023 face a 2022, o qual, de acordo com a ERSE, se deve sobretudo ao crescimento dos custos com a atividade de aquisição de energia elétrica e gestão do sistema das empresas, em particular ao nível dos custos com combustíveis.

H.5. Repartição dos CIEG por níveis de tensão ou tipos de fornecimento

1. O volume dos CIEG previsto para 2023, a devolver às tarifas, representa um benefício líquido muito significativo para o SEN, num total de 4 772,2 M€. Como referido anteriormente, este valor reflete o impacto dos preços muito elevados verificados no mercado grossista, substancialmente superiores aos estabelecidos para a PRE e CAE, e que geram diferenciais muito impactantes a devolver ao sistema elétrico. Adicionalmente, o Despacho conjunto do Ministro das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, cuja publicação se aguarda, estabelece a afetação global de 493 493 000 euros ao diferencial de custo com a produção em regime especial renovável, valor proveniente da afetação da estimativa da receita a obter em 2022 com a tributação dos produtos petrolíferos e energéticos (ISP), no valor de 5 053 000 euros, à redução do défice tarifário do SEN; da afetação da estimativa de receita gerada pelos leilões das licenças de emissão de gases com o efeito estufa no

⁹ De acordo com o Decreto-Lei n.º 240/2004, o ano de 2017 foi o último em que seria feito o cálculo de um ajustamento, sendo que só será ajustado o primeiro semestre, que completa o 10.º ano subsequente à data da cessação dos CAE.

¹⁰ Para mais detalhes, consultar ERSE documento de “proveitos permitidos e ajustamentos para 2018 das empresas reguladas do setor elétrico”, dezembro de 2017, pag 127-131, em particular quadro 4-44.

ano de 2023, no valor de 363 690 000 euros, a deduzir à tarifa de uso global do SEN; e da afetação do remanescente do produto estimado da CESE no ano de 2022, no valor de 124 750 000 euros, distribuídos pelos níveis de tensão MAT, AT, MT, BTE e BTN>.

2. Os critérios de repercussão da tarifa dos CIEG (Parcela II da UGS) encontram-se identificados nas tabelas seguintes:

Quadro 3-3 - Custos a recuperar na tarifa UGS a aplicar às entregas a clientes finais

| Custo | Critério de repercussão |
|---|---|
| Parcela I | |
| Gestão do sistema | Em <u>energia ativa</u> , sem diferenciação por período horário. |
| Parcela II (âmbito da Portaria n.º 332/2012) | |
| Diferencial de custo PRE (DL 90/2006) | Em <u>energia ativa</u> , com diferenciação por período horário. A diferenciação por período horário decorre dos fatores apresentados no Quadro 3-6. A distribuição entre níveis de tensão e tipo de fornecimento é dada pelo número de clientes de cada nível, nos termos da Portaria n.º 332/2012. |
| Diferencial de custo PRE (não DL 90/2006) | Em <u>energia ativa</u> , com diferenciação por período horário, e em <u>potência contratada</u> . A divisão do custos entre estas duas variáveis é dada pelo parâmetro do Quadro 3-7. |
| Diferencial de custo CAE | Em <u>energia ativa</u> , com diferenciação por período horário, e em <u>potência contratada</u> . A divisão do custos entre estas duas variáveis é dada pelo parâmetro do Quadro 3-7. A distribuição entre níveis de tensão e tipo de fornecimento é dada pelos coeficientes CAE _j no Quadro 3-5. |
| Diferencial de custo RA | Em <u>energia ativa</u> , com diferenciação por período horário. A diferenciação por período horário decorre dos fatores apresentados no Quadro 3-6. A distribuição entre níveis de tensão e tipo de fornecimento é dada pelos coeficientes RA _j no Quadro 3-5. |
| CMEC | Em <u>potência contratada</u> , com o mesmo valor unitário para todos os clientes. |
| Garantia de potência | Em <u>energia ativa</u> , com diferenciação por período horário. |
| Estabilidade (DL 165/2008) | A diferenciação por período horário decorre dos fatores apresentados no Quadro 3-6. |
| Terrenos de centrais hídricas | |
| PPEC | |
| Ajustamento de aquisição de energia | Em <u>energia ativa</u> , sem diferenciação por período horário, com o mesmo valor unitário para todos os clientes. |
| Diferencial extinção TVCF | |
| Parcela II (fora do âmbito da Portaria n.º 332/2012) | |
| Outros ¹⁴ | Em <u>energia ativa</u> , sem diferenciação por período horário. Os preços dos vários níveis de tensão são corrigidos para perdas na rede. |

Fonte: Proposta TeP2023, documento “Proposta de estrutura tarifária do setor elétrico em 2023”

Quadro 3-5 - Imputação dos sobrecustos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas e do diferencial de custo sobrecustos com os CAE

| | MAT | AT | MT | BTE | BTN> | BTN< |
|---------|--------|---------|---------|---------|--------|---------|
| RA_j | 0,001% | 0,005% | 0,403% | 0,611% | 1,073% | 97,907% |
| CAE_j | 7,808% | 23,964% | 51,468% | 11,173% | 5,586% | 0,000% |

Fonte: Proposta TeP2023, documento “Proposta de estrutura tarifária do setor elétrico em 2023”

Quadro 3-6 - Fatores de modulação dos CIEG por período horário

| | MAT | AT | MT | BTE | BTN> | BTN< |
|-----------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| $Kp_j^{CIEG_i}$ | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 |
| $Kc_j^{CIEG_i}$ | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 |

Fonte: Proposta TeP2023, documento “Proposta de estrutura tarifária do setor elétrico em 2023”

O CT regista o facto dos fatores de modulação definidos na proposta se apresentarem iguais a 1, ou seja, lineares para todos os períodos horários. Uma vez que os valores de CIEG são negativos, o CT concorda com este critério, entendendo adequado que o sinal de modulação relativo à componente de CIEG seja neutro.

Quadro 3-7 - Parâmetros α

| | α |
|---------------------|----------|
| CAE | 0,070 |
| PRE (não DL90/2006) | 0,070 |
| Outros CIEG | 0,000 |

Fonte: Proposta TeP2023, documento “Proposta de estrutura tarifária do setor elétrico em 2023”

Relativamente ao Despacho conjunto do Ministro das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, cuja publicação se aguarda, a informação disponível na Proposta de Tarifas informa da seguinte imputação:

Quadro 3-4 - Imputação das receitas a deduzir ao diferencial de custo com a PRE renovável

| | MAT | AT | MT | BTE | BTN> |
|-------------------------------------|-------|--------|--------|--------|-------|
| Deduções PRE Renovável _j | 7,81% | 23,96% | 51,47% | 11,17% | 5,59% |

Fonte: Proposta TeP2023, documento “Proposta de estrutura tarifária do setor elétrico em 2023”

3. A tabela seguinte identifica as repartições, em milhões de euros, dos CIEG por nível de tensão, em função dos critérios de repercussão estabelecidos.

Quadro 4-12 - Repartição dos CIEG por níveis de tensão ou tipos de fornecimento

| Unidades: milhões de euros | MAT | AT | MT | BTE | BTN> | BTN≤ | TOTAL |
|--|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|-----------------|-----------------|
| Diferencial de custo PRE (DL90/2006) | -38,6 | -118,4 | -267,1 | -74,9 | -62,4 | -3 174,9 | -3 736,3 |
| Diferencial de custo PRE (não DL90/2006) | -7,7 | -23,6 | -51,4 | -11,4 | -6,0 | -64,7 | -164,8 |
| Diferencial de custo dos CAE | -118,1 | -361,2 | -782,9 | -171,9 | -88,8 | -82,7 | -1 605,6 |
| CMEC | 1,2 | 2,6 | 11,1 | 3,9 | 4,2 | 64,0 | 87,1 |
| Garantia de potência | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Diferencial de custo das RA | 0,0 | 0,0 | 1,0 | 1,5 | 2,6 | 233,0 | 237,9 |
| Estabilidade (DL 165/2008) | 6,6 | 20,4 | 43,8 | 9,5 | 4,8 | 49,3 | 134,4 |
| Ajust. de aquisição de energia | 12,8 | 39,2 | 84,2 | 18,3 | 9,1 | 94,7 | 258,2 |
| Diferencial extinção TVCF | 0,0 | -0,1 | -0,2 | 0,0 | 0,0 | -0,2 | -0,6 |
| Terrenos | 0,6 | 1,9 | 4,0 | 0,9 | 0,4 | 4,5 | 12,2 |
| PPEC | 0,3 | 0,8 | 1,7 | 0,4 | 0,2 | 1,9 | 5,1 |
| TOTAL | -143,0 | -438,5 | -955,8 | -223,8 | -135,9 | -2 875,1 | -4 772,2 |

Fonte: Proposta TeP2023, documento “Proposta de estrutura tarifária do setor elétrico em 2023”

No computo geral, a proposta prevê devoluções de CIEG em tarifa para todos os níveis de tensão. O CT destaca os elevados montantes devolvidos às tarifas com origem nas seguintes rúbricas:

- Diferencial de custo PRE Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio: total de 3 736,3 milhões de euros, dos quais 493,5 milhões de euros com origem no Despacho conjunto do Ministro das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, cuja publicação se aguarda.

Excluindo a imputação do referido Despacho, o valor referente ao diferencial (no montante de 3 242,8 milhões de euros) encontra-se repercutido proporcionalmente por número de clientes, pelo que 97,9 % do valor está imputado à BTN<, 1,1% à BTN> e o restante 1% aos restantes níveis de tensão.

O valor referente a esse Despacho (493,5 milhões de euros) é repercutido proporcionalmente pela energia ativa dos seguintes níveis de tensão: MAT (7,81%), AT (23,96%), MT (51,47%), BTE (11,17%) e BTN> (5,59%), não contemplando a BTN<. Trata-se de uma decisão, eminentemente política, que ganharia maior transparência com a assunção dos pressupostos subjacentes. Sobre este ponto, o CT recorda que no exercício tarifário do ano anterior, esta afetação não contemplou o nível de tensão BTN e BTE.

- Diferencial de custo não PRE Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio: total de 164,8 milhões de euros

O CT observa que 93% deste valor se encontra imputado à energia ativa, sendo distribuído de forma proporcional a todos os níveis de tensão em função da energia ativa prevista. Os restantes 7% encontram-se imputados à potência contratada, sendo também distribuídos proporcionalmente pela potência contratada prevista para todos os níveis de tensão.

- Diferencial de custo dos CAE: total de 1 605,6 milhões de euros.

O CT verifica que 93% deste valor se encontra imputado à energia ativa, sendo distribuído de forma proporcional por MAT, AT, MT, BTE e BTN> em função da energia ativa prevista, não contemplando

a BTN<. Os restantes 7% encontram-se imputados à potência contratada, sendo distribuídos proporcionalmente pela potência contratada prevista para todos os níveis de tensão.

4. A distribuição de CIEG por energia ativa consumida e potência contratada por nível de tensão é a seguinte:

Quadro 3-9 - Preços CIEG incluídos na tarifa de Uso Global do Sistema

| Unidades: EUR/MWh | MAT | | | AT | | | MT | | | BTE | | | BTN> | | | BTN< | | |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|---------------|---------------|
| | Ponta | Cheias | Vazio | Ponta | Cheias | Vazio | Ponta | Cheias | Vazio | Ponta | Cheias | Vazio | Ponta | Cheias | Vazio | Ponta | Cheias | Vazio |
| Diferencial de custo PRE (DL90/2006) | -17,5 | -17,5 | -17,5 | -17,5 | -17,5 | -17,5 | -18,4 | -18,4 | -18,4 | -23,7 | -23,7 | -23,7 | -39,5 | -39,5 | -39,5 | -194,1 | -194,1 | -194,1 |
| Diferencial de custo PRE (não DL90/2006) | -3,4 | -3,4 | -3,4 | -3,4 | -3,4 | -3,4 | -3,4 | -3,4 | -3,4 | -3,4 | -3,4 | -3,4 | -3,4 | -3,4 | -3,4 | -3,4 | -3,4 | -3,4 |
| Diferencial de custo dos CAE | -52,8 | -52,8 | -52,8 | -52,8 | -52,8 | -52,8 | -52,8 | -52,8 | -52,8 | -52,8 | -52,8 | -52,8 | -52,8 | -52,8 | -52,8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Garantia de potência | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Diferencial de custo das RA | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 14,2 | 14,2 | 14,2 |
| Estabilidade (DL 165/2008) | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 3,0 |
| Ajust. de aquisição de energia | 5,8 | 5,8 | 5,8 | 5,8 | 5,8 | 5,8 | 5,8 | 5,8 | 5,8 | 5,8 | 5,8 | 5,8 | 5,8 | 5,8 | 5,8 | 5,8 | 5,8 | 5,8 |
| Diferencial extinção TVCF | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Terrenos | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 |
| PPEC | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 |
| Total | -64,6 | -64,6 | -64,6 | -64,6 | -64,6 | -64,6 | -65,4 | -65,4 | -65,4 | -70,4 | -70,4 | -70,4 | -85,0 | -85,0 | -85,0 | -174,2 | -174,2 | -174,2 |

| Unidades: EUR/(kW.dia) | MAT | AT | MT | BTE | BTN> | BTN< |
|--|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| CMEC | 0,00477 | 0,00477 | 0,00477 | 0,00477 | 0,00477 | 0,00477 |
| Diferencial de custo dos CAE | -0,00614 | -0,00614 | -0,00614 | -0,00614 | -0,00614 | -0,00614 |
| Diferencial de custo PRE (não DL90/2006) | -0,00063 | -0,00063 | -0,00063 | -0,00063 | -0,00063 | -0,00063 |
| Total | -0,0020 | -0,0020 | -0,0020 | -0,0020 | -0,0020 | -0,0020 |

Fonte: Proposta TeP2023, documento “Proposta de estrutura tarifária do setor elétrico em 2023”

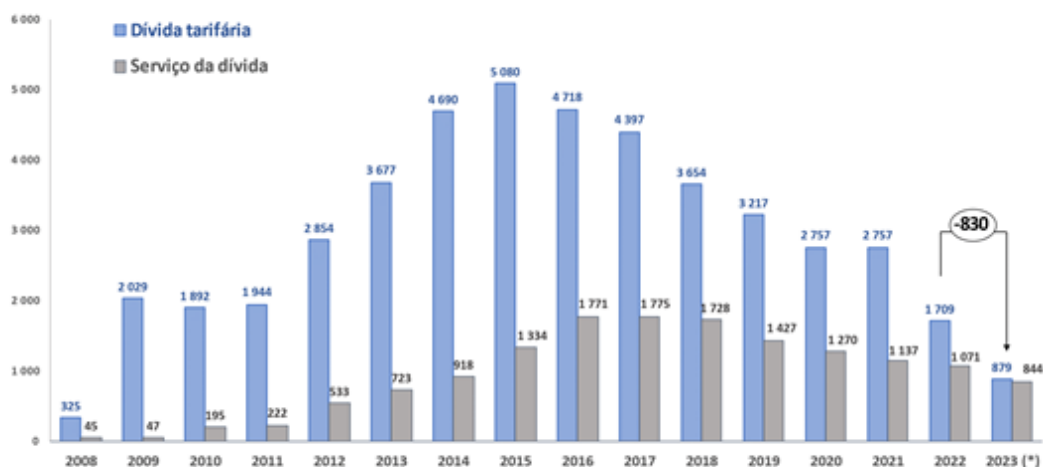
Os CIEG incluídos na tarifa UGS contribuem para o estabelecimento de tarifas de acesso negativas para todos os níveis de tensão, em diferentes proporções: -64,6 Eur/MWh para MAT; -64,6 Eur/MWh para AT; -65,4 Eur/MWh para MT; -70,4 Eur/MWh para BTE; -85,0 Eur/MWh para BTN> e -174,2 Eur/MWh para BTN<.

Entende o CT que a afetação proposta dos CIEG em tarifa representa um importante contributo, embora em proporções diferenciadas por nível de tensão, para atenuar o efeito dos custos de energia elétrica verificados atualmente em mercado e que se perspetivam para 2023.

I. Dívida Tarifária e Serviço da Dívida

1. Resultante da legislação em vigor, nomeadamente os diferimentos dos diferenciais de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial (Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho e Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto), bem como o défice gerado em 2009 (Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto), a constituição de dívida tarifária tem evitado a existência de variações acentuadas nos valores das tarifas.
2. O diferimento da recuperação dos proveitos não incluídos nas tarifas do próprio ano conduz ao chamado “serviço da dívida tarifária” (juros e amortização) que representa uma das maiores parcelas dos montantes a recuperar pela tarifa UGS, pelo que importa monitorizar e ajustar a sua evolução.
3. Tendo por base a documentação que suporta a fixação anual de tarifas e preços por parte da ERSE, torna-se possível ilustrar, entre 2008 e 2023, quer a evolução da dívida tarifária (o montante acumulado de custos que não foi possível recuperar nos proveitos permitidos estabelecidos anualmente) quer a evolução do serviço da dívida (juros e amortizações).

Evolução anual da dívida tarifária e serviço da dívida (M€)



(*) ERSE - Proposta de tarifas e preços para 2023

4. A proposta de tarifas e preços para 2023 mantém o movimento de redução do volume de dívida tarifária iniciado em 2016 e que teve apenas uma interrupção em 2021.

| Anos | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|---|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Redução da dívida tarifária (M€) | 362 | 321 | 743 | 437 | 460 | 0 | 1049 | 830 |

5. No final de 2023 a dívida tarifária reduz para 879 M€, correspondendo a uma amortização da mesma em cerca de 830 M€.
6. O CT regista o decréscimo da dívida tarifária, no sentido da sua extinção em 2025, conforme previsto.

J. Medidas mitigadoras do SEN

- O processo anual de fixação de tarifas pela ERSE deve permitir a recuperação dos custos das atividades reguladas, na forma de proveitos permitidos, incluindo os ajustamentos, diretamente determinados pelas metodologias regulatórias definidas para cada atividade.
- As previsões em que assentam os proveitos permitidos têm subjacentes as projeções efetuadas para a evolução do contexto económico e financeiro das atividades reguladas para 2023, bem como as previsões efetuadas pelas empresas reguladas, e os parâmetros definidos para o período regulatório 2022-2025.
- As atividades reguladas incorporam nos proveitos permitidos os custos diretos do seu exercício decorrentes do custo com capital definido pelo regulador e dos custos operacionais permitidos. Além destes custos diretos associados às atividades exercidas, existem outros custos que são incorporados nas tarifas por via legal, decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, os designados CIEG.

4. Face ao elevado montante que têm sistematicamente assumido ao longo dos últimos anos, é com particular atenção que o CT tem procurado acompanhar aquilo que se tem vindo a designar por “medidas mitigadoras”.
5. O principal objetivo destas medidas é procurar reduzir o volume de custos a recuperar pelo SEN, através da identificação e consignação de receitas a reverter para o sistema. Tratam-se, portanto, *in fine*, de medidas de contenção da variação anual de tarifas.
6. O volume de recursos financeiros alocados às medidas mitigadoras em 2023 será de 558 M€ face aos 740M€ de 2022E (uma redução de cerca de 10%).

Quadro 0-14 - Medidas de Contenção Tarifária

Unidade: Milhares de euros

| | 2022 estim (Tarifas 2023) | Tarifas 2022 (Dez2021) | Tarifas 2022 (Jun2022) | Tarifas 2023 |
|---|------------------------------|---------------------------|---------------------------|----------------|
| Receitas do mecanismo previsto no DL 74/2013 | 29 460 | 29 460 | 29 460 | 20 537 |
| Transferência para o SEN proveniente dos leilões de licenças de emissão de gases com efeito de estufa (CELE), excluindo transferências adicionais | 373 453 | 306 477 | 306 477 | 363 690 |
| Transferências adicionais no âmbito do CELE com dedução na PRE com remuneração garantida | 0 | 0 | 150 000 | 0 |
| Compensação dos produtores eólicos como contrapartida da adesão a regimes remuneratórios alternativos previstos no DL 35/2013 | -9 397 | 0 | 0 | 0 |
| Transferência para o SEN proveniente da CESE | 125 000 | 110 000 | 110 000 | 124 750 |
| Afetação extraordinária ao SEN resultante de saldos de gerência (FA, FSSSE e ERSE) | 131 456 | 131 456 | 131 456 | 0 |
| Transferência para o CUR referente ao cabo submarino do Windfloat (RCM 161/2019) | 2 501 | 0 | 0 | 0 |
| Transferência para o SEN proveniente da tributação de ISP e adicionamento de CO ₂ aos centros eletroprodutores | 3 206 | 3 700 | 3 700 | 5 053 |
| Receita das vendas de Garantias de Origem da PRE com remuneração garantida que reverte para o SEN | 40 497 | 8 900 | 8 900 | 44 368 |
| TOTAL medidas de contenção tarifária | 696 177 | 589 993 | 739 993 | 558 398 |

Fonte: Proposta TeP2023, documento “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023”, pág. 26

7. De acordo com a ERSE, a definição excepcional das medidas de contenção tarifária contidas no Despacho dos Gabinetes do Ministro de Estado e das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, cuja publicação se aguarda, totalizam um valor de cerca de 493 M€:
 - 364 M€ relativos à afetação da receita gerada pelos leilões das licenças de emissão de gases com o efeito estufa, nos termos do artigo 23.º do Decreto-Lei n.º 12/2020, de 6 de abril, na sua redação atual

CONSELHO TARIFÁRIO

- 125 M€ relativos à afetação do produto da CESE
 - 5 M€ resultantes da afetação da receita obtida com a tributação dos produtos petrolíferos e energéticos
8. Como nota final sobre este capítulo das medidas mitigadoras (ou de contenção tarifaria) e sobre os impactos da múltipla produção legislativa, muitas vezes *ad-hoc*, e da volatilidade que pode sofrer alguma rubrica visto o seu carácter previsionar, que acaba por provocar ajustamentos posteriores difíceis de identificar, o CT volta a dar nota que se torna extremamente difícil acompanhar estes movimentos e transferências financeiras pelo que importa assegurar mecanismos acessíveis de rastreabilidade e transparência.

K. Proveitos Permitidos

K.1. Proveitos permitidos a recuperar em 2023

1. As tabelas abaixo mostram, de forma resumida, os proveitos permitidos propostos pela ERSE para 2023, por atividade, para Portugal Continental e para as RA.

Unidade: Milhares de euros

| Tarifas 2023 | Proveitos por actividade (1) | Custos transferidos entre actividades (2) | Proveitos a proporcionar em 2023, previstos em 2022 (3) = (1) + (2) | Sustentabilidade e coexistência de mercados (4) | Tarifa social (5) | Tarifas 2023 (6) = (3) - (4) + (5) |
|--|---------------------------------|--|--|--|----------------------|---------------------------------------|
| REN Trading | -1 605 608 | | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial (CVEEAC) | -1 605 608 | 1 605 608 (GGS) | 0 | | | 0 |
| ADENE | 1 146 | | 0 | | | 0 |
| Gestão Logística de Manutenção de Comercializador (OLMNC) | 1 146 | -1 146 (CVAT) | 0 | | | 0 |
| REN | 628 824 | | -976 784 | 0 | 0 | -976 784 |
| Gestor Global do Sistema (GGS) | 317 267 | -1 605 608 (CVEEAC) | -1 288 340 | | | -1 288 340 |
| Transporte de Energia Eléctrica (TEE) | 311 557 | | 311 557 | | | 311 557 |
| R-Redes | -3 592 571 | 977 929 | -2 614 641 | -257 647 | -115 347 | -2 472 342 |
| Distribuição de Energia Eléctrica (DEE) | 1 047 106 | | 1 047 106 | | | 1 047 106 |
| Compra e Venda de Acesso à Rede de Transporte (CVAT) (incl. Ajust. tarifa OLMNC) | -4 639 677 | 977 929 (OLMNC + GGS + TEE) | -3 661 747 | -257 647 | | -3 404 101 |
| Tarifa Social | | | | | -115 347 | -115 347 |
| SU Electricidade | -3 106 101 | 4 186 867 | 1 080 766 | 257 647 | 0 | 823 119 |
| Compra e Venda de Energia Eléctrica | -2 841 511 | 3 901 026 | 1 059 515 | 258 205 | | 801 310 |
| Compra e Venda de Energia Eléctrica PRE (CVEE PRE) | -3 901 026 | 3 901 026 (Sobrecusto de PRE na CVAT) | 0 | | | 0 |
| Compra e Venda de Energia Eléctrica Fornecimento a Clientes (CVEE FC) | 1 059 515 | | 1 059 515 | 258 205 | | 801 310 |
| Compra e Venda de Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD) | -285 841 | 285 841 (DEE + CVAT) | 0 | | | 0 |
| Comercialização (C) | 21 251 | | 21 251 | -559 | | 21 810 |
| Sobrecusto pela aplicação de tarifa transitória | | | | 0 | | 0 |
| | | | -2 510 659 | 0 | -115 347 | -2 626 006 |

Fonte: Quadro 3-1 Proveitos em 2023 por atividade no Continente, da proposta de proveitos da ERSE para 2023

Unidade: Milhares de euros

| Tarifas 2023 (1) | Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas incorporado na Tarifa UGS (2) | Proveitos permitidos por actividade (3) = (1) + (2) |
|---|--|--|
| EDA | 171 268 | 110 843 |
| Atividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema | 144 796 | 85 392 |
| Atividade de Distribuição de Energia Eléctrica | 22 551 | 22 203 |
| Atividade de Comercialização de Energia Eléctrica | 3 922 | 3 248 |
| EEM | 188 151 | 127 089 |
| Atividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema | 157 378 | 103 613 |
| Atividade de Distribuição de Energia Eléctrica | 26 447 | 22 616 |
| Atividade de Comercialização de Energia Eléctrica | 4 327 | 860 |
| Total nas Regiões Autónomas | 359 419 | 237 933 |

Fonte: Quadro 3-2 Proveitos em 2023 por atividade nas Regiões Autónomas, da proposta de proveitos da ERSE para 2023

2. O CT regista que os proveitos permitidos aplicáveis às várias atividades exercidas em Portugal Continental apresentam um valor global negativo (a favor dos consumidores).

K.2. Taxa de remuneração

- Os valores definitivos de taxa de remuneração a aplicar em 2023 só serão apurados no final de setembro desse ano (após conhecidas as cotações diárias das OT da República Portuguesa com maturidade a 10 anos, para empréstimos em euros, verificadas entre Outubro de 2022 e Setembro de 2023, à luz das metodologias de indexação definidas nos últimos períodos regulatórios), pelo que a proposta de proveitos permitidos para 2023 assenta, como habitualmente, em valores provisórios.
- O CT verifica que, para a proposta de proveitos permitidos para 2023 agora apresentada, a ERSE considera estimativas dos valores a aplicar em 2022 (tabela abaixo).

| | 2022 | | 2023 |
|---|---------|----------|---------|
| | Tarifas | Estimado | Tarifas |
| Taxa de remuneração a aplicar aos ativos das atividades de DEE em AT/MT, CVEE e Comercialização | 4,70% | 5,03% | 5,03% |
| Taxa de remuneração a aplicar aos ativos das atividades de TEE, GGS, CVEEAC e AEEGS (EDA, EEM) | 4,40% | 4,73% | 4,73% |
| Taxa de remuneração a aplicar aos ativos das atividades de TEE a custos de referência | 5,15% | 5,48% | 5,48% |
| Taxa de remuneração implícita no cálculo da parcela de TOTEX da atividade de OLMC | 1,50% | 1,50% | 1,50% |

Fonte: Quadro 2-4 da proposta de proveitos da ERSE para 2023.

- O CT dá nota que a aplicação da metodologia de indexação definida pela ERSE às cotações diárias de OT verificadas entre outubro de 2021 e Setembro de 2022 resulta em valores definitivos de taxas de remuneração de 2022 de 5,05% para DEE e de 4,75% para TEE.
- O CT espera que, na versão final dos proveitos permitidos para 2023, a ERSE atualize os valores definitivos de taxa de remuneração para 2022 e provisórios para 2023 de acordo com os valores efetivamente apurados como definitivos para 2022, em linha com a prática que tem sido seguida nos exercícios de fixação de proveitos permitidos dos anos anteriores.
- Importa ainda referir que o modelo de indexação atual da taxa de remuneração pode conduzir a taxas de remuneração inferiores às *yields* das OT que lhes servem de base, tal como já tinha sido referido pelo CT no seu parecer à proposta de proveitos, parâmetros e tarifas para 2022.
- Esta é uma preocupação a ter em conta dentro da atual conjuntura económica.

K.3. Taxas de juro e spreads a aplicar no cálculo dos proveitos permitidos em 2023

- O RT em vigor estabelece que seja aplicado um *spread* para cada ano de cálculo dos ajustamentos dos proveitos permitidos.
- No documento “Proposta de Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2023 das Empresas Reguladas do Setor Elétrico”, a ERSE realiza uma análise às principais variáveis associadas à definição daquele *spread*, a partir da qual a ERSE conclui que:
 - ✓ Em 2022, ano de referência para a definição do *spread* de ajustamento de t-1, observou-se um aumento das *yields* de curto prazo dos grupos empresariais do setor elétrico, bem como da Euribor a 12 meses e das *yields* das OT a 2 anos.

- ✓ O aumento verificado foi de magnitude semelhante entre todas as variáveis relevantes para análise, observando-se que o *spread* entre as *yields* da EDP e da REN e as obrigações com maturidades de curto prazo não se alteraram significativamente face a anos anteriores, com valores a rondar os 0,50 p.p.
 - ✓ A correspondência entre a evolução das *yields* das principais empresas do SEN e as taxas de juro de curto prazo reflete a evolução positiva dos *ratings* da dívida destas empresas, que se observou nos últimos anos à semelhança dos da dívida da República Portuguesa.
3. Face ao exposto, o CT reconhece a análise que leva à decisão da ERSE em manter o valor do *spread* para as empresas reguladas do Continente e das RA, para 2021, em 0,50 pp (pontos percentuais), a aplicar sobre a taxa média de juro EURIBOR a doze meses, calculada com base nos valores diários ocorridos entre 1 de janeiro e 15 de novembro de 2022, igual ao *spread* do ano 2021 (que passa a ser o *spread* para t-2).

K.4. Proveitos Permitidos das RA

K.4.1. Proveitos Permitidos

1. Os proveitos permitidos das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira em 2023, apresentados pela ERSE na proposta de tarifas, ascendem a:
 - a. 597 M€, face a 399 M€ nos proveitos permitidos de 2022 (+49,8%).
 - b. 549 M€, face a 414 M€ nos proveitos permitidos de 2022, se os ajustamentos não forem tidos em consideração (+32,6%).
1. Conforme explicitado pela ERSE na Proposta de Proveitos Permitidos das Empresas Reguladas do Setor Elétrico, estas variações resultam essencialmente do aumento do nível de proveitos das atividades da AGS das RA, particularmente em resultado do acréscimo dos custos previstos com combustíveis, aquisição de energia a produtores do sistema público (no caso da RAM) e custos com a aquisição de licenças de emissão de CO₂.
2. O CT regista, que este previsional acréscimo de custos, está diretamente relacionado com a evolução esperada das cotações das matérias-primas nos mercados internacionais, nomeadamente, do Brent e das licenças de emissão de CO₂, que constituem fatores não controláveis pelas empresas regionais.

K.4.2. Custos de Referência para transporte marítimo de fuelóleo para as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira

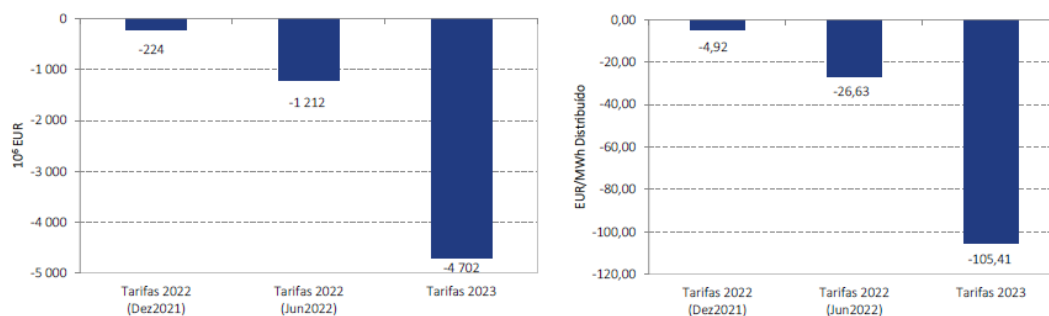
1. No passado mês de julho foi lançada pela ERSE a Consulta de Interessados n.º 4/2022 - Proposta de alteração de parâmetros a aplicar no período regulatório 2022-2025, que culminou com a publicação da Instrução n.º 9/2022 - Revisão de parâmetros para o período de regulação 2022 a 2025 para o setor elétrico, de 19 de outubro.
2. Com a publicação desta Instrução, para além de redefinir o valor da margem de comercialização e financeira aplicada aos custos de aquisição de gás natural pela EEM, a ERSE estipula uma nova metodologia de cálculo dos custos de transporte do fuelóleo para as Regiões Autónomas, que passam a variar em função do custo médio do fuelóleo consumido pelos navios de transporte de fuelóleo para abastecimento às RA, com base na fórmula de cálculo publicada na própria Instrução.
3. Considera o CT que a ERSE, por forma a dotar as empresas reguladas de toda a informação necessária para compreensão e aplicação da nova metodologia de cálculo dos custos de transporte do fuelóleo, deveria publicar em conjunto todas as variáveis associadas. Os seus valores ou referências

encontram-se dispersos pela Instrução n.º 9 agora publicada, pelo estudo da PwC e pela documentação da consulta de interessados. Além disso, relativamente ao tempo de viagem, variável que integra a fórmula de cálculo, a ERSE ajustou a duração das viagens de cada uma das rotas de transporte após a consulta de interessados, mas não divulgou os valores finais assim como a taxa de câmbio USD/EUR utilizada, recomendando-se assim, maior transparência na abordagem deste tema de crucial relevância para as empresas reguladas das RA.

K.5. Proveitos da UGS

1. Os proveitos a recuperar pela tarifa UGS resultam da soma dos:
 - (i) custos com a gestão do sistema,
 - (ii) CIEG,
 - (iii) medidas de sustentabilidade, estabilidade e equidade tarifária.
2. Na definição de tarifas para 2023 observa-se um acréscimo significativo do montante a recuperar pelos consumidores via aplicação da tarifa UGS que passa de 1 212 M€ (revisão extraordinária em junho/22) para 4 702 M€.

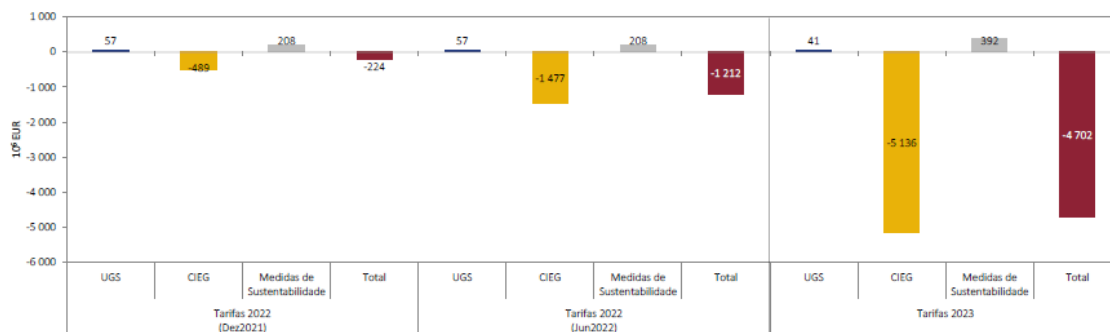
Figura 3-11 - Proveitos a recuperar com a UGS – Valores absolutos e unitários



Fonte: Proposta TeP2023, documento “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023”, pág. 69

3. A evolução referida deve-se maioritariamente à variação da componente de CIEG que passa de 1.477 M€ a recuperar pelos consumidores, em 2022 (tarifas jun), para 5 136 M€ em 2023, isto é um aumento de 3 659 M€ a devolver aos consumidores. Acresce a este montante o aumento da componente das medidas de estabilidade de 184 M€ e uma diminuição em 16 M€ dos custos da Gestão do Sistema (“UGS”) a recuperar pela tarifa UGS.

Figura 3-12 - Explicação dos proveitos a recuperar com a UGS por componente



Fonte: Proposta TeP2023, documento “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023”, pág. 70

- Relativamente à componente dos CIEG, a redução identificada deve-se ao decréscimo dos proveitos a recuperar associados à PRE e aos CAE, quer por via do diferencial de custo previsto para 2023 quer pelo impacto dos ajustamentos de anos anteriores, ambos a favor dos consumidores, conforme se refere nos pontos I.1 e I.2 respetivos deste parecer.
- O CT compreende que a instabilidade observada nos mercados grossistas de energia torna difícil o exercício de previsão do preço médio da energia elétrica em mercado para 2022 e 2023, em particular devido à incerteza quanto à data de “normalização” dos preços elevados que se têm observado.
- As Tarifas propostas para 2023 beneficiam significativamente do impacto positivo, no montante de 1 914 M€, a favor dos consumidores, dos ajustamentos relativos a anos anteriores.

Quadro 3-11 - Ajustamentos de 2021 e 2022 a repercutir em tarifas

Unidade: milhões de euros

| | Ajustamento 2021 | Ajustamento 2022 | Total |
|--|------------------|------------------|-----------------|
| Valor a recuperar pela Tarifa de energia | 31,6 | 226,6 | 258,2 |
| Valor a recuperar pela Tarifa UGS | -285,3 | -1 886,3 | -2 171,7 |
| CMEC+SACAE | -79,1 | -720,3 | -799,5 |
| SPRE | -206,2 | -1 166,0 | -1 372,2 |
| Ajustamento total | -253,7 | -1 659,8 | -1 913,5 |

Notas: Os sinais dos ajustamentos refletidos neste Quadro representam o seu efeito na tarifa onde são recuperados, ou seja, sinal negativo significa valor a deduzir à tarifa (a devolver aos consumidores) e sinal positivo significa valor a acrescentar à tarifa (a receber pelas empresas)

Fonte: Proposta TeP2023, documento “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023”, pág. 74

- O CT nota que este comportamento poderá criar expectativas otimistas nos agentes económicos quanto à sustentabilidade da manutenção deste efeito nos próximos anos, pelo que ajustamentos desta magnitude devem ser evitados.
- Assim, o CT considera que não pode deixar de ser adotada uma posição de prudência de forma a minimizar eventuais desvios relativamente ao previsto para 2022, sendo que, à data da publicação das tarifas, apenas o mês de dezembro é previsional.

9. Para 2023, deverá haver uma revisão regular das estimativas, por forma a evitar variações significativas no valor das tarifas dos anos seguintes devido a ajustamentos (e.g., é em 2024 que é incluído o desvio definitivo de 2022 e o provisório de 2023).

K.6. Proveitos permitidos do operador da rede de transporte

K.6.1. Atividade de Gestão Global do Sistema

1. A atividade de Gestão Global do Sistema (GGS), para além dos custos diretamente relacionados com o seu exercício, incorpora nos seus proveitos permitidos um conjunto alargado de outros custos, decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, definidos no âmbito do SEN, estando muitos destes já devidamente tratados neste parecer.
2. Relativamente aos custos diretamente relacionados com a atividade (OPEX e custos com capital), o CT constata que esses valores resultam da manutenção do modelo de regulação do período 2018-2021 – taxa de remuneração sobre a base de ativos regulada e regulação por incentivos, do tipo *revenue cap* no OPEX – continuando os custos relacionados com obrigações do Gestor de Sistema, incorridos no âmbito da aplicação da legislação europeia e fora do controlo do operador, sujeitos a aprovação anual pela ERSE e aceites fora do *revenue cap*.
3. Relativamente aos custos com obrigações do Gestor de Sistema no âmbito da operacionalização das responsabilidades decorrentes da legislação europeia, o CT constata que na proposta agora em apreço volta a haver uma limitação aos valores incorridos pelo operador, por considerar a ERSE que o acréscimo dos mesmos não se encontra devidamente fundamentado.
4. O CT reconhece a complexidade da articulação das obrigações europeias e exatamente por isso, recomenda uma maior e tempestiva interação entre a ERSE e o Gestor de Sistema prévia à elaboração das Propostas para que toda a informação disponível esteja acessível e discutida, de modo a evitar estas situações.

K.6.2. Atividade de Transporte de Energia Elétrica

1. No período de regulação que se inicia em 2022, a ERSE substituiu o modelo de incentivos, que se encontrava em vigor desde 2009, custos de referência no CAPEX e fatores de eficiência no OPEX acrescido do incentivo à racionalização económica dos investimentos (IREI) por um modelo do tipo TOTEX, extinguindo o mecanismo de custos de referência para projetos pós 2021 e substituindo a parte técnica do IREI pelo incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT.
2. Os proveitos permitidos para 2023 cumprem o estipulado no RT, com a aplicação dos parâmetros definidos em 2021 para o período regulatório 2022-2025.

K.7. Proveitos permitidos do operador da rede de distribuição

K.7.1. Atividade de Distribuição de Energia Elétrica

1. Os proveitos permitidos da DEE propostos pela ERSE para 2023 foram determinados de acordo com os parâmetros definidos para este período regulatório, apresentando um montante total de 1 047 M€.
2. Este valor representa um aumento de 0,53% face aos proveitos permitidos de 2022, fundamentalmente devido ao efeito do aumento da taxa de remuneração.

K.7.2. Devolução de receita da utilização de apoios BT

1. Seguindo a prática adotada para o presente período regulatório, a ERSE propõe retirar os proveitos suplementares associados ao aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações da base de custos totais sujeita a metas de eficiência, propondo a devolução total destes proveitos aos consumidores através da parcela de “outros custos não sujeitos a eficiência” dos proveitos permitidos (ajustamento neutro para os consumidores).
2. A ERSE também dá nota da decisão arbitral que condenou a E-REDES à entrega aos municípios de Santo Tirso e Vila Nova de Gaia de 50% das receitas obtidas pela utilização de apoios BT.
3. Como referido pela ERSE, esta condenação corresponde ao pagamento de cerca de 639 mil euros às referidas Câmaras Municipais, que incluem 89.7 mil euros que já foram devolvidos à tarifa.
4. No entender da ERSE, dado ainda existirem outros processos pendentes de tomada de decisão final, não estão reunidas as condições para a tomada de decisão quanto à repercussão tarifária do pagamento a municípios de receitas de utilização de apoios BT aos operadores de telecomunicações.
5. Ainda que compreenda a posição da ERSE, de que a exiguidade do número de decisões judiciais não permite formar um entendimento geral sobre o tema, o CT considera que, relativamente às decisões de condenação já proferidas e para as quais já não exista possibilidade de recurso, deve haver repercussão tarifária dos montantes a pagar que já tenham sido devolvidos à tarifa.
6. Neste contexto, o CT considera que os proveitos para 2023 devem incluir a parte do valor que a E-REDES já foi condenada a pagar aos municípios de Santo Tirso e de Vila Nova de Gaia que já tenha sido devolvido à tarifa, correspondente a 89,7 mil euros.
7. O CT dá nota do potencial impacto que este tema representa para a empresa, sobretudo quando estão em causa valores já devolvidos à tarifa, sendo importante destacar que a disponibilização de infraestruturas BT aos operadores de telecomunicações não é uma opção para o ORD, mas antes uma obrigação que lhe é imposta por legislação.
8. A ERSE assinala também que cabe à ANACOM aprovar, por regulamento, a metodologia a utilizar para a fixação do valor da remuneração a pagar pelas empresas de comunicações eletrónicas como contrapartida pelo acesso e utilização das infraestruturas aptas (dando nota de que, na ausência de tal regulamento, tem sido a E-REDES a definir os montantes a pagar pelos operadores de telecomunicações) e reitera que aguarda da ANACOM uma proposta de metodologia que evite subsídios cruzados intersectoriais.
9. O CT entende que, apesar de importantes, as referências que a ERSE deixa relativamente à necessidade de a ANACOM desenvolver a necessária regulamentação não são suficientes, reiterando as recomendações, já emitidas em pareceres anteriores, de que a ERSE diligencie junto da ANACOM no sentido de assegurar que tal regulamentação seja efetivamente desenvolvida e publicada.

K.8. Proveitos permitidos do Comercializador de Último Recurso

1. Os proveitos permitidos a recuperar pelo CUR, para além de refletirem os custos com a aquisição de energia para fornecimento da sua carteira de clientes e com a compra e venda da Produção em Regime Especial que beneficia de remuneração garantida, incluem o proveito permitido da atividade de Comercialização de Energia Elétrica.
2. A aplicação, para 2023, dos parâmetros regulatórios fixados pela ERSE no início do atual período de regulação para a atividade de Comercialização, resulta num proveito permitido de 21,3 M€, 5% acima do valor considerado nas Tarifas de 2022 (20,2 M€), resultado essencialmente do acréscimo de

número de clientes previsto. Refira-se, no entanto, que o preço médio global por cliente, da atividade de comercialização reduz em cerca de 25%, uma vez que os custos fixos são diluídos por uma maior estimativa de consumo no mercado regulado, devido a uma maior base de clientes.

3. Relativamente à atividade regulada do facilitador de mercado¹¹, o valor a cobrar pela empresa aos produtores, de 0,026 euros/kW/mês, permanece inalterado desde 2020.
4. Neste âmbito, não podendo os respetivos gastos e proveitos ser repercutidos nos proveitos do CUR, devendo os custos pelo exercício da atividade ser recuperados pelo valor cobrado aos produtores, o CT insta a ERSE a definir um modelo de regulação adequado à atividade que garanta o equilíbrio económico-financeiro da empresa.

K.9. Proveitos permitidos do Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC)

- A. O Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, que aprovou o regime jurídico aplicável à atividade de OLMC de eletricidade e gás natural, veio estabelecer que a atividade de OLMC compreende as funções necessárias à mudança de comercializador de eletricidade e de gás natural pelo consumidor final, a seu pedido, bem como a de colaborar na transparência dos mercados de eletricidade e de gás natural.
- B. Nos termos do disposto no regime jurídico, a atividade de OLMC estava sujeita à regulação pela ERSE, designadamente pelo facto das tarifas de eletricidade e de gás natural serem uma das formas de financiamento desta atividade (vd. Art.º 6º n.º 1 c)). O citado diploma legal determinava, ainda, que o financiamento do OLMC não poderia agravar os custos já existentes para os consumidores finais de eletricidade e de gás natural.
3. A ADENE começou a desenvolver, em 2018, a atividade de OLMC para os setores elétrico e do gás natural.
4. Recentemente, com a publicação do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional, a figura do OLMC passou a integrar o operador logístico de mudança de agregador, sendo atualmente denominado por Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador (OLMCA). Foi assim revogado o Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março.
5. Nos termos dos n.os 3 e 6 do artigo 152.º e do artigo 153.º deste diploma legal, a atividade de OLMCA será exercida por um operador independente dos demais intervenientes do SEN e do SNG, através de licença atribuída mediante procedimento concorrencial a definir por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia.
6. Determina ainda o n.º 1 do artigo 158.º que a atividade de OLMCA está sujeita à regulação da ERSE no domínio específico das suas atribuições, nomeadamente quanto aos custos e receitas, atendendo a que a remuneração dos serviços prestados pelo OLMCA, a prestação de informação e a prestação de contas são efetuados nos termos do Regulamento Tarifário. O CT entende que, à semelhança do anterior diploma, deve ser acautelado que os custos inerentes a esta nova atividade de agregação do OLMCA não contribuam para um agravamento dos custos já existentes para os consumidores finais.

¹¹ Aquisição e colocação em mercado da energia elétrica produzida ao abrigo do regime de remuneração geral pelos PRE com potência de injeção na RESP até 1 MW que assim o solicitem

7. Como regime transitório, prevê o n.º 1 do artigo 292.º que a ADENE continue a desempenhar as funções de OLMCA até à atribuição da licença prevista no artigo 153.º.
8. Para assegurar que não houvesse um acréscimo de custos com a atividade de OLMC, a ERSE baseando-se na proposta de plano de negócios apresentado pela ADENE em 2017, definiu um nível de custos totais (TOTEX) a aceitar para 2018 e que nos anos de 2019 e de 2020 evoluiu com a aplicação de uma metodologia de IPIB-X. Esta metodologia foi adaptada a 2021, tendo em conta que se estendeu o período de regulação até final de 2021. O nível de custos definido inicialmente assentou no alisamento a três anos dos custos de investimento e de exploração previstos pela ADENE no seu plano de negócios para o período 2018-2020.
9. O montante de proveitos permitidos à ADENE na atividade de OLMC é dado pelas expressões constantes do artigo 113º do RT em vigor e o ajustamento de 2021 foi calculado com as expressões constantes do artigo 90º do RT aprovado pelo Regulamento n.º 619/2017, de 18 de dezembro, alterado pelos Regulamento n.º 76/2019, de 18 de janeiro, e Regulamento n.º 496/2020, de 26 de maio. Os cálculos encontram-se no quadro abaixo:

Quadro 4-28 - Proveitos permitidos e ajustamentos na atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador

Unidade: 10³ EUR

| | | Tarifas 2021 | 2021 | Tarifas 2022 | Tarifas 2023 |
|-------------------------------------|--|--------------|--------|--------------|--------------|
| A | Custos afetos à atividade de OLMC para o setor elétrico, aceites pela ERSE, previstos para o ano t | 1 243 | 1 243 | 1 258 | 1 277 |
| B | Outros proveitos desta atividade afetos ao setor elétrico que não resultam da aplicação da tarifa, previstos para o ano t | 0 | 0 | 0 | 0 |
| C | Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de OLMC para o setor elétrico, tendo em conta os valores ocorridos no ano t-2 | 18 | 18 | -51 | 132 |
| D = A - B - C | Proveitos da atividade de OLMC | 1 225 | 1 225 | 1 309 | 1 146 |
| E | Valor faturado no ano t-2, por aplicação da tarifa de OLMC às entregas a clientes | | 1 355 | | |
| F = E - D | Desvio do ano | | 130 | | |
| i_{t-1} | taxa de juro EURIBOR a 12 meses, $i_{t-1} + \text{spread}$ | | 0,910% | | |
| i_{t-2} | taxa de juro EURIBOR a 12 meses, $i_{t-2} + \text{spread}$ | | 0,009% | | |
| $G = F * (1+i_{t-2}) * (1+i_{t-1})$ | Ajustamento dos custos com o OLMC tendo em conta os valores ocorridos | | 132 | | |

Fonte: Proposta TeP2023, documento “Proposta de proveitos permitidos e ajustamentos para 2023 das empresas reguladas do setor elétrico”, pág. 115

10. Constata-se assim que, tendo a ADENE recuperado em 2021 um valor superior aos proveitos permitidos previstos em 2020, o ajustamento de 2021 constante das tarifas de 2023 contempla um montante de 0,132 milhões de euros a devolver pela ADENE.
- L. Operadores de Rede Exclusivamente em Baixa Tensão (ORD BT)**
1. O CT regista positivamente que a ERSE tenha tomado diligências para obter informação detalhada sobre a estrutura de consumos de cada ORD BT, de forma a aperfeiçoar o tema do diferencial dos CIEG.
 2. Face às escassas respostas, o CT recomenda que, em futura revisão regulamentar do RT, seja incluída a obrigatoriedade de os ORD BT, reportarem anualmente informação detalhada sobre os consumos medidos em BT.
 3. Considerando que para o fornecimento aos clientes das carteiras de um conjunto de ORD bt, estes adquirem a energia através de uma tarifa supletiva (puramente aditiva) e a vendem através de uma

tarifa de venda a cliente final (não puramente aditiva, nomeadamente no preço da energia), o CT entende que a ERSE, à imagem da tarifa publicada para a operação de rede “Tarifa de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores das redes de distribuição e CURs em BT”, deve publicar uma tarifa para a atividade de CURs exclusivamente em BT, de forma a garantir-se uma correta separação contabilística das atividades.

4. Tendo em consideração os preços de energia propostos, analisado o preço da tarifa de energia publicado para a maioria dos clientes fornecidos em “BTN simples” de 0,3099 EUR/kWh e o valor obtido pela subtração da TVCF com a TAR de 0,3056 EUR/kWh, o CT recomenda que seja avaliada a margem operacional da comercialização.
5. A garantia de uma margem operacional positiva, por si só, não é garante de um equilíbrio económico-financeiro das atividades, pelo que o CT recomenda que seja efetuada pela ERSE uma monitorização efetiva que garanta o equilíbrio económico-financeiro dos ORD BT. Conforme é referido pela ERSE na “Propostas para as Peças tipo dos Procedimentos de Atribuição das Concessões em BT” estes pequenos operadores de redes têm custos operacionais superiores ao grande operador de rede nacional, face à sua escala.
6. O CT tem alertado, em alguns dos seus Pareceres, para a necessidade de ser definido um quadro normativo ao nível regulatório para as atividades dos operadores de redes de distribuição de energia elétrica exclusivamente em BT.
7. Entende o CT que aquele quadro deverá abordar, nomeadamente, a exploração de redes exclusivamente em BT, a escala desta operação, a separação de atividades, bem como definir os valores das tarifas de acesso às redes e da aquisição de energia.
8. Enquanto o quadro normativo da operação de redes exclusivamente em baixa tensão não existir, recomenda o CT que a revisão regulamentar, que decorre da publicação do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, considere algumas alterações que possam contribuir para a estruturação das bases do mesmo.

M. Preço dos Outros Serviços

Para além das tarifas, são aprovados os preços dos serviços regulados, cuja publicação está prevista em três diplomas legais, a saber:

1. Regulamento das Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás (RRC), que prevê a fixação anual, sob proposta dos operadores das redes (ORD) e dos comercializadores de último recurso (CUR), dos preços dos seguintes serviços:

- a) Serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica;
- b) Quantia a pagar em caso de mora;
- c) Encargos com o serviço de ativação de instalações eventuais;
- d) Leitura extraordinária e
- e) Preços suportados pelos produtores em regime especial;

2. Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica (RSRI), que prevê a fixação anual, sob proposta dos ORD em BT, dos seguintes preços:

- a) alteração temporária da potência contratada de forma remota;
- b) operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição, de interrupção e restabelecimento remotos e,
- c) recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes.

3. Regulamento do Autoconsumo de energia elétrica (RAC), que prevê a fixação anual, sob proposta dos ORD em BT, dos preços de:

- a) aquisição de equipamentos de medição inteligentes pelos autoconsumidores e,
- b) instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo previsto pela Diretiva n.º 19/2022, de 2 de setembro.

Acolhendo a recomendação do CT constante do seu Parecer ao documento «Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2011», e à semelhança dos anos anteriores, a análise das propostas recebidas¹² para o exercício de 2023 seguiu a recomendação que refere a necessidade de os preços fixados para a prestação dos serviços regulados aderirem aos custos reais.

Assim, na proposta de tarifas e preços para 2023, destacam-se os seguintes ajustamentos relativos ao conjunto de serviços regulados prestados pelos operadores:

– Em Portugal continental

- Aumento de 5,0% do preço de leitura extraordinária e de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica aplicável a clientes em BTN;
- No que diz respeito, aos níveis de tensão/fornecimento AT, MT e BT, a utilização generalizada da telecontagem em AT, MT e BTE, em Portugal continental, permite que se possa prescindir da aprovação do preço deste serviço para esses níveis de tensão e de fornecimento.
- Os valores da quantia mínima a pagar em caso de mora no pagamento das faturas, tal como os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica em MAT, não sofrem alterações face ao ano de 2022;
- Aumento de 2,0% nos preços dos serviços prestados remotamente, previstos no RSRI. Em relação aos serviços que impliquem deslocação à instalação do cliente as propostas traduzem aumentos de 5% face aos preços atualmente em vigor, respetivamente para a operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição e para o serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes.
- A E-REDES propôs atualizar o preço da recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes para 2023 para um valor de 31,79€ que traduz num acréscimo de 4,8%, face ao que vigora em 2022, e que reflete o custo de uma tarefa executada por prestador de serviço externo em horário

¹² Foram submetidas à ERSE propostas por parte da E-REDES, da EDA, da EEM e da SU Eletricidade.

normal, incluindo encargos administrativos e de estrutura, a que devem ser somados os custos com o armazenamento, tratamento e disponibilização dos diagramas de carga.

- Aumento de 2,0% face aos que vigoram em 2022, na aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos operadores das redes de distribuição em baixa tensão, como enquadrados pelos artigos 25.º e 30.º do RAC

– Nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira

- Aumento de 2,0% dos preços dos serviços de leitura extraordinária e de interrupção e restabelecimento prestados pelos operadores nestas regiões, em linha com as propostas apresentadas pelos ORD submetidas pelas empresas, e em conformidade com o critério adotado pela ERSE como pressuposto de atualização (deflator implícito no consumo privado previsto para 2023).
- À semelhança do continente os valores da quantia mínima a pagar em caso de mora no pagamento das faturas não sofrem alteração.
- Nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira, e em linha com a proposta submetida pela EEM, os preços dos serviços regulados previstos no RSRI sofrem um aumento de 2,0%, valor previsto para o deflator implícito no consumo privado para 2023, que a ERSE propõe ser uniformemente o critério de atualização.
- A EEM propôs atualizar o preço da recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes para 2023 para um valor de 31,08€ que se traduz num acréscimo de 2%, face ao que vigora em 2022. Este valor foi estendido à EDA.
- Os preços a cobrar, em 2023, pelos operadores das redes de distribuição em baixa tensão pela aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, como enquadrados pelos artigos 25.º e 30.º do RAC, sofrem um aumento de 2%, valor previsto para o deflator implícito no consumo privado para 2023.

O CT nota que, de forma generalizada, a ERSE propõe a atualização dos preços dos serviços com o deflator previsto para o consumo privado ou, quando justificado, com a proposta dos operadores, metodologia com a qual o CT concorda.

N. Qualidade de serviço técnica e comercial

A qualidade de serviço constitui, no entendimento do CT, uma importante componente do processo regulatório do setor energético com impactos significativos nos planos da competitividade das empresas e das relações de consumo.

1. Por isso, o CT reconhece e valoriza o esforço desenvolvido pela ERSE para acompanhar e supervisionar o desempenho das empresas reguladas em matéria de qualidade de serviço.
2. O Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) aplicável aos setores elétrico e do gás consagra expressamente a divulgação pelas empresas do setor elétrico e pela ERSE de informação atinente à avaliação anual da qualidade de serviço prestada e percecionada pelos clientes.
3. O CT destaca a publicação pela ERSE do Relatório da Qualidade de Serviço Técnica e do Relatório da Qualidade de Serviço Comercial, relativos ao ano de 2021.

4. O CT regista positivamente a publicação simultânea pela ERSE dos Relatórios da Qualidade de Serviço nas diversas vertentes, dando cumprimento a uma das recomendações que este órgão consultivo, reiteradamente, vinha adotando.
5. As Propostas de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica devem ser avaliadas, também, na perspetiva de cumprimento dos padrões dos indicadores da qualidade de serviço estabelecidos no RQS e, por essa razão, o CT considera essencial dispor de informação sobre a qualidade de serviço nas componentes comercial e técnica.
6. O CT nota que o ano de 2021 ficou, ainda, marcado pela pandemia originada pela Covid-19, que teve, como amplamente é reconhecido, impactos na vida das empresas com reflexos em todas as dimensões da sua atividade, designadamente, no plano do seu desempenho em matéria de qualidade de serviço.
7. No que tange à qualidade de serviço técnica, na componente da continuidade de serviço, o CT regista o cumprimento generalizado, em 2021, por parte das empresas reguladas, dos padrões gerais de continuidade de serviço.
8. Não obstante o cumprimento dos padrões, verificou-se uma degradação dos indicadores na RAA e RAM face ao ano anterior. Para esta degradação, na RAA, contribuiu o aumento das interrupções acidentais com origem na produção e nas redes. Na RAM é resultado das interrupções resultantes de eventos excecionais ocorridos nos dias 27 e 28 de março de 2021, caracterizados por um nível de intensidade anormal de trovoadas que incidiram sobre infraestruturas elétricas, provocando o colapso do sistema elétrico da ilha da Madeira.
9. Quanto à qualidade de serviço técnica, na componente da qualidade de energia elétrica, o CT faz notar que, em 2021, foram identificados alguns incumprimentos dos valores regulamentarmente previstos, situação cuja evolução a ERSE se encontra a acompanhar.
10. No que respeita à avaliação da qualidade de serviço comercial, o CT lembra que a mesma abrange o atendimento aos clientes, a resposta a pedidos de informação e reclamações, os serviços prestados na instalação dos clientes e as questões atinentes a clientes com necessidades especiais.
11. Relativamente à qualidade de serviço comercial, o CT constata que, em 2021, a generalidade dos agentes, cumpriram os padrões estabelecidos para a maioria das vertentes da qualidade de serviço comercial, verificando-se, nalgumas situações, elevados níveis de desempenho. No entanto, foram identificadas algumas dificuldades no atendimento telefónico que conduziram ao incumprimento dos padrões mínimos estabelecidos no RQS por parte de algumas empresas.

III

CONSIDERAÇÕES ADICIONAIS

A. MERCADO MARGINALISTA NA FORMAÇÃO DO PREÇO DE ENERGIA ELÉTRICA

1. O aumento do preço do gás natural nos mercados grossistas internacionais, aliado às condições climatéricas adversas à produção renovável, tem originado um aumento dos preços de energia elétrica nos mercados europeus desde meados de 2021.
2. Nestas circunstâncias extraordinárias, os mercados grossistas de eletricidade europeus, entre eles o mercado ibérico de eletricidade (MIBEL), que formam o seu preço com base no custo da

tecnologia de produção mais elevada necessária para satisfazer a procura de energia elétrica a cada hora, ou seja, que obedece a uma lógica marginalista, são afetados pelos picos de preços das tecnologias marginais, nomeadamente dos preços do gás natural.

3. Numa altura em que o *mix* energético está a evoluir de uma base fóssil para uma base renovável, é expectável uma cada vez maior volatilidade dos preços nos mercados, que deriva sobretudo da tecnologia que marca o preço.
4. Os preços elevados são apenas um sinal da escassez relativa de um fator de produção, sendo sinais importantes para a maior eficiência no consumo (como aliás a CE defendeu ao preconizar medidas de redução de consumo) e para atrair investimento necessário em capacidade de produção, de fontes alternativas.
5. Não obstante, situações extraordinárias podem requerer intervenções extraordinárias, as quais devem ser proporcionais e temporárias. A adoção de medidas avulsas, pode ter efeitos perversos a nível da eficiência que se pretende a nível do consumo e da confiança dos investidores, que podem procurar outras alternativas mais seguras para o seu plano de investimentos.
6. Face ao exposto, e reconhecendo que o tema é bastante complexo, o CT:
 - (i) partilha das preocupações sentidas a nível europeu sobre a aplicação do mecanismo de formação de preços puramente marginalista em situações excecionais como as atuais, e;
 - (ii) apoia o debate no sentido de se encontrar soluções que mitiguem as situações extraordinárias.

B. APLICAÇÃO DO DECRETO-LEI N.º 33/2022, DE 15 DE MAIO, AO CUR E A SUA SUPERVISÃO

1. O Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio, estabeleceu um mecanismo excecional e temporário de ajuste dos custos de produção de energia elétrica no âmbito do Mercado Ibérico de Eletricidade.
2. O objetivo deste diploma passa por criar administrativamente um preço máximo para o gás natural consumido na produção de eletricidade, com vista à redução dos respetivos preços de mercado de eletricidade.
3. Os produtores de eletricidade a partir do gás natural são, por sua vez, compensados do valor da diferença entre o preço de referência previsto no diploma e o preço de mercado do gás natural através da aplicação de um ajuste compensatório, sendo as receitas necessárias para este recuperadas junto dos consumidores de eletricidade beneficiados pelo mecanismo.
4. No citado Decreto-Lei é disposto no Artigo 13.º Regulamentação, que os Artigo 5.º Repercussão; Artigo 6.º Liquidação do ajuste; Artigo 7.º Isenções; Artigo 8.º Registo; Artigo 9.º Comercializadores e agentes de mercado, carecem de Regulamentação a aprovar pela ERSE.
5. É ainda disposto no Artigo 11.º Supervisão que compete à ERSE a supervisão e fiscalização do mecanismo de ajuste previsto no presente decreto-lei e nos termos do respetivo quadro de competências no âmbito do Regulamento (UE) n.º 1227/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho,

de 25 de outubro de 2011, relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas da energia.

6. O respetivo diploma também contempla, nos termos do n.º 5 do artigo 7.º, que as renovações ou as alterações das condições relativas aos preços de fornecimento de energia elétrica determinam a sujeição dos contratos referidos anteriormente à repercussão dos custos do mecanismo de ajuste.
7. O CT constata que as TTVCf do comercializador de último recurso a vigorarem a partir de 1 de julho de 2022 não incorporam nos preços das tarifas o pagamento do custo do ajuste subjacente ao mecanismo excecional.
8. Na Proposta de Tarifas e Preços para 2023 agora em análise, a ERSE refere que o CUR se encontra excluído do mecanismo excecional ao abrigo do Decreto-Lei n.º 33/2022, de 15 de maio, evocando o regime contratual aplicável a este agente, nas vertentes grossista e retalhista.
9. O CT considera que este tema assume relevante importância para o SEN, quer para os clientes que são discriminados consoante o regime em que contratem, quer para os agentes comercializadores que são confrontados com ofertas comerciais estabelecidas em condições diferenciadas.
10. Pese embora as considerações da ERSE quanto ao contributo nulo dos consumidores em mercado regulado para suporte do mecanismo ibérico, o CT entende necessário um esclarecimento que tenha também presente o aprovisionamento através de leilões que o RRC prevê e que recentemente viu publicada uma nova convocatória.
11. Conforme estabelecido no artigo 11.º do Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio, “*compete à ERSE a supervisão e fiscalização do mecanismo de ajuste previsto no presente decreto-lei e nos termos do respetivo quadro de competências no âmbito do Regulamento (UE) n.º 1227/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2011, relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas da energia*”.
12. Face ao anterior, o CT considera essencial que, nesta supervisão, estejam definidos os mecanismos necessários de modo a estar garantida a correta aplicação do referido mecanismo por todos os agentes destinatários, de modo a garantir a proteção dos consumidores, mas também da concorrência efetiva no mercado, em condições de igualdade, entre os diversos agentes.
13. Considera ainda o CT que, no âmbito da supervisão e fiscalização do mecanismo, artigo 11.º do Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio, a ERSE proceda à elaboração e publicação de um relatório de avaliação e acompanhamento da aplicação do diploma em território nacional.

C. APLICAÇÃO DA DIRETIVA ERSE 13-A/2022, DE 21 DE JUNHO

A Diretiva 13-A da ERSE, de 21 de junho, aprovou a implementação do mecanismo excecional de ajuste dos custos de produção de energia elétrica.

Entre outros, esta Diretiva procede ao ajustamento ao custo do ajuste estabelecido pelo OMIE suportado pela base de consumo não isento (Eur/MWh), com dependência direta do preço do mercado diário grossista, tendo em conta o acerto entre programas previsionais finais e os consumos reais verificados em Portugal.

Na sequência do concretizado na alínea b) no ponto 2 do Artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio, é estabelecido uma distinção para o caso da área de controlo portuguesa, face ao que ocorre no sistema elétrico espanhol, no que se refere ao tratamento dos contratos bilaterais físicos.

O CT considera que deve ser assegurado que a repercussão dos custos em Portugal e em Espanha seja equivalente, pautando-se pela aplicação dos mesmos princípios em ambas as áreas de controlo. Concretamente, o CT entende que, no caso português, o custo final suportado, em Eur/MWh, deve ser igual, quer se trate de contratos bilaterais físicos ou de mercado organizado.

O CT constata ainda que, nos primeiros meses de implementação desta diretiva, os ajustamentos daí decorrentes geraram importantes sobrecustos (Eur/MWh) no segmento de mercado organizado nacional, em relação aos valores publicados pelo OMIE. Estes valores calculados pelo OMIE e redistribuídos pela REN, de acordo com o Ponto 8.9 da Diretiva ERSE 13-A/2022 de 21 de junho, encontram-se disponíveis para consulta via *webservices*, para todos os agentes de mercado comercializadores, e passaram a ser publicados no site público da REN recentemente.

O CT entende que a aplicação deste mecanismo se deve pautar pela total transparência, nomeadamente através da publicação de todos os elementos, em particular todos os custos associados assim que determinados.

D. EXERCÍCIO DE FIXAÇÃO DE TARIFAS PARA 2023

D.1. Como referido ao longo do parecer deste Conselho é evidente que o resultado final do exercício de fixação de tarifas para 2023 assenta fortemente em dois elementos-chave:

- a.** A relevância do valor do diferencial do custo da PRE e do CAE da Turbogás relativos ao fecho do ano de 2022 e ano de 2023, previstos como contribuintes positivos para o sistema, dados os preços grossistas (MIBEL) atualmente verificados e estimados, e os potenciais ganhos adicionais do CAE resultantes dos contributos e estimativas do mecanismo ibérico em vigor de junho de 2022 a maio de 2023;
- b.** A injeção no sistema de um volume considerável de apoios extraordinários por parte da tutela a título de medidas de contenção tarifária para os consumidores industriais que foram os mais impactados pela subida de preços no mercado grossista, permitindo estas receitas adicionais, contribuir para mitigar os acréscimos de custo de energia observados.

O CT chama a atenção, contudo, para a necessidade de monitorização e atuação por parte da ERSE, durante o ano de 2023, ajustando a evolução das tarifas face aos desvios potenciais gerados, de modo a adaptar as contribuições agora estimadas à realidade dos mercados, evitando situações de sub ou sobrecompensação em 2023 via tarifa UGS por erro de estimativa, com consequências nos anos seguintes, pelas seguintes razões:

D.2. As contribuições substanciais para a UGS incluídas na Proposta de Tarifas decorrem das estimativas de ganhos dos CAE, que incluem o mecanismo ibérico, e da PRE, que podem divergir da realidade durante o ano de execução das tarifas. Estas divergências geram défice tarifário quando os preços grossistas MIBEL e MIBGAS forem inferiores à estimativa das Tarifas, e inversamente, superavit tarifário se esses preços forem superiores ao estimado pela ERSE:

- a.** O nível de preços nos mercados grossistas para dezembro de 2022 e o ano de 2023 é desconhecido e incerto nas condições atuais de mercado. Isto significa que os contributos efetivos da PRE e do CAE para a tarifa UGS, se inferiores ao estimado na Proposta de Tarifas, podem gerar relevantes necessidades de financiamento das empresas a recuperar nas tarifas de 2024 e 2025.

- b.** Os apoios extraordinários por parte da tutela poderão não se repetir nos próximos anos, muito por força, entre outras, das prioridades consideradas em cada ciclo político;
- c.** A necessidade de prosseguir o caminho para a eliminação da dívida tarifária.

D.3. Nesse sentido, o CT recomenda que a ERSE, na versão final das tarifas, ajuste as previsões do ano de 2022 com base nos valores reais de mercado até ao final de novembro e que reveja e monitorize os valores do ano 2023 por forma a ajustar, sempre que se justifique, a UGS aos preços de mercado mantendo, assim, o nível de preços para os consumidores e evitando desvios tarifários nos anos subsequentes.

D.4. Por fim, o CT sugere, que a ERSE na sua comunicação final sobre as tarifas, coloque oportuna e adequadamente uma mensagem clara de que o nível tarifário de 2023 é reflexo de circunstâncias muito próprias, e conjunturais, que poderão não se repetir nos próximos anos. A chamada de atenção poderá ser mais incisiva por nível de tensão atento o tratamento diferenciado ocorrido neste exercício.

D.5. As variações que ocorram nos mercados de eletricidade e de gás entre a elaboração da proposta e a fixação final de tarifas poderão motivar alterações significativas nos valores a estabelecer das TAR. Assim, o CT alerta para possíveis variações que venham a ocorrer e que coloquem em causa as expetativas geradas aos vários segmentos de consumidores, decorrentes dos recentes anúncios governamentais.

IV

RECOMENDAÇÕES FINAIS

No presente Parecer, o CT renova um conjunto de recomendações já constantes de outros Pareceres anteriores, e elenca outras, que estima de grande oportunidade, para desejável consideração pela ERSE, como se segue:

- a.** Enquadrar a evolução prevista do consumo de energia elétrica com os pressupostos macroeconómicos de evolução da economia considerados pela ERSE, bem como a fundamentação para a previsão de uma variação nula do consumo, em 2023, relativamente ao período homólogo, para os meses de abril a novembro.
- b.** Ajustar a estimativa dos ajustamentos de 2022, tendo em conta que à data de publicação das tarifas apenas o mês de dezembro estará em curso.
- c.** Manter a monitorização trimestral da evolução dos preços no mercado grossista de eletricidade e da procura, procedendo à revisão extraordinária das tarifas sempre que se verificarem desvios importantes entre as previsões e o real, corrigindo as rúbricas de custos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do CUR (CVEE FC e CVEE PRE) e do Agente Comercial do CAE que dependem deste pressuposto, de forma a não onerar as tarifas dos anos seguintes com os ajustamentos gerados em 2023.
- d.** Circunscrever apenas ao mercado regulado a comunicação do impacto das variações das TAR na tarifa final.
- e.** Divulgar no dossier de imprensa as variações tarifárias nas RA de todos os níveis de tensão e não apenas da BTN.
- f.** Definir, com a antecipação possível, a forma que a nova opção tarifária das TAR prevista no RT deverá tomar quando vier a ser implementada, de forma a salvaguardar que os operadores, consumidores e

os agentes do SEN dispõem do tempo adequado para a sua operacionalização, em particular para as devidas adaptações de processos e sistemas.

- g.** Considerar uma alternativa adicional às opções atuais das TAR para alocação das horas de ponta fora das 'horas solares' que, em caso de viabilidade e mantendo as opções atuais, possa ser implementada.
- h.** Reanalisar a estrutura tarifária da EGME, tendo por base a evidência de que uma tarifa apenas baseada em carregamento penaliza os UVE de menor capacidade.
- i.** Reanalisar o mecanismo de convergência tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais nos Açores e na Madeira, de forma que, em circunstâncias extraordinárias como aquela em que emerge a proposta tarifária em análise, se suspenda parcial ou totalmente aquele mecanismo
- j.** Considerar os custos de investimento na aquisição e manutenção de veículos, bem como os custos com eventuais carregadores nas habitações, caso a ERSE entenda manter a comparação entre veículos com diferentes opções de motorização.
- k.** Fechar definitivamente a questão da parcela de acerto da revisibilidade dos CMEC de 2017, por forma a não penderem riscos adicionais nas tarifas, relativamente a valores ou encargos determinados posteriormente por falta da oportuna homologação.
- l.** Publicar de forma consolidada toda a informação necessária para compreensão e aplicação da nova metodologia de cálculo dos custos de transporte do fuelóleo nas RA.
- m.** Assegurar mecanismos acessíveis de rastreabilidade e transparência relativamente às transferências efetivas no âmbito das medidas mitigadoras, para evitar a volatilidade de que algumas rubricas podem vir a sofrer.
- n.** Revisitar os pressupostos considerados para o mecanismo de indexação da taxa de remuneração não permitindo que esta taxa seja inferior às *yields* das OT que lhes servem de base.
- o.** Incluir nos proveitos para 2023 a parte do valor que a E-REDES já foi condenada a pagar aos municípios e que já tenha sido devolvido à tarifa.
- p.** Interagir com a ANACOM de molde a solucionar a questão dos proveitos obtidos com o aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações, fixando uma adequada repartição entre concedentes, concessionários e tarifas.
- q.** Definir um modelo de regulação adequado à atividade de facilitador de mercado
- r.** Definir um quadro normativo ao nível regulatório para as atividades dos operadores de redes de distribuição de energia elétrica exclusivamente em BT.
- s.** Publicar, para as funções desempenhadas pelos ORDbt, duas tarifas distintas, a saber:
 - a.** uma relativa à função de operação de rede;
 - b.** outra relativa à função de CURbt.
- t.** Publicar um Regulamento específico para as funções dos ORDbt.
- u.** Avaliar com urgência o equilíbrio económico-financeiro dos ORDbt.
- v.** Recomendar à ERSE que inste os ORD BT para que enviem, até 31 de maio de cada ano, informação sobre os seus planos de atividades para o ano em curso, bem como os relatórios e contas referentes

ao ano anterior, informação que deverá ser publicada em relatório para divulgação pública, de forma a caracterizar estes operadores de rede.

- w. Acautelar que os custos inerentes à nova atividade de agregação do OLMCA não contribuam para um agravamento dos custos já existentes para os consumidores finais.
- x. Avaliar as soluções regulatórias que possam ser implementadas perante a eventualidade de poderem vir a existir casos pontuais de tarifas finais negativas.

- y. Insistir junto dos órgãos legislativos, no sentido de:

a. Ser concretizada a aplicação da taxa de IVA reduzida

- O Decreto-Lei 74/2020, de 24 de setembro, que entrou em vigor em 2021, veio permitir a aplicação de uma taxa de IVA reduzida a algumas instalações de utilização, aplicação dependente do binómio potência contratada – energia consumida. O CT considera que a aplicação resultante da metodologia legalmente definida não se sustenta em princípios de equidade. Com efeito, aquele desiderato é atingido, apenas e só, se a um serviço público essencial se aplicar a taxa reduzida de IVA, retomando a trajetória anterior a um período fortemente perturbado da vida económica e financeira do País, considerado ultrapassado.
- A Diretiva (UE) 2022/542 do Conselho de 5 de abril, de 2022 que altera as Diretivas 2006/112/CE e (UE) 2020/285 no que diz respeito às taxas do imposto sobre o valor acrescentado vem alterar o anexo III da Diretiva 2006/112/CE que consagra a lista das entregas de bens e das prestações de serviços a que se podem aplicar as taxas reduzidas de IVA previstas no artigo 98º, aditando o seguinte ponto: «22) *Fornecimento de eletricidade, aquecimento e arrefecimento urbano e biogás produzido a partir das matérias-primas enumeradas no Anexo IX, parte A, da Diretiva (UE) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho (*)*; [...] e, até 1 de janeiro de 2030, de gás natural e lenha»
- Por este motivo, são já vários os Estados-Membros que têm vindo a aproveitar esta abertura legislativa para aprovar a redução da IVA no fornecimento de energia elétrica, pelo que o CT regista a necessidade desta matéria vir a ser reforçada junto dos órgãos competentes.

b. Contribuição de Audiovisual (CAV)

Assegurar que a CAV deixe de ser integrada nas faturas do fornecimento de eletricidade em BTN e passe para as faturas do serviço de TV por subscrição.

- z. Rever o "*mecanismo de monitorização da adequação da tarifa de energia e sua atualização*", previsto no artigo n.º 162 do RT em vigor, para que deixe de monitorizar as variações do custo de aquisição de energia do CUR em valor absoluto e passe a monitorizá-las considerando um desvio de referência definido como um valor percentual, de forma a assegurar o equilíbrio do mercado.
- aa. Estabelecer o princípio de apresentação autónoma e individualizada em fatura da tarifa EGME de carregamento, de modo a aumentar a transparência dos preços finais praticados.

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que, na proposta apresentada pela ERSE, deverão ser tidas em conta as recomendações constantes deste Parecer.

Em 15 de novembro de 2022, o parecer que antecede teve a seguinte votação:

Votos a favor na globalidade: 19 (dezanove)

Votos contra os seguintes pontos específicos: 0 (zero)

tendo sido aprovado por **unanimidade**.

O parecer que antecede contém **62 (sessenta e duas)** páginas, sendo **(duas)** destinadas à votação e assinatura dos membros do conselho tarifário.

Constam ainda, mais 19 páginas, que fazem parte integrante do mesmo:

- contendo sentidos de voto;
- e
- contendo declarações de voto,

o que perfaz um total **de 81 (oitenta e uma) folhas**.

| NOME E ENTIDADE REPRESENTADA | FAVOR | CONTRA | ABSTENÇÃO |
|--|--------------|---------------|------------------|
| João Marinho Representante de associações que tenham associados consumidores de eletricidade em média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT) | Anexo 1 | --- | --- |
| Carlos Silva Representante de associações que tenham associados consumidores de eletricidade em média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT) | Anexo 2 | --- | --- |
| Célia Marques Representante de associações de defesa do consumidor de caráter genérico -UGC | Anexo 3 | --- | --- |
| Mariana Almeida Representante de associações de defesa do consumidor de caráter genérico -DECO | Anexo 4 | --- | --- |
| Eduardo Quinta Nova Representante de associações de defesa do consumidor de caráter genérico -UGC | Anexo 3 | --- | --- |
| Mário Reis Representante dos consumidores da região autónoma dos Açores - (ACRA) | Anexo 5 | --- | --- |
| Fernando Ferreira Representante das empresas do sistema elétrico da região dos Açores - (EDA) | Anexo 6 | --- | --- |
| Ricardo Ferrão Representante de comercializadores de eletricidade em regime livre (Galp) | Anexo 7 | --- | --- |
| Sandra Pinto Representante do comercializador de último recurso de eletricidade que, nestas funções, atue em todo o território do continente - (SU-Eletricidade) | Anexo 8 | --- | --- |
| Alexandre Rodrigues Representante de entidades concessionárias de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT) - (CEVE) | Anexo 9 | --- | --- |
| Rui Bernardo Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição de eletricidade (RND) - (EDPD) | Anexo 10 | --- | --- |
| Sara Lobo Representante dos consumidores da região autónoma da Madeira – (DECO) | Anexo 11 | --- | --- |
| Patrícia Carolino Representante da Direção-Geral do Consumidor - (DGC) | Anexo 12 | --- | --- |

CONSELHO TARIFÁRIO

| NOME E ENTIDADE REPRESENTADA | FAVOR | CONTRA | ABSTENÇÃO |
|---|-------------|--------|-----------|
| Luís Vasconcelos Representante da Associação Nacional de Municípios - (ANMP) | Anexo 13 | — | — |
| Paula Almeida Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT) - (REN) | Anexo 14 | — | — |
| Rui Vieira Representante das empresas do sistema elétrico da região autónoma da Madeira - (EEM) | Anexo 15 | — | — |
| Vítor Machado Representante de associações de defesa do consumidor de caráter genérico - (DECO) | Anexo 16 | — | — |
| Bruno Pais Representante dos pequenos comercializadores da energia | Anexo 17 | — | — |

| | FAVOR | CONTRA | ABSTENÇÃO | VOTO DE QUALIDADE |
|--|----------|--------|-----------|-------------------|
| Manuela Moniz Presidente do Conselho Tarifário nos termos do Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho | Anexo 18 | — | — | — |

Exma. Senhora Presidente do Conselho Tarifário da ERSE
Eng.ª Manuela Moniz

Parecer sobre
“PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2023”

VOTO

Na qualidade de representante dos consumidores de MAT, AT e MT, venho manifestar o meu voto favorável, na globalidade, ao parecer do Conselho Tarifário, secção elétrica, relativo à “Proposta de Tarifas e Preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023”, com a seguinte declaração de voto:

O atual contexto de crise nos mercados energéticos tem colocado em grandes dificuldades o tecido produtivo nacional. Nesse sentido, a proposta de tarifas de acesso às redes para 2023 constitui um efeito atenuador sobre os preços galopantes que se verificam atualmente nos mercados de eletricidade e que se perspetivam para o próximo ano. Face à expectativa gerada e tendo presente os acertos marginais decorrentes do processo regulatório, aguarda-se que a publicação das tarifas confirme no mínimo os valores presentes na proposta.

João Marinho

Lisboa, 15 de novembro de 2022

Ex Ma Sr^a. Presidente do Conselho Tarifário

Eng^a. Manuela Moniz

Parecer sobre a

“PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2023”

VOTO

Na qualidade de representante dos consumidores de MAT, AT e MT, VENHO pelo presente documento manifestar o MEU voto favorável na generalidade ao parecer do Conselho Tarifário, secção elétrica, relativo à **“Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2023”** com a seguinte declaração de voto:

O atual contexto de crise nos mercados energéticos tem colocado em grandes dificuldades o tecido produtivo nacional. Nesse sentido, a proposta de tarifas de acesso às redes para 2023 constitui um efeito atenuador sobre os preços galopantes que se verificam atualmente nos mercados de eletricidade e que se perspetivam para o próximo ano. Face à expectativa gerada e tendo presente os acertos marginais decorrentes do processo regulatório, aguarda-se que a publicação das tarifas confirme no mínimo os valores presentes na proposta.

Carlos Alberto Fonseca da Silva

Porto, 15 de novembro de 2022



UNIÃO GERAL DE CONSUMIDORES

PARECER SOBRE “ PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2023”

Exma. Senhora

Presidente do Conselho Tarifário

Eduardo Quinta-Nova e Célia Marques, representantes da UGC na Seção do Setor da Eletricidade do Conselho Tarifário da ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos) vêm comunicar a V. Exa. que votam favoravelmente, na globalidade, o Parecer do CT sobre a **“Proposta de Tarifas e Preços da Energia Elétrica e Outros Serviços em 2023”**.

Com os melhores cumprimentos,

Lisboa, 15 de Novembro de 2022

Eduardo Quinta-Nova

Célia Marques



Mariana Rocha Pinheiro de Almeida Martins Fernandes na qualidade de representante da DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor, vota favoravelmente, e na globalidade, o parecer do Conselho Tarifário, secção do setor elétrico da ERSE, relativo à Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2023.

Porto, 15 de novembro de 2022

Mariana Almeida

Representante da DECO no Conselho Tarifário da ERSE, secção do setor elétrico



NIF: 512025657

ACRA - ASSOCIAÇÃO DOS CONSUMIDORES DA REGIÃO AÇORES
Pessoa Coletiva de Utilidade Pública
(Despacho N° 1950-2013, publicado na II Série, do Jornal Oficial N° 216 de 2013-11-07)

Exmos(as). Senhores(as)
Eng.ª Manuela Moniz
Presidente do Conselho Tarifário
Entidade Reguladora dos
Serviços Energéticos
Rua Dom Cristóvão da Gama,
1 - 3.º | 1400-113 Lisboa

v/ ref.

v/ carta

n/ ref.
118/SG/2022

Ponta Delgada,
15-11-22

PARECER SOBRE "PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2023".

Exmos(as). Senhores(as),

Serve o presente para informar que votamos favoravelmente o parecer supra mencionado.

Todavia, não podemos deixar de aproveitar a oportunidade para uma vez mais apelar ao Conselho de Administração da ERSE no sentido de atender à proposta do Conselho, designadamente, quanto ao que vai dito no ponto 12, página 22 do parecer atenta a atual e profunda alteração de circunstâncias que, em nossa opinião justificam, a imediata suspensão do mecanismo de convergência; valerá dizer do agravamento adicional do preço a que normalmente as Regiões estão sujeitas.

Sem outro assunto de momento, subscrevemo-nos, Atenciosamente

Com os melhores cumprimentos

O Secretário Gera da ACRA

Dados pessoais

Mário Agostinho Reis

Declaração de voto do representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma dos Açores, ao Parecer do Conselho Tarifário da ERSE relativo à “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2023”

Na qualidade de representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma dos Açores, **voto favoravelmente**, na globalidade, o Parecer do Conselho Tarifário relativo à **“PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2023”**.

Apesar de subscrevermos todo o conteúdo do ponto *F.4 Variações tarifárias nas RA e Convergência tarifária para a tarifa aditiva* (pág. 18 a 22) do Capítulo II do Parecer, entendemos relevante destacar que considerando como tarifa de 2022 os valores médios do ano, e tendo em conta que as TVCF, publicadas pela ERSE, constituem a única opção dos consumidores na RAA, constata-se um aumento muito acentuado para os segmentos de clientes de MT (Média Tensão) e BTE (Baixa Tensão Especial).

Os acréscimos tarifários previstos terão um impacto considerável na atividade produtiva da Região, num período de conjuntura económica desfavorável, em que os clientes serão, no caso da MT, confrontados com um aumento próximo dos 100% na tarifa de energia elétrica. Acresce ainda referir o facto daqueles clientes não serem, atempadamente, conhecedores do aumento médio previsto do tarifário e, portanto, sem a possibilidade de o refletirem nos seus planos de negócios, decorrente da opção da ERSE em não ter

disponibilizado esta informação no seu dossier de Imprensa, conforme é referido no ponto B 3 (pág. 7) do Parecer.

Destaca-se que mais de 40% do consumo total da MT e BTE diz respeito aos setores industrial, hotelaria e restauração.

Conforme consta no Parecer do CT (pág. 19), os aumentos tarifários previstos *“são extremamente penalizadores, em especial, para o desenvolvimento das atividades económicas e a prestação de serviços públicos em regiões ultraperiféricas e em mercados de reduzida dimensão, podendo colocar em causa a sobrevivência do tecido empresarial e o acesso a serviços essenciais”*, pelo que se justifica reforçar o entendimento de que face à situação anómala que se vive nos mercados energéticos europeus e ao seu consequente impacto tarifário, o CT volte a recomendar à ERSE que reanalise o mecanismo de convergência tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais nos Açores e na Madeira, de forma que, em circunstâncias atípicas como aquela em que emerge a proposta tarifária em análise, se suspenda parcial ou totalmente aquele mecanismo.

Ponta Delgada, 15 de novembro de 2022

Assinado por: **FERNANDO MANUEL RODRIGUES**

FERREIRA

Num. de Identificação: Dados pessoais

Data: 2022.11.15 16:00:34-01'00'



Representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma dos Açores

**DECLARAÇÃO DE VOTO DOS COMERCIALIZADORES DE ELETRICIDADE EM
REGIME LIVRE AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO REFERENTE À
“PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS
SERVIÇOS EM 2023”**

O representante dos comercializadores de eletricidade em regime livre vota favoravelmente o Parecer do Conselho Tarifário da ERSE sobre a “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2023”.

Lisboa, 14 de novembro de 2022

Ricardo António Torcato Ferrão

Representante dos Comercializadores de Eletricidade em Regime Livre



Declaração de voto da representante do comercializador de último recurso que atua em todo o território do continente, relativa ao Parecer do Conselho Tarifário sobre a “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023 “

Na qualidade de representante do comercializador de último recurso que atua em todo o território do continente, **voto favoravelmente** o Parecer do Conselho Tarifário relativo à “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023”.

Lisboa, 15 de novembro de 2022

SANDRA ISABEL NETO PINTO FERREIRA

representante do comercializador de último recurso

Votação

ORDbt

Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2023

Na qualidade de representante dos Operadores de Rede de Distribuição de Eletricidade em Baixa Tensão (ORDbt), voto favoravelmente o Parecer do Conselho Tarifário relativo à Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2023.

Dados pessoais

Lisboa, 15 de novembro de 2022

Alexandre Rodrigues

Parecer CT TeP 2023

15/11/2022

Em representação da E-REDES, venho comunicar o **voto favorável** da empresa relativamente à versão final do parecer do Conselho Tarifário sobre a proposta de proveitos, preços e tarifas da ERSE para 2023.

Com os melhores cumprimentos



Sara Clode Lima Moreira Ferreira Lobo na qualidade de representante da DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor, vota favoravelmente, e na globalidade, o parecer do Conselho Tarifário, secção do setor elétrico da ERSE, relativo à *“Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2023”*.

Funchal, 15 de novembro de 2022

Sara Lobo

Representante da DECO no Conselho Tarifário da ERSE, secção do setor elétrico

Parecer do Conselho Tarifário sobre “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2023”

Patricia Joana Almeida Carolino, na qualidade de representante designada pela Direção-Geral do Consumidor, Secção do Setor Elétrico, vota **favoravelmente na globalidade**, o Parecer do Conselho Tarifário sobre “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2023”.

Lisboa, 15 de novembro de 2022

A representante da Direção-Geral do Consumidor

Patricia Carolino



Exma. Sr.^a Presidente do Conselho Tarifário da ERSE,
Eng.^a Manuela Moniz

Na qualidade de representante da Associação Nacional de Municípios Portugueses (ANMP) no Conselho Tarifário (CT), secção do setor elétrico, da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), nos termos do n.º 1 do artigo 46º dos estatutos da ERSE, indico por este meio o meu **voto favorável**, na generalidade, ao parecer do CT sobre a **“Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023”**.

Lisboa, 15 de novembro de 2022

Dados pessoais

(Luis Vasconcelos)



Voto do representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte ao Parecer do Conselho Tarifário sobre a “Proposta de Tarifas e preços para 2023”

O representante da concessionária da Rede Nacional de Transporte de eletricidade (RNT) vota favoravelmente o Parecer do Conselho Tarifário sobre “Proposta de Tarifas e preços para 2023”, contudo, não pode deixar de sublinhar a exigência acrescida sobre a calibração das decisões regulatórias, quer na previsão de fecho de 2022 quer no ano de 2023, para mitigar o risco de gerar desvios substanciais sempre negativos para quem os suporta, empresas ou consumidores.

As presentes decisões regulatórias ocorrem num contexto de elevadíssima volatilidade dos mercados e do efeito das medidas legais e administrativas concebidas para conter os preços, a par do comportamento dos preços nos mercados internacionais e em particular no europeu, relativos ao gás, eletricidade e petróleo. A volatilidade dos efeitos mencionados implicou flutuações de preço e do valor das compensações verificadas até à data com amplitude significativa, atingindo uma elevada ordem de grandeza. A fixação destes valores em estimativas anuais e por isso fixas para o ano de 2023 conduz a um risco, de dimensão imprevisível para o setor, que deve ser controlado.

Neste contexto, entende a concessionária da RNT que:

- Como se refere no Parecer, a estimativa de fecho do ano de 2022 para as tarifas de 2023 deverá incluir todos os valores ocorridos até 30 de novembro, de modo a limitar os erros de estimativa apenas ao mês de dezembro. Como exemplo refere-se as receitas com o mecanismo de ajuste gás afeto ao CAE para devolução às tarifas, em que no mês de outubro se identificou uma sobrestimação do valor, cerca de 7 vezes acima do valor real.
- Da mesma forma, também as previsões das vendas em mercado da energia elétrica e do valor a receber no âmbito do mecanismo do ajuste gás do Mibel, a considerar durante o ano de 2023 deverão ser avaliadas em base trimestral, e sempre que necessário ajustar em conformidade as tarifas de acesso e a clientes finais, tendo por base os valores efetivamente ocorridos, à semelhança da revisão extraordinária ocorrida em junho de 2022, por forma a minimizar os montantes de desvios tarifários, com potencial impacto negativo substancial para o nível de dívida das empresas reguladas e encargos futuros para os consumidores.

Lisboa, 15 de novembro de 2022

Dados pessoais

Representante da Concessionária da Rede Nacional de Transporte de Energia Elétrica

Declaração de voto do representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira ao Parecer do Conselho Tarifário da ERSE relativo à “*Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2023*”

Na qualidade de representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira, **voto favoravelmente**, na globalidade, o Parecer do Conselho Tarifário relativo à “*Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2023*”.

Não obstante constar e nos revermos no ponto F.4. da parte II do parecer “*Variações tarifárias nas RA e Convergência tarifária para a tarifa aditiva*”, julga-se relevante e, a título de complemento, reforçar a seguinte preocupação:

A proposta de tarifas de energia elétrica para o ano de 2023, emitida pela ERSE, apresenta aumentos para as Regiões Autónomas, nos níveis de Média e Baixa Tensão Especial na ordem dos 90% e 66%, respetivamente (variação anual).

Conforme expresso no Parecer do CT, aumentos desta amplitude são extremamente penalizadores para o desenvolvimento das atividades económicas em regiões ultraperiféricas e em mercados de reduzida dimensão, colocando em causa a sobrevivência do tecido empresarial.

É neste enquadramento, que face à situação atípica que se vive nos mercados energéticos europeus e ao seu conseqüente impacto tarifário, o CT volta a recomendar à ERSE que reanalise o mecanismo de convergência tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais nos Açores e na Madeira, de forma que, em circunstâncias extraordinárias como aquela em que emerge a proposta tarifária em análise, se suspenda parcial ou totalmente aquele mecanismo.

Adicionalmente, julga-se relevante, recomendar que a ERSE desenvolva os seus melhores esforços, no sentido de sensibilizar o membro do governo responsável pela área da energia para a necessidade de implementação de medidas adicionais de contenção tarifária, com carácter excecional, que possam mitigar os efeitos decorrentes do significativo aumento proposto para o preço da eletricidade das empresas nas Regiões Autónomas em 2023.

Assim, à semelhança do sucedido em 2021, sugere-se que no ano de 2023, seja novamente interrompido o movimento de redução do volume de dívida tarifária iniciado em 2016, propondo-se a manutenção do volume de dívida tarifária em níveis semelhantes ao verificado no final do ano de 2022, aliviando desta forma a pressão do aumento das tarifas para 2023 num montante de 830 milhões de Euros.

Salienta-se, que a adoção destas propostas, ou de quaisquer outras medidas que alcancem o mesmo propósito, são fundamentais para minimizar os efeitos sociais e económicos do aumento dos preços da energia elétrica, num contexto de elevada pressão inflacionista e de aumento de taxas de juro.

Funchal, 15 de novembro de 2022

Dados pessoais

Rui Miguel Aveiro Vieira

(Representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira)



Vitor Manuel Figueiredo Machado, na qualidade de representante da **DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor**, vota **favoravelmente**, e na sua globalidade, o parecer do Conselho Tarifário, secção setor elétrico da ERSE relativo à *“Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2023”*.

Lisboa, 15 de novembro de 2022

Vitor Manuel Figueiredo Machado

Representante da DECO no Conselho Tarifário da ERSE, Secção Setor Elétrico



Parecer do Conselho Tarifário sobre “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2023”

Bruno Ricardo Albuquerque Almeida Pais, na qualidade de representante dos pequenos comercializadores da energia, vota **favoravelmente**, o parecer do Conselho Tarifário sobre “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2023”.

Lisboa, 15 de Novembro de 2022

O Representante dos pequenos comercializadores da energia,

Bruno Pais Dados pessoais

DECLARAÇÃO de VOTO

Maria Manuela Pires Nunes Coelho Moniz, Presidente do Conselho Tarifário, Secção do Setor Elétrico, voto favoravelmente o Parecer deste Conselho referente à **“Proposta de Tarifas e Preços e Outro Serviços em 2023”**.

Lisboa, 15 de novembro de 2022

Manuela Moniz