

**PARECER SOBRE**

***“PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2022 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO REGULATÓRIO 2022-2025”***

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<sup>1</sup> (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.”<sup>2</sup>

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.

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 2022 e Parâmetros para o Período Regulatório 2022-2025”, concretizado em 9 de novembro de 2021.

Atendendo aos prazos fixados por lei e regulamento para a fixação de tarifas do ano seguinte, o Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT o documento contendo a “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica, Outros Serviços em 2022 e Parâmetros para o Período Regulatório 2022-2025”<sup>3</sup> (doravante abreviado por: Proposta de Tarifas e Preços para 2022), cabendo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias.

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 2022 e Parâmetros para o Período Regulatório 2022-2025”***

I

**GENERALIDADE**

**A. CONTEXTO**

A crise decorrente da pandemia da Covid-19 bem como a situação da economia mundial tem impacte na atividade económica em Portugal, pelo que importa fazer uma breve contextualização.

De acordo com o FMI, a economia mundial permaneceu estável entre 2012 e 2019 com ligeiras oscilações. Em 2019 o crescimento do PIB mundial situou-se nos 2,8%, ligeiramente abaixo do observado nos anos anteriores, consequência de diversos fatores, nomeadamente a incerteza a nível da evolução do comércio mundial, as tensões geopolíticas, bem como choques internos específicos nos países que compõem os mercados emergentes. Neste contexto, o FMI apontava para uma aceleração do nível de atividade económica à escala global para os anos seguintes, à medida que estes riscos se desvanecessem.

<sup>1</sup> Doravante abreviado por CT.

<sup>2</sup> Cf. Art.º 45 dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.

<sup>3</sup> Comunicação PCA da ERSE, de 15 outubro/2021.

No entanto, o impacto da pandemia COVID-19 anulou as expectativas de crescimento económico para 2020, observando-se uma contração da produção mundial em 3,3%. Na atualização mais recente do “*World Economic Outlook*”, em julho deste ano, o FMI estima um crescimento mundial de 6% para 2021 e de 4,9% para 2022.

As previsões de retoma do crescimento económico global assentam no processo de vacinação, que permite aos países mais desenvolvidos e com maiores taxas de vacinação, terem perspetivas de recuperação mais rápidas relativamente aos países de mercados emergentes, nos quais a crise sanitária se deverá prolongar, uma vez que o processo de vacinação está a ser mais lento.

Por outro lado, os apoios orçamentais e monetários observados, na zona euro (no caso dos orçamentais estende-se a toda a União Europeia (UE)) e nos Estados Unidos da América (EUA), orientados para a mitigação dos impactos da crise e para o restabelecimento do nível económico e social, são mecanismos citados pelo FMI como importantes para a recuperação no curto e médio prazo.

Em particular para Portugal foi aprovado, em julho de 2021, o *Plano de Recuperação e Resiliência (PRR)* contemplando 13,9 mil M€ a fundo perdido e 2,7 mil M€ em empréstimo em condições favoráveis, num total de 16,6 mil milhões de euros em apoios.

Após o programa de Assistência Económica e Financeira, a economia portuguesa caracterizou-se por um período (2015 a 2019) com um crescimento máximo de 3,5% verificado em 2017. A partir de 2020, no período pré-pandemia, continuava a projetar-se valores sólidos para o crescimento do nível de atividade económica, embora prosseguindo uma ligeira tendência de desaceleração do nível de atividade económica portuguesa verificada em 2018 e em 2019, conforme ilustrado no quadro seguinte:

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



Fonte: ERSE, Banco de Portugal

Face às consequências económicas e sociais provocadas pela pandemia, a economia portuguesa registou, em 2020, um recuo de 8,4%. A recuperação estimada para 2021 e prevista para 2022 assenta no controlo da pandemia, em particular o plano de vacinação em curso, e na manutenção dos apoios orçamentais e monetários.

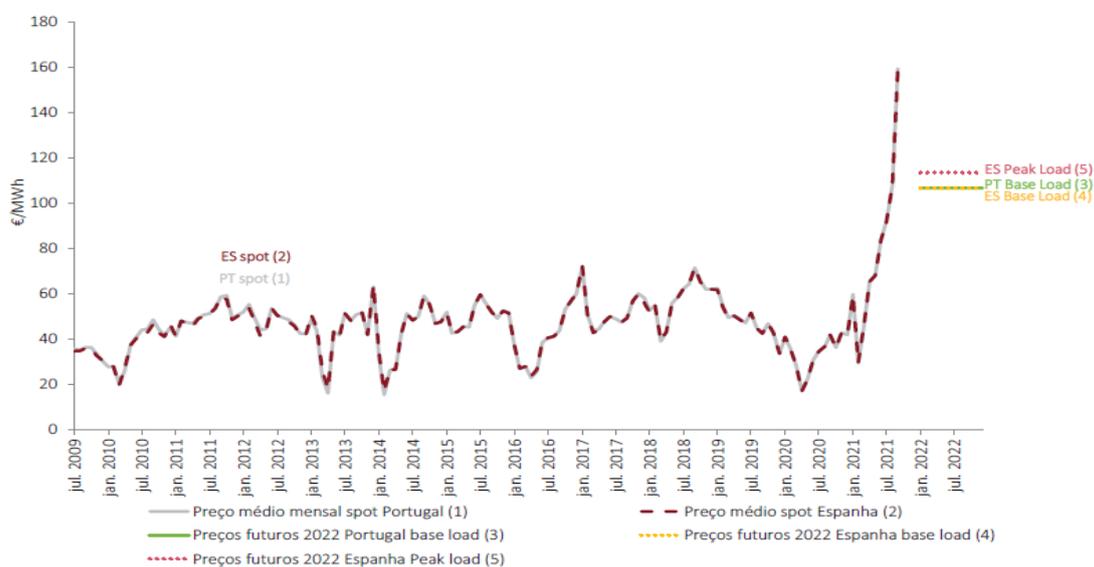
Para 2021, a média das previsões mais recentes apresentadas pelos principais organismos aponta para um crescimento do PIB português em cerca de 4,8 %, em linha com o observado na média dos países da zona euro. Embora quantitativamente as previsões variem entre instituições, devido aos vários riscos relacionados com a pandemia que poderão condicionar a recuperação e o desempenho económico, todas as projeções apontam para um forte crescimento em 2021 e em 2022, com um ligeiro abrandamento nos anos seguintes.

Em suma, em 2021 e 2022, prevê-se o retomar de crescimento da economia portuguesa, com taxas de crescimento superiores à tendência de longo prazo (4,8% e 5,6%, respetivamente), que permitirão compensar parcialmente o efeito negativo da pandemia. No entanto, a evolução da pandemia, nomeadamente o plano de vacinação e o surgimento de novas variantes, bem como os mecanismos e políticas de resposta, permanecem relativamente incertos.

Por seu turno, os preços da energia elétrica nos mercados spot e de futuros nas entregas para 2022 registaram uma subida acentuada tendo como consequência o aumento da tarifa de energia elétrica.

Em termos de previsões para 2022, os preços dos contratos de futuros no OMIP para entregas em 2022 apontam em setembro do corrente ano para uma subida muito acentuada dos preços de energia face aos valores registados em 2021, para 107 €/MWh, no que diz respeito a contratos *base load* e para valores próximos dos 113 €/MWh nos contratos *peak load* (Figura 2-14 da Proposta de Proveitos e Ajustamentos 2022).

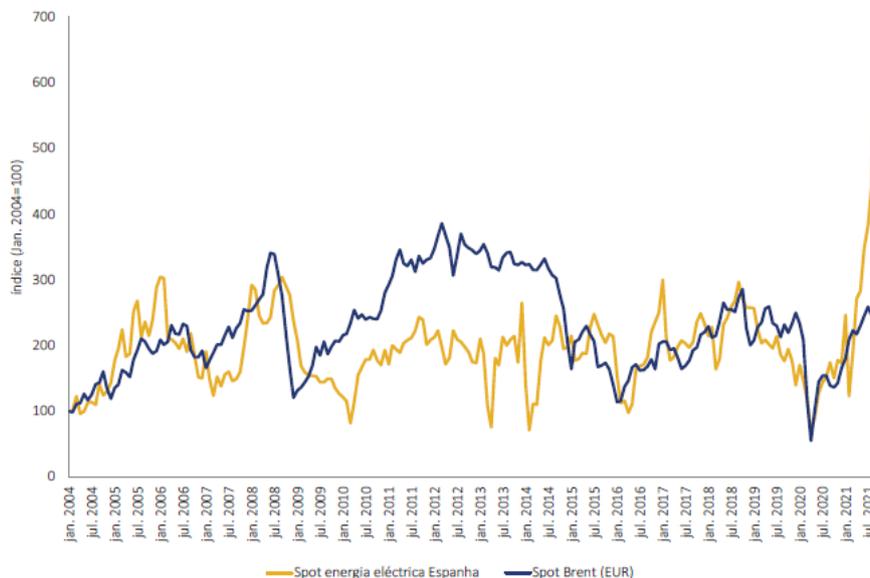
**Figura 2-14 - Evolução do preço spot e dos mercados de futuros**



Fonte: ERSE, OMIP

A evolução do preço de energia elétrica no mercado *spot* ibérico e o preço do petróleo tem apresentado alguma correlação, principalmente entre 2004 e 2009 e, novamente, entre 2015 e meados de 2021, antes da escalada de preços de energia elétrica ocorrida a partir de junho de 2021, conforme ilustra a figura seguinte:

**Figura 2-15 - Preços médios mensais energia elétrica em Espanha e Brent (euros)**  
(índice jan. 2004=100)



Fonte: ERSE, OMEL

Considerando os valores reais disponíveis até à presente data, as previsões para as entregas de energia elétrica em 2021 e 2022, 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 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 105,50 €/MWh, superior ao estimado para 2021, que se situa em torno dos 76,18 €/MWh<sup>15</sup>, e acima do previsto em tarifas de 2021 para 2021, 49,52 €/MWh

**Quadro 2-6 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR16 para fornecimento dos clientes**

	2021P em T2021	2021E em T2022	2022P em T2022
Custo global de aquisição de energia para fornecimentos do CUR (inclui todas as parcelas de custos, EUR/MWh)	49,52	76,18	105,50
Preço médio anual do petróleo nos mercados internacionais em EUR (EUR/bbl)	38,23	58,62	58,44
Índice de produtividade hidroelétrica	1,00	0,98	1,00

Fonte: ERSE, OMIE, OMIP, REN

Assim, o custo médio de aquisição do CUR previsto para 2022 em Portugal é de 105,50 €/MWh. A definição deste valor tem em conta os valores reais disponíveis até final de setembro, as previsões para as entregas de energia elétrica em 2021 e 2022, plasmadas no mercado de futuros de energia elétrica do OMIP, e os resultados dos leilões de aprovisionamento do CUR realizados até agosto de 2021<sup>4</sup>.

<sup>4</sup> Pág. 36 da Proposta de Proveitos e Ajustamentos.

O CT regista com preocupação a subida dos preços do gás natural, que estão atualmente na casa dos 70€/MWh, com subidas na ordem dos 250% este ano e que são um dos motivos para a subida dos preços da energia que fazem antever tempos difíceis para famílias e empresas por toda a Europa.

Efetivamente, o gás natural é a tecnologia mais cara e aquela que tem empurrado os valores para os níveis mais elevados de há uma década (inflacionando mesmo os preços de outras tecnologias, como a hídrica) – com o mercado ibérico com preços que são o triplo da média dos últimos anos.

Quanto aos contratos futuros do gás, não serão de esperar alívios até abril de 2022, pelo que o contágio aos preços da eletricidade vai continuar (o contrato para o quarto trimestre no mercado de futuros do mercado ibérico de eletricidade ronda hoje os 169€/MWh).

A este propósito a Comissão Europeia, aponta como causa deste aumento de preços *“uma conjugação de fatores, nomeadamente o aumento da procura de gás motivado pela reativação das economias no pós-covid, com destaque para as asiáticas, acompanhado pelos baixos níveis de armazenamento e pelo encarecimento das licenças de emissão de carbono no mercado europeu (em torno dos 60 euros por tonelada), que são outro fator que agrava o custo da produção de eletricidade das centrais térmicas (gás e carvão).*

Também a Agência Internacional de Energia (IEA, na sigla em inglês) salientou que as reservas de gás europeias estão abaixo da média dos últimos cinco anos, tendo referido, em comunicado, que *“com base na informação disponível, a Rússia tem cumprido os seus contratos de aprovisionamento de longo prazo com os parceiros europeus”,* mas no que toca às exportações fora desses contratos, estas *“estão abaixo dos níveis de 2019”.*

A IEA alerta para o facto de que *“o mercado europeu do gás poderá enfrentar mais testes de stress com episódios inesperados de escassez e picos de frio, especialmente se ocorrerem já no final do Inverno”.*

A Comissão Europeia 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.

De acordo com dados da REN do dia 6 de outubro, *“A produção de energia renovável abasteceu 61% do consumo nacional nos primeiros nove meses do ano. A energia proveniente de fontes hidroelétricas assegurou 28%, a eólica 24%, a biomassa 7% e a fotovoltaica 3,7%, enquanto a produção não renovável abasteceu 31% do consumo, repartida por gás natural com 29% e carvão com 2%, enquanto os restantes 8% corresponderam a energia importada. Nos primeiros 9 meses do ano, o índice de produtividade hidroelétrica registou 1,13 (média histórica igual 1) e o de produtividade eólica 0,98 (média histórica igual 1).*

*No mês de setembro, o consumo de energia elétrica ficou praticamente em linha com o verificado no mesmo mês do ano anterior, registando uma variação homóloga negativa em 0,3%, ou positiva em 0,7% considerando a correção dos efeitos de temperatura e número de dias úteis. No final do 3º trimestre o consumo acumulou uma variação, face ao mesmo período do ano anterior, de 1,8%, ou 2,4% com correção de temperatura e dias úteis. Relativamente a 2019, registou-se uma quebra de 1,7%.”.*

Assim, o CT não pode deixar de registar a elevada incorporação renovável na geração de eletricidade em Portugal.

**B. Comunicação dos Impactos Tarifários e Dossier de Imprensa**

1. O comunicado e o dossier de imprensa emitidos pela ERSE sobre a proposta e a publicação final das Tarifas e Preços para a Energia Elétrica, em outubro e dezembro de cada ano, respetivamente, constituem uma informação relevante e fundamental, tanto para os consumidores e clientes como para a comunicação social que dissemina essa informação junto dos consumidores.
2. No seu parecer sobre a Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2021, o CT emitiu um conjunto de recomendações à ERSE visando a melhoria desta comunicação pública, tornando-a mais objetiva, mais transparente e mais perceptível, tanto para os clientes e consumidores em mercado regulado como para os que já migraram para o regime de mercado.
3. O CT regista positivamente o acolhimento de grande parte das suas recomendações que se traduziram numa maior clareza e assertividade quer no Comunicado quer no Dossier de Imprensa sobre a proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2022, publicados em 15 de outubro.
4. Não obstante, o CT reitera a recomendação feita no parecer sobre a Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2021 no que diz respeito à informação constante no comunicado sobre o impacte médio das tarifas de acesso às redes na fatura final dos consumidores do mercado livre, não identificar a metodologia utilizada.
5. Nos comentários relativos ao parecer, a ERSE esclarece que “As considerações incluídas no comunicado são, no entender da ERSE genéricas e informativas.”. No entanto, o CT considera que a comunicação deste impacte – diminuição de cerca de 35% na fatura final - pode induzir em erro os consumidores em mercado livre, por não ser essa a variação de preço que irão observar na sua fatura.
6. Assim, o CT renova o seu entendimento de que este tipo de alusões por parte do Regulador deve ser evitado, porquanto as variações tarifárias no mercado liberalizado derivam das negociações livres entre o cliente e o comercializador, sem prejuízo do enquadramento estabelecido regulatoriamente para as tarifas de acesso.
7. Apesar de se observar uma melhoria no teor do comunicado e dossier de imprensa, não pode o CT deixar de atender às repercussões que este tipo de comunicação tem junto dos consumidores.

## II

### ESPECIALIDADE

#### A. PONTO PRÉVIO

O processo de fixação das tarifas para 2022 segue as disposições legais, normas e regulamentos em vigor para o setor elétrico, tendo como resultado final uma nítida contenção dos impactos da forte pressão altista dos preços nos mercados grossistas, amplificada a partir do segundo semestre deste ano. O CT nota que o exercício previsional do regulador, dadas as circunstâncias muito excecionais vividas atualmente, encerra também um grau de complexidade e incerteza acrescidas.

A proposta tarifária em análise apresenta estabilidade tarifária para os consumidores de Baixa Tensão Normal (BTN), para a qual as medidas governamentais extraordinárias não foram alocadas, que foram dirigidas à contenção dos impactos na MAT, AT e MT como será desenvolvido nos pontos H a K, deste parecer.

#### B. Estimativa da Procura na fixação de Tarifas para 2022

1. A conjuntura criada pela pandemia da COVID-19 induziu uma incerteza acrescida que se reflete nas previsões da procura de eletricidade usadas no cálculo de tarifas para 2022. Esta crise teve e continua a ter reflexos nas economias, portuguesa europeia e global, que provocaram alterações na procura de eletricidade, nomeadamente no valor total do consumo e na estrutura por nível de tensão.
2. 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. Faz-se notar que a estrutura dos fornecimentos totais por nível de tensão assumida pela ERSE para 2022 é igual à previsão da E-Redes, enquanto a estimada para 2021 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 2021	Tarifas 2022	Δ% T2022 / T2021
<b>Fornecimentos CUR + ML</b>	<b>45 599</b>	<b>45 515</b>	<b>-0,2%</b>
MAT	2 436	2 468	1,3%
AT	7 034	6 893	-2,0%
MT	14 623	14 907	1,9%
BTE	3 192	3 204	0,4%
BTN	18 313	18 043	-1,5%

Nota: A BTN inclui os fornecimentos para iluminação pública.

Fonte: ERSE, proposta de Caracterização da Procura em 2022

3. Para Portugal continental, a ERSE estima uma evolução negativa de 0,2% nos fornecimentos totais para 2022, atingindo-se o valor de 45 515 GWh.

4. Quanto à RA a ERSE aceitou, nos termos do Regulamento Tarifário (RT), os balanços de energia elétrica enviados pelas Empresas, para a determinação de proveitos permitidos e cálculo das tarifas para 2022.

Quadro 2-7 - Balanço de energia elétrica da EDA

RUBRICAS	Unidade: MWh			
	Real		Proposta EDA/ Valores adotados pela ERSE	
	2019	2020	Estimativa 2021	Tarifas 2022
<b>EMISSÃO PARA A REDE DO SISTEMA PÚBLICO DA RAA</b>	<b>793 491</b>	<b>769 173</b>	<b>786 911</b>	<b>799 583</b>
(Variação média anual)	-0,2%	-3,1%	2,3%	1,6%
- Perdas nas redes	50 114	49 762	50 806	51 185
(perdas/fornecimentos)	6,8%	6,9%	6,9%	6,9%
- Consumos Próprios <sup>1</sup>	1 851	1 850	1 898	1 857
<b>= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO SISTEMA PÚBLICO DA RAA</b>	<b>741 526</b>	<b>717 562</b>	<b>734 207</b>	<b>746 541</b>
(Variação média anual)	-0,1%	-3,2%	2,3%	1,7%
BT	458 492	451 990	457 189	462 005
(Variação média anual)	-0,6%	-1,4%	1,2%	1,1%
MT	283 035	265 572	277 017	284 536
(Variação média anual)	-1,3%	-6,2%	4,3%	2,7%

<sup>1</sup>Exclui consumos próprios das centrais.

Quadro 2-8 - Balanço de energia elétrica da EEM

RUBRICAS	Unidade: MWh			
	Real		Proposta EEM/ Valores adotados pela ERSE	
	2019	2020	Estimativa 2021	Tarifas 2022
<b>EMISSÃO PARA A REDE DO SISTEMA PÚBLICO DA RAM</b>	<b>881 990</b>	<b>818 006</b>	<b>835 292</b>	<b>864 617</b>
(Variação média anual)	2,1%	-7,3%	2,1%	3,5%
- Perdas nas redes	72 447	66 221	67 533	69 908
(perdas/fornecimentos)	9,0%	8,8%	8,8%	8,8%
- Consumos Próprios <sup>2</sup>	1 106	1 120	1 145	1 185
	-0,1%	1,3%	2,2%	3,5%
<b>= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO SISTEMA PÚBLICO DA RAM</b>	<b>808 436</b>	<b>750 664</b>	<b>766 614</b>	<b>793 524</b>
(Variação média anual)	2,2%	-7,1%	2,1%	3,5%
BT	582 957	558 084	564 405	575 138
(Variação média anual)	-0,1%	-4,3%	1,1%	1,9%
MT	225 479	192 580	202 209	218 386
(Variação média anual)	8,4%	-16,6%	5,0%	8,0%

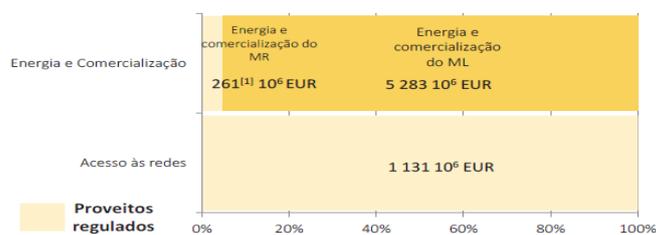
<sup>2</sup>Exclui consumos próprios das centrais.

Fonte: ERSE, proposta de Caracterização da Procura em 2022

### C. Rendimentos estimados do SEN em 2022

1. A faturação global das empresas do setor elétrico compreende os proveitos regulados, bem como a faturação associada aos fornecimentos no Mercado Livre. Os proveitos regulados incluem os proveitos permitidos de energia e de comercialização do Comercializador de Último Recurso (Mercado regulado) e os proveitos recuperados pelas tarifas de Acesso às Redes.
2. Na Figura 3-1 apresenta-se o montante de rendimento global estimado pela ERSE para o SEN em 2022, que inclui o montante dos proveitos permitidos, regulados, no setor elétrico em Portugal continental, bem como o montante de faturação de energia e comercialização do mercado liberalizado, estimadas com base nos preços de aprovisionamento do CUR, a que se soma o montante de acesso às redes, perfazendo um valor total de 6 675 M€..

Figura 3-1 – Rendimentos estimados do setor elétrico



Notas: [1] inclui sobreprovento.

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€.

O montante da faturação de Energia e Comercialização é obtida considerando que o preço médio de aquisições de energia e comercialização do CUR estão (em média) em linha com o mercado.

Fonte: ERSE, proposta de TeP para 2022

3. Face à relevância do custo de energia e à elevada volatilidade que se tem verificado o CT recomenda que a ERSE mantenha uma especial monitorização deste parâmetro em 2022, com a finalidade de assegurar o equilíbrio do mercado.

#### D. Desvios verificados em 2021 e ajustamentos de 2020

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. Para o ajustamento provisório do ano t-1 a ERSE pode optar pelas componentes de proveitos a incorporar na Proposta Tarifária (p. ex. sobrecusto da PRE, sobrecusto dos CAE, compra e venda de energia do CUR, transferências de ativos para exploração e respetiva taxa de remuneração).
4. A proposta em análise cumpre o estipulado no RT, considerando os ajustamentos do ano de 2020 e do ano de 2021.
5. Atento ao impacte *ex-ante* e *ex-post* das medidas mitigadoras na formação das tarifas, o CT volta a referir a importância quer da sua definição prévia pelos responsáveis, quer da concretização efetiva da transferência financeira para o SEN.
6. 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.

<i>Millhões de euros</i>	2020	2021	Total em 2022
Continente	-5,6	-1.133,3	-1.138,9
Regiões Autónomas	-8,5	-6,5	-15,0
<b>Total</b>	<b>-14,1</b>	<b>-1.139,8</b>	<b>-1.153,9</b>
Peso nos ajustamentos de 2022 (%)	1%	99%	100%

Fonte: Proposta de Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2022 das Empresas Reguladas do Setor Elétrico, Quadros 3-3, 3-4, 3-5 e 3-6

#### E. Taxas de juro e spreads a aplicar no cálculo dos proveitos permitidos em 2022

1. O RT em vigor estabelece que seja aplicado um spread para cada ano de cálculo dos ajustamentos dos proveitos permitidos. Torna-se relevante, portanto, a definição para 2022 do spread a aplicar aos ajustamentos de 2021 (t-1).
2. No documento “Proposta de Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2022 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:
  - ✓ As yields se mantenham baixas já que, apesar de um aumento substancial das yields das OT e da sua volatilidade em 2020, estas têm vindo a estabilizar em níveis baixos, refletindo o pacote de apoio económico extraordinário de 750 mil M€ acordado a nível europeu, num contexto de expectativas de recessão económica na zona euro em 2020, bem como os desenvolvimentos favoráveis relativamente à expectativa de vacinação eficaz;
  - ✓ Existe a expectativa de que as taxas de juro de curto prazo na zona euro se venham a manter em níveis baixos. Apesar da pressão inflacionista ser uma realidade que tenderá a prolongar-se no

futuro próximo, o BCE afirma ser uma situação de carácter temporário o que, a verificar-se, não cria expectativas de alterações substanciais da política monetária no curto prazo.

3. Constata-se a diminuição do diferencial das yields das obrigações portuguesas com maturidade a 2 anos face às yields das obrigações alemãs com a mesma maturidade, situação que se tem vindo a verificar nos últimos anos e apenas interrompida pela crise pandémica.
4. 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 2021, igual ao spread do ano 2020 (que passa a ser o spread para t-2).

#### F. Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes

1. A atual proposta tarifária incorpora uma previsão, para 2022, de 105,50 €/MWh para o custo médio de aquisição do CUR, o que se traduz num aumento de 38,49% face ao valor equivalente estimado para 2021, conforme indica o quadro seguinte.

Quadro 2-6 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes

	2021P em T2021	2021E em T2022	2022P em T2022
Custo global de aquisição de energia para fornecimentos do CUR (inclui todas as parcelas de custos, EUR/MWh)	49,52	76,18	105,50
Preço médio anual do petróleo nos mercados internacionais em EUR (EUR/bbl)	38,23	58,62	58,44
Índice de produtividade hidroelétrica	1,00	0,98	1,00

Fonte: ERSE, proposta de Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2022 das Empresas Reguladas do Setor Elétrico

2. De acordo com a ERSE, foram considerados os valores reais disponíveis até à presente data, as previsões para as entregas de energia elétrica em 2021 e 2022, 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 contratação em mercado a prazo de energia elétrica para fornecimento dos clientes por parte do CUR, bem como uma estimativa de outros custos (por ex. acerto ao preço do mercado diário, custos decorrentes da participação em mercados organizados, serviços de sistema e desvios na aquisição de energia em mercado).
3. A variação reflete ainda as subidas acentuadas verificadas, a partir de meados de 2020, nos preços do carvão, do gás natural, do petróleo e das licenças de emissão de CO<sub>2</sub>.
4. Sem prejuízo do anterior, o CT nota que em 2022 ocorrerá a substituição do serviço de interruptibilidade pelo de Banda de Reserva de Regulação no mercado de serviços de sistema, o qual se irá traduzir num acréscimo de custos para todos os comercializadores a atuar no mercado retalhista, incluindo o CUR, o que não foi considerado pela ERSE na estimativa de custo de energia do CUR, dado assumir que *“os custos com contratos de prestação do serviço de interruptibilidade serão nulos em 2022 e que o mecanismo que se perspectiva vir a substituir o atual regime não terá incidência tarifária direta, por ser repercutido no referencial de mercados de serviços de sistema”* (cf. Proposta

de Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2022 das Empresas Reguladas do Setor Elétrico, pág. 73 do documento).

O CT nota que não estando em causa a recuperação *ex-post* destes custos pelo CUR, no momento dos ajustamentos tarifários, esta opção cria uma “vantagem competitiva” para o mercado regulado, dado os comercializadores em regime de mercado terem de incorporar estes custos nas suas propostas.

Assim, o CT recomenda uma revisão deste pressuposto da proposta, de forma a manter um “*level playing field*”, reconhecendo a existência destes custos no CUR que não foram considerados, atenta também a Diretiva n.º 14/2021, de 3 de novembro, “Implementação do Mercado de Banda de Reserva de Regulação”.

- O CT regista as previsões consideradas pela ERSE tendo por base o mercado de futuros do MIBEL, mas alerta que quando analisamos a liquidez do mercado a prazo em função do consumo em 2020 (*churn ratio*), verificamos que o mercado ibérico está muito distante dos resultados apresentados pelos outros países europeus, o que diminui não só a representatividade dos preços em causa, como prejudica a fixação de preços de compra ou venda de energia por parte dos diferentes agentes. A ERSE, como regulador do sector, deve desenvolver estratégias que possibilitem atenuar este desequilíbrio estrutural do mercado.

2020	Alemanha	Nordic	UK	França	Itália	MIBEL
Consumo (TWh)	486	393	285	444	273	<b>287</b>
Mercado a Prazo (TWh)	6960	1302	765	1011	607	<b>246</b>
Churn Ratio	14.32	3.31	2.68	2.28	2.22	<b>0.86</b>
%	1432%	331%	268%	228%	222%	<b>86%</b>

Fonte: Cálculos do CT com base no Relatório mensal oficial da Trayport

- Em qualquer caso, face aos valores em apreço, o CT regista a importante variação ocorrida entre o valor previsto de 2021 em Tarifas 2021 (49,52 €/MWh) e o agora estimado, também para 2021, na atual proposta tarifária, para o custo médio de aquisição do CUR (76,18 €/MWh), bem como o valor estimado para 2022, que são demonstrativos da tendência altista e volatilidade que se têm observado no mercado grossista.
- Notando que esta componente do preço final é a fundamental para a diferenciação entre o mercado regulado e o mercado liberalizado, o CT recomenda que a ERSE mantenha a monitorização da evolução dos custos de energia no mercado grossista, corrigindo a tarifa de energia quando se verificarem desvios importantes entre as previsões e o verificado, de forma a garantir um nível de preços finais adequados, na lógica de proteção dos clientes finais e de credibilização do mercado liberalizado.

## G. Tarifas reguladas em 2022 no Continente e nas RA

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

- As TAR são pagas por todos os consumidores e integram os custos das tarifas de Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC), de Uso Global do Sistema (que são fundamentalmente condicionados pelos custos de política energética e interesse económico geral, CIEG), de uso das redes de transporte e das redes de distribuição, e os ajustamentos de anos anteriores.

2. A proposta de TAR a aplicar no continente, apresenta, em termos médios, os decréscimos que se indicam no quadro abaixo:

**Quadro 0-4 – Variação tarifária das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental em 2022**

	MAT	AT	MT	BTE	BTN
Tarifas de Acesso às Redes	-94,0%	-94,0%	-94,0%	-65,6%	-52,2%

Fonte: ERSE, proposta de TeP para 2022 e outros parâmetros para o período de regulação 2022-2025

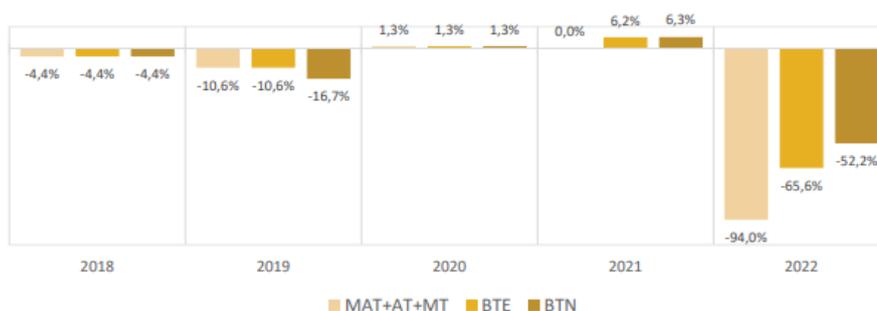
3. A diminuição das TAR, para todos os níveis de tensão, resulta da sobrefaturação dos CIEG em 2021 que se traduz numa receita para o sistema em 2022.
4. Verificam-se as seguintes variações percentuais por nível de tensão e discriminação de componentes:

Nível de tensão	Energia				Potência em ponta	Potência contratada
	P	CH	V	SV		
MAT	-117%	-100%	-100%	-100%	14%	-90%
AT	-178%	-100%	-100%	-100%	14%	-97%
MT	-238%	-100%	-100%	-100%	17%	-54%
BTE	-115%	-91%	-88%	-87%	6%	-57%
BTN-S	-56%					
BTN-Bi	-57%		-65%			-43%
BTN-Tri <= 20,7	-37%	-69%	-65%			
BTN-Tri > 20,7	-42%	-67%	-57%			

Fonte: ERSE, comparação de preços das tarifas de acesso da proposta de TeP para 2022 e TeP para 2021

5. O CT constata uma redução significativa de todas as componentes do preço, exceto na componente de potência em horas de ponta, onde se verifica um acréscimo de preços.
6. Na figura seguinte, ilustram-se as variações anuais das TAR em Portugal continental no período de 2018-2022, para os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento.

**Figura 0-4 - Variação das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental nos últimos 5 anos**



Fonte: ERSE, proposta de TeP para 2022 e outros parâmetros para o período de regulação 2022-2025

7. As tarifas por atividade em Portugal continental permitem recuperar os proveitos permitidos em cada uma das atividades reguladas do setor elétrico. Estas tarifas integram de forma aditiva as TAR e estão incluídas nas Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais (TTVCF). No Quadro seguinte apresentam-se as variações das tarifas por atividade em Portugal continental.

**Quadro 0-6 - Variação das tarifas por atividade em Portugal continental em 2022**

	Variação 2022/2021
Tarifa de Energia	96,5%
Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	12,5%
Tarifa de Uso Global do Sistema	-109,0%
Tarifas de Uso de Redes	3,2%
Uso da Rede de Transporte	11,5%
Uso da Rede de Distribuição em AT	15,4%
Uso da Rede de Distribuição em MT	17,2%
Uso da Rede de Distribuição em BT	-6,7%
Tarifas de Comercialização	7,6%

Fonte: ERSE, proposta de TeP para 2022 e outros parâmetros para o período de regulação 2022-2025

- Destaca-se o aumento muito acentuado da tarifa de energia (96,5%), resultado do aumento dos custos de aprovisionamento de eletricidade nos diferentes mercados de energia que se têm registado ao longo do corrente ano, em particular nos últimos meses. Importa também destacar o efeito compensatório da tarifa de UGS, em resultado, como atrás referido, dos CIEG se traduzirem num benefício para o sistema.

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

- Na sequência da Lei n.º 2/2020, de 31 de março, a Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, estabeleceu como prazo para a extinção das tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos de eletricidade em MT a data de 31 de dezembro de 2021 e, como tal, a TTVCF no continente para clientes MT não consta da proposta. Salienta-se, no entanto, que as TTVCF no âmbito do fornecimento supletivo se encontram previstas na proposta para clientes em MAT, AT e MT.
- As propostas de TTVCF no continente sofrem aumentos em 2022 relativamente ao preço médio de 2021, o qual incorpora as revisões em alta da tarifa de energia que ocorreram em julho e outubro de 2021. As alterações resultantes são indicadas no quadro seguinte:

**Quadro 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental em 2022**

	Variação 2022 / 2021	Variação Jan 2022/Dez 2021
BTE	6,9%	2,7%
BTN	0,2%	-3,4%

Fonte: ERSE, proposta de TeP para 2022, pág. 5

- Os aumentos que se verificam derivam da ação combinada do aumento da tarifa de energia e da redução das tarifas de acesso às redes, o que, no caso da BTN, limita o aumento da TTVCF a 0,2%.
- A variação das TTVCF em Portugal continental, considerando os preços em vigor em dezembro de 2021 e janeiro de 2022 corresponde a 2,7% e -3,4%, para BTE e BTN, respetivamente.
- O CT anota a contenção da evolução tarifária, na proposta em apreciação, atento o contexto adverso de aumento significativo dos preços nos mercados grossistas, sem prejuízo das notas sobre sustentabilidade tarifária expressas noutra ponto deste parecer.

### **G.3. Tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pelo Comercializador de Último Recurso no âmbito do fornecimento supletivo**

1. Nos termos do artigo 53.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua redação atual, para além do fornecimento de eletricidade aos clientes que permanecem no Mercado Regulado, compete ao CUR assegurar o fornecimento supletivo de eletricidade aos clientes do Mercado Livre que se encontrem em situação de ausência de oferta comercial ou cujo comercializador tenha ficado impedido de exercer a sua atividade.
2. Paralelamente, perante o risco de insolvência de vários comercializadores em regime de mercado, decorrente dos elevados níveis de preço registados nos mercados grossistas de energia, a ERSE aprovou, através do seu Regulamento n.º 11/2021, de 15 de outubro, um conjunto de medidas extraordinárias que visam minimizar os inconvenientes para os clientes da saída de agentes do mercado e limitar o risco de contágio aos restantes operadores, entre as quais se inclui o fornecimento supletivo preventivo pelo CUR das carteiras de clientes dos comercializadores em dificuldades que decidam, voluntariamente, suspender a sua atividade.
3. Em ambas as circunstâncias, e conforme estabelecido no n.º 6 do artigo 26.º do RT, deverão aplicar-se as tarifas transitórias legalmente estabelecidas e, após a extinção destas, o preço equivalente à soma das parcelas relevantes da tarifa que serve de base ao cálculo da Tarifa Social de Venda a Clientes Finais.
4. O CT nota que, em 2022, apenas se aplicam tarifas transitórias aos fornecimentos de BTE e BTN, encontrando-se extintas as tarifas dos níveis de tensão superiores (MAT, AT e MT), motivo pelo qual a ERSE publica Tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pelo CUR ao fornecimento supletivo dos clientes alimentados nestes níveis de tensão.
5. O CT regista positivamente o facto de os preços dessas tarifas resultarem da soma dos preços da Tarifa de Acesso às Redes, aplicável a todos os consumidores independentemente do seu comercializador, com os preços da Tarifa de Energia e da Tarifa de Comercialização definidas para o efeito, em respeito pelo princípio de aditividade tarifária.

### **G.4. Tarifa social**

1. A tarifa social de fornecimento de eletricidade, criada pelo Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, alterado pelo Decretos-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, e pelo Decreto-Lei n.º 100/2020, de 26 de novembro, constitui uma medida de proteção dos consumidores domésticos que se encontrem em situação de carência económica, garantindo o acesso a este serviço público essencial pelos consumidores economicamente vulneráveis.
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 2022, o Despacho n.º 9977/2021, de 14 de outubro, do Gabinete do Secretário de Estado da Energia, aprovou o desconto a aplicar às TAR a partir de 1 de janeiro de 2022, correspondendo a um desconto de 33,8 % sobre as TTVCF, mantendo-se assim o desconto atualmente em vigor.

4. Conforme apresentado na figura em baixo, o número de clientes beneficiários da tarifa social totaliza 845 148, o que se traduz num desconto a suportar pelos titulares de centros electroprodutores em regime ordinário equivalente a 121 232 mil euros.

Quadro 4-57 - Clientes tarifa social e valor global do desconto

	Nº clientes beneficiários tarifa social	Desconto a suportar pelos Produtores (Mil €)
Portugal continental	803 563	115 135
RA Açores	19 656	2 792
RA Madeira	21 929	3 305

Fonte: ERSE, proposta de TeP, pág. 177

5. Tendo em conta que a Tarifa de Acesso às Redes representa, em 2022, 29,1% do preço médio das tarifas transitórias em BTN5, a implementação do desconto de 33,8% sobre as tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais, conforme Despacho do membro do Governo responsável pela área de energia, implica que a tarifa social de Acesso às Redes tenha preços nulos de potência contratada e preços negativos de energia.
6. Este resultado, que é um contrassenso tarifário, é corrigido pela ERSE com descontos nos preços de energia das tarifas de Acesso às Redes, assegurando o valor de desconto global de 33,8%.
7. Entende o CT que a inclusão do “Quadro 4-58 – Preços da tarifa social de Acesso às Redes”, constante da pág.178 da Proposta em análise, pode ser indutor de interpretações erróneas, pelo que sugere um esclarecimento complementar indicando que a fatura não será negativa.

#### G.5. Tarifas de acesso à mobilidade elétrica

1. Quanto à mobilidade elétrica, a proposta de 2022 para os utilizadores de veículos elétricos relativamente a 2021, contempla as seguintes evoluções tarifárias:

Pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica									
Energia ativa em BT					Energia ativa em MT				
		2021	T2022				2021	T2022	
Preço		(EUR/kWh)			Preço		(EUR/kWh)		
Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	0,2078	0,1455	-30,0%	Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	0,1793	0,1306	-27,2%
	Horas cheias	0,0896	0,0462	-48,4%		Horas cheias	0,0620	0,0321	-48,2%
	Horas de vazio	0,0412	0,0179	-56,6%		Horas de vazio	0,0342	0,0145	-57,6%
Tarifa Bi-horária	Horas fora de vazio	0,1165	0,0668	-42,7%	Tarifa Bi-horária	Horas fora de vazio	0,0887	0,0534	-39,8%
	Horas de vazio	0,0412	0,0179	-56,6%		Horas de vazio	0,0342	0,0145	-57,6%

Fonte: ERSE, proposta de TeP para 2022, pág. 150, e TeP de 2021, pág. 137 e 138

2. As tarifas de acesso aplicáveis à mobilidade elétrica apresentam uma redução acentuada, em linha com as restantes tarifas de acesso.
3. O CT regista que a redução tem mais expressão nas horas de vazio, o que está em linha com a última revisão do regulamento tarifário, que previa a alteração da conversão do preço de potência

<sup>5</sup> vd. Figura 7-40 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em 2022, do documento “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2022 e Parâmetros para o Período de Regulação 2022-2025”

contratada, de modo que a variabilização fosse mais acentuada nos períodos de ponta, aumentando assim a refletividade de custos.

### G.6. Tarifas EGME

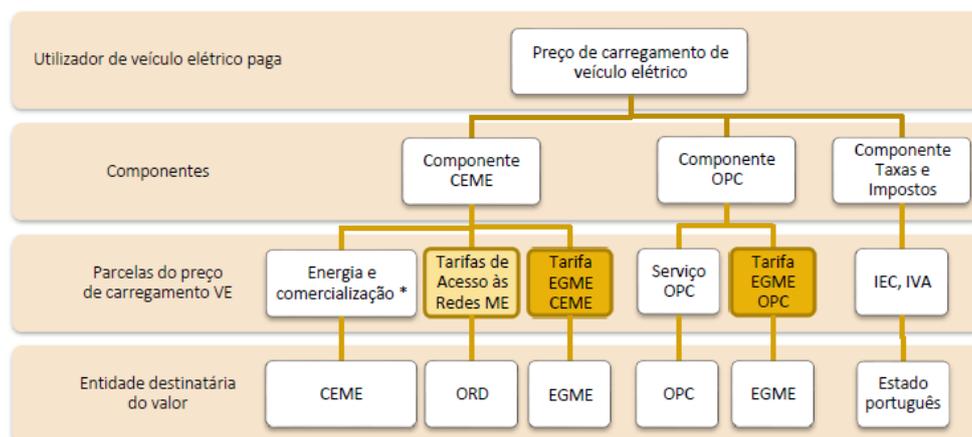
1. As tarifas da Entidade Gestora da Mobilidade Elétrica propostas para o ano 2022 contemplam a seguinte evolução face ao ano de 2021:

Tarifas da Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica			
	2021	2022	
Tarifa da EGME aplicável aos CEME Carregamento efetuado por UVE em ponto de carregamento de OPC e DPC (€/carregamento)	0,1657	0,2964	78,9%
Tarifa da EGME aplicável aos OPC Carregamento efetuado por UVE em ponto de carregamento de OPC (€/carregamento)	0,1657	0,2964	78,9%
Tarifa da EGME aplicável aos DPC Ponto de carregamento de DPC (€/dia/ponto de carregamento)	0,0385	0,0496	28,8%

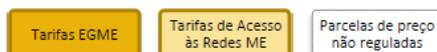
Fonte: ERSE, proposta de TeP da EGME para 2022, págs. 36 e 37, e proposta de TeP da EGME de 2021, págs. 40 e 41

2. O acréscimo acentuado das tarifas deve-se essencialmente ao facto de, relativamente ao ano 2021, a ERSE não ter considerado o diferimento de proveitos.
3. Segundo a ERSE, a introdução das tarifas da EGME em 2021 não comprometeu o crescimento do número de carregamentos, privilegiando assim o entendimento de que os preços devem, em cada momento, refletir os custos da atividade, evitando-se a criação de dívida a pagar por utilizadores futuros.
4. O preço de carregamento de veículos elétricos na Rede de Mobilidade Elétrica engloba a parcela de energia e comercialização, o serviço de OPC, as tarifas de acesso às redes ME, as tarifas da EGME e a componente de taxas e impostos, tal como esquematizado na figura seguinte:

Figura 6-1 - Estrutura do preço de carregamento de veículos elétricos na Rede de Mobilidade Elétrica



Legenda:



(\*) No caso das Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores, o preço de energia e comercialização é regulado.

Fonte: ERSE, proposta de TeP da EGME para 2022, pág. 42

5. Assim, os carregamentos em pontos de OPC têm um custo implícito associado às tarifas EGME (a OPC e a CEME) de 0,59€/carregamento. De modo a avaliar o impacto destas tarifas no preço final pago pelos utilizadores de veículo elétrico, a ERSE considera dois cenários de carregamento:
  - a. Carregamento específico médio: consumo de 12,5 kWh/carregamento, conforme valor previsto em sede de tarifas para 2021.
  - b. Carregamento específico mais elevado: para considerar carregamentos de mais longa duração, considerou-se o dobro do valor médio, isto é, 25,0 kWh/carregamento.

Os resultados da análise efetuada demonstram que o peso das tarifas da EGME representarão 6% do preço final pago por carregamento para carregamentos de consumo elevado, de 25 kWh, em ponto de carregamento com entrega da RESP em BT e 12% para carregamentos de consumo médio, 12,5 kWh, em ponto de carregamento com entrega da RESP em MT. Estes valores comparam com os pesos referentes ao ano 2021, que são, respetivamente, 4% e 8%.

6. Face a estes valores, o CT salienta o aumento expressivo da tarifa da EGME aplicável aos CEME e aos OPC, na ordem de 79%, e da tarifa EGME aplicável aos DPC, na ordem de 29%, que se reflete num aumento do peso das tarifas EGME no preço final pago pelos utilizadores de veículo elétrico, alertando para o facto de este aumento poder desincentivar o desenvolvimento da mobilidade elétrica de particulares.

Importa também salientar que, dada a sua natureza de custo fixo por carregamento, o peso das tarifas da EGME é tanto maior quanto menor for a energia consumida num determinado carregamento.

7. Neste contexto, 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”, 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 carregamento penaliza os UVE de menor capacidade.
8. O CT alerta para o facto de o indutor selecionado não promover uma utilização ótima dos pontos de carregamento, na medida em que não incentiva os utilizadores a limitar o número de carregamentos e/ou o tempo de utilização, num cenário de escassez de postos. Assim, o CT recomenda que a ERSE analise a possibilidade de adoção de outras variáveis de faturação, nomeadamente a energia e/ou tempo, mantendo uma estrutura tarifária monomial. Adicionalmente, o CT volta a recomendar que seja equacionada a imputação de custos que desincentivem a ocupação do posto, após concluído o carregamento do veículo elétrico.
9. Em linha com o previamente defendido, o CT recomenda que a ERSE estabeleça um princípio de apresentação autónoma e individualizada em fatura da tarifa de carregamento, de modo a aumentar a transparência dos preços finais praticados e por esta ser independente do próprio CEME.
10. Por último, o CT reforça que a comparação com outras opções de motorização efetuada pela ERSE 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. Assim, a análise desenvolvida neste âmbito deveria ser realizada numa ótica de custo do ciclo de vida ou, na sua impossibilidade, limitar-se à comparabilidade de carregamento dos veículos elétricos nas diferentes opções disponíveis.

## **G.7. Tarifas do autoconsumo**

### **G.7.1 Enquadramento regulamentar**

1. O atual regime jurídico do autoconsumo, que abrange a atividade de produção associada às instalações de utilização do autoconsumidor de energia renovável, foi instituído em 2019.
2. No mesmo ano foi estabelecido igualmente o regime jurídico das comunidades de energia renovável (CER), procedendo-se à transposição parcial da Diretiva 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis [Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro].
3. O diploma produziu efeitos a partir de 1 de janeiro de 2020, aplicável numa fase inicial a um conjunto restrito de situações, compreendendo apenas projetos em que a unidade de produção para autoconsumo (UPAC) se encontrasse no mesmo nível de tensão da instalação de utilização (IU) e em que houvesse um sistema de contagem inteligente instalado. A partir de 1 de janeiro de 2021 todos os projetos previstos legalmente foram incluídos, nomeadamente aqueles em que a UPAC e a IU se encontram ligados em níveis de tensão distintos [art.º 32.º].
4. 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, desde logo aos projetos previstos para 2020, de acordo com o Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, [art.º 32.º n.º 2]. A primeira versão do RAC foi, entretanto, revogada, estando atualmente em vigor o Regulamento n.º 373/2021, de 5 de maio, cujas regras possibilitam a totalidade das modalidades de autoconsumo previstas, estabelecendo um quadro regulamentar coerente com o regime legal em vigor.
5. O autoconsumo é definido como «o consumo assegurado por energia elétrica produzida por Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) e realizado por um ou mais autoconsumidores de energia renovável» [DL 162/2019, de 25 de outubro, art.º 2.º, alínea d)]. O autoconsumo pode ser realizado por autoconsumidores individuais ou coletivos, tendo como regra preferencial a proximidade entre as instalações de utilização e as unidades de produção para autoconsumo. O autoconsumidor individual é um consumidor final que produz energia renovável para consumo próprio nas suas instalações [art.º 2.º, alínea e)] e o autoconsumo coletivo tem como requisito a proximidade entre os seus membros e as próprias UPAC [art.º 5.º], o mesmo sucedendo com as CER [art.º 2.º, alínea j)].
6. Note-se, no entanto, que é possível associar em autoconsumo instalações que, estando próximas, possam estar interligadas através da rede elétrica de serviço público (RESP).

### **G.7.2 – Tarifas Reguladas específicas do Autoconsumo**

1. Com a recente reformulação do RT, as matérias relativas às tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo passaram a constar do próprio RT, facto que o CT regista positivamente.
2. Nas situações em que a RESP é utilizada para veicular energia elétrica entre a UPAC e a IU, aplicam-se tarifas de acesso às redes, determinadas pela ERSE [art.º 8, alínea e)], tendo em consideração o estabelecido no diploma [art.º 18.º]:
  - i. Correspondem às tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao consumo do nível de tensão de ligação com a IU, deduzidas, parcial ou totalmente, das tarifas de uso das redes de níveis de

tensão a montante da ligação da UPAC, dependendo se há ou não inversão do fluxo de energia na RESP para montante do nível de tensão de ligação da UPAC;

- ii. Pode haver lugar à dedução do montante associado 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 sistema elétrico nacional (SEN).

3. A dedução das tarifas de Uso das Redes dos níveis de tensão a montante da UPAC é total ou parcial dependendo da situação concreta da UPAC no que se refere à avaliação sobre se há ou não inversão do fluxo de energia na rede pública para montante do nível de tensão de ligação da UPAC. Com a recente reformulação do RT, a ocorrência de situações de inversão do fluxo de energia na RESP passa a ser considerada para efeitos de cálculo, através de um fator, que varia entre 0 e 1, aplicado à dedução das tarifas de Uso das Redes dos respetivos níveis de tensão a montante [RT, art.º 61.º, n.º 2].
4. Aquele fator é determinado anualmente pela ERSE [art.º 61.º, n.º 4]. A determinação do fator considera os estudos de caracterização da ocorrência de situações de inversão de fluxo entre níveis de tensão nas redes, estabelecido no Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica [RAC, art.º 54.º, n.º 3] e tem em conta os critérios de determinação da ocorrência de situações de inversão de fluxo, a aprovar pela ERSE, após proposta da entidade concessionária da RND (E-REDES).
5. Não são conhecidos, até ao momento, projetos de autoconsumo que envolvam a utilização da RESP para veicular energia elétrica entre UPAC e IU. Adicionalmente, da análise à informação da E-REDES quanto a situações de inversão de fluxo nas suas redes, a ERSE considera que podem ainda ser consideradas como de significado negligenciável para efeitos de tarifas.
6. Assim, mantém-se para 2022 a opção tomada em 2020 e 2021, de não considerar eventuais situações de inversão na determinação dos preços das tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP. O fator mencionado anteriormente assume, portanto, o valor de 1.

#### **G.7.3 Isenção de CIEG aplicável ao autoconsumo**

1. Em 2020 o Governo determinou as condições para a isenção dos encargos correspondentes aos CIEG que incidem sobre as tarifas de Acesso às Redes [Despacho n.º 6453/2020, de 19 de junho]. A isenção aplica-se a projetos de autoconsumo que obtenham condições para exercício da atividade até 31 de dezembro de 2021 [n.º 1], tem como condição de acesso a inexistência de contrato de interruptibilidade [n.º 2] e vigora durante sete anos após a verificação da elegibilidade [n.º 3, alínea a), subalínea ii) e alínea b), subalínea ii)].
2. 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.
3. A isenção incide sobre a totalidade dos CIEG previstos na Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro. Para 2022, as deduções de CIEG correspondentes às modalidades de isenção previstas no Despacho n.º 6453/2020, de 19 de junho, abrangem unicamente a BTN.

### G.8. 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 Operação Logística de Mudança de Comercializador a aplicar às entregas a clientes nos mercados liberalizado e regulado, para 2022:

Quadro 4-9 - 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	0,0023
BTE	0,0101
BTN	0,0958

Fonte: ERSE, proposta de TeP da EGME para 2022

### H. Evolução dos CIEG

1. Os Custos de Interesse Económico Gerais (CIEG) do ano, juntamente com o pagamento de CIEG do passado (amortização de dívida tarifária) e com os custos de estabilidade e de sustentabilidade de mercados, influenciam significativamente a evolução das tarifas de energia elétrica.
2. Estes custos são incluídos nas tarifas de Acesso às Redes pagas por todos os clientes de energia elétrica.
3. Em 2022, pela primeira vez, o impacto global desta rubrica é negativa, muito por força do valor negativo dos CIEG do próprio ano, ou seja, traduziu-se num benefício para o sistema. Sinteticamente, é possível resumir a situação na tabela abaixo:

<b>Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas para 2022 (milhões de €)</b>	
CIEG do ano 2022	<b>-1 293</b>
Recuperação CIEG do passado	<b>938</b>
Medidas de estabilidade e sustentabilidade 2022	<b>210</b>
<b>Total CIEG e sustentabilidade em 2022</b>	<b>-145</b>

4. É possível observar que o benefício para o sistema, com origem no custo dos CIEG do próprio ano, se deveu essencialmente à inversão do contributo do sobrecusto da PRE e do sobrecusto dos CAE.

Quadro 0-9 - Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas para 2022

Unidade: Milhares de euros

	2021	2022	Varição 2022/2021
<b>Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral</b>	<b>2 011 680</b>	<b>-1 292 957</b>	<b>-164,3%</b>
Sobrecusto da PRE	1 469 100	-1 583 764	-207,8%
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	-73 713	65 651	-189,1%
Sobrecusto dos CAE a recuperar pela tarifa	332 779	-77 656	-123,3%
Rendas de concessão da distribuição em BT	258 248	262 559	1,7%
Sobrecusto da RAA e da RAM	124 015	137 936	11,2%
Terrenos das centrais	12 296	12 273	-0,2%
Custos com garantia de potência e remuneração da Reserva de Segurança do SEN	1 940	3 158	-
ERSE	5 650	1 207	-78,6%
Custos com a concessionária da Zona Piloto	432	392	-9,5%
Autoridade da Concorrência	377	423	12,4%
Tarifa Social	-119 444	-115 135	-3,6%
<b>Alisamento dos custos da PRE</b>	<b>-101 230</b>	<b>937 700</b>	<b>-1026,3%</b>
<b>Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral recuperados nas tarifas do ano</b>	<b>1 910 451</b>	<b>-355 258</b>	<b>-118,6%</b>
<b>Medidas de estabilidade (DL 165/2008)</b>	<b>133 824</b>	<b>133 710</b>	<b>-0,1%</b>
Custos ou proveitos de anos anteriores com a aquisição de energia elétrica	34 597	34 722	0,4%
Custos ou proveitos de anos anteriores relacionados com CIEG	99 227	98 988	-0,2%
<b>Medidas de sustentabilidade de mercados</b>	<b>-47 410</b>	<b>75 710</b>	<b>-259,7%</b>
Diferencial extinção TVCF	-1 309	931	-171,1%
Sobreproveito	-2 255	-195	-91,3%
<b>Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados</b>	<b>82 850</b>	<b>210 156</b>	<b>153,7%</b>
<b>Total CIEG e Sustentabilidade</b>	<b>1 993 301</b>	<b>-145 102</b>	<b>-107,3%</b>

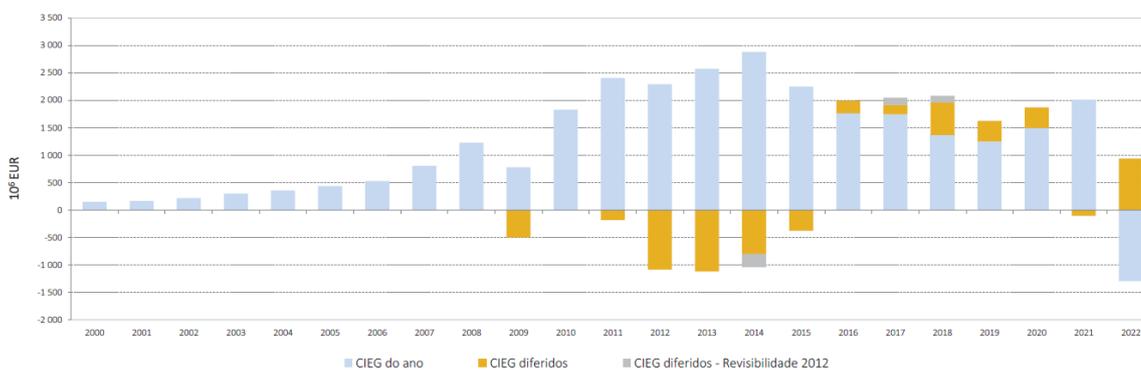
Notas: 1) A rubrica de diferencial positivo ou negativo devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais recuperam o montante de crédito aos consumidores a devolver ao sistema.

2) O sobrecusto da RAA e da RAM inclui uma parcela das rendas de concessão da distribuição em BT cobradas pelos municípios dessas Regiões Autónomas.

Fonte: ERSE, Proposta de TeP para 2021

5. Em termos evolutivos, depois da tendência de diminuição destes custos a partir de 2015, o CT destaca esta singularidade histórica em 2022.

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



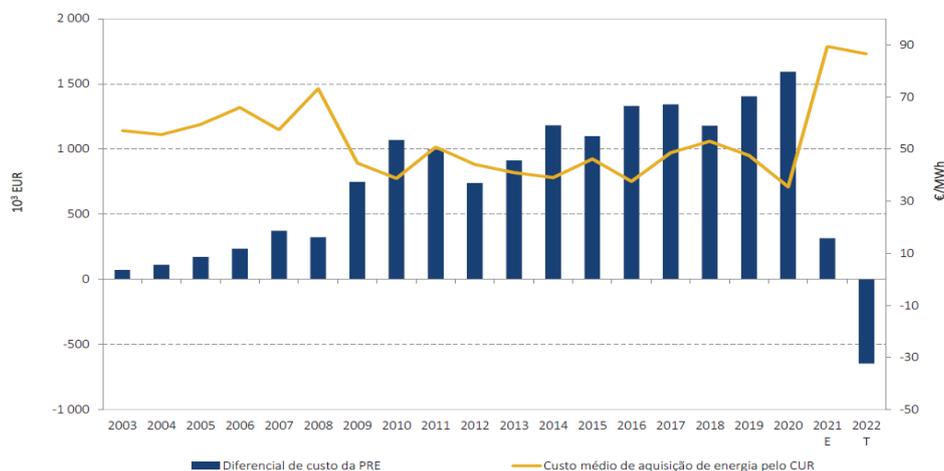
Fonte: ERSE Proposta de TeP para 2022

### H.1. Diferencial do custo da PRE

1. O diferencial de custo da PRE com a remuneração garantida resulta da diferença entre o custo de aquisição desta energia, por parte do Comercializador de Último Recurso (CUR), e a receita da sua venda no mercado organizado. Este diferencial é recuperado na tarifa de uso global do sistema (UGS), aplicável a todos os consumidores, independentemente do seu fornecedor.
2. É conhecido o forte crescimento da produção em regime especial nos últimos anos.

3. A figura seguinte apresenta a evolução do diferencial do custo com a aquisição da PRE com remuneração garantida no período de 2003 a 2022, recuperado pelas tarifas do ano.

Figura 3-22 - Evolução do diferencial de custo PRE (reais recuperados pelas tarifas)



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

Nota: tal como refere a ERSE, a partir de 2012 estes valores incluem os montantes deduzidos no âmbito do mecanismo de alisamento estabelecido no artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho de 2011, alterado pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto, e pelo Decreto-Lei n.º 79/2020, de 1 de outubro.

4. Tal como referenciado ao longo deste parecer, é a evolução estimada para 2021 e prevista para 2022 dos preços de energia elétrica no mercado grossista (que se estima aproximar, ou mesmo ultrapassar, as remunerações unitárias garantidas da PRE) que alicerça a inversão do sinal do diferencial de custos da PRE em 2022. Para esta inversão também contribuíram os ajustamentos do ano 2021 a devolver ao sistema, que foram motivados pelo desvio significativo do preço de mercado e das medidas mitigadoras face ao previsto nas tarifas 2021. No caso das medidas mitigadoras, foi o aumento do preço das licenças de CO2 que justificou em grande parte o desvio ocorrido, tendo presente que as receitas dos leilões revertem parcialmente para o SEN.
5. O CT recorda a expectativa da ERSE, expressa no âmbito da proposta de tarifas e preços para 2021, que enaltecia a tendência decrescente do valor do diferencial do custo da PRE e que referia que “os próximos anos deverão ser marcados por uma redução gradual do sobrecusto nos produtores existentes, designadamente devido ao fim dos regimes bonificados em várias tecnologias, por término do prazo, mas também devido à redução das remunerações garantidas, designadamente da eólica e da cogeração por força do quadro legal vigente. Adicionalmente, a ligação massiva à rede de capacidade solar com remuneração garantida abaixo dos atuais preços de mercado poderá acentuar este comportamento”. Esta previsão foi ultrapassada pela atual pressão altista que se conhece nos preços dos mercados grossistas, exemplo claro da complexidade e dificuldade do exercício regulatório.

## H.2. Custos dos CMEC

1. Os 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 por todas as entidades da cadeia de faturação do setor elétrico.
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 ao produtor durante os próximos 10 anos, a que acresce a parcela fixa anual de 67,5 milhões de euros. 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 <sup>6</sup>, 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. O montante apurado referente a 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 anualmente por via tarifária, com uma garantia de neutralidade financeira através das parcelas de acertos e de alisamentos.
7. O valor apurado de 65,65 milhões de euros, a pagar pelos consumidores nas tarifas de 2022, reflete:
  - a. O valor de 67,53 milhões de euros relativos à parcela fixa de renda anual.
  - b. O valor de 21,871 milhões de euros, a título de devolução referente à remuneração dependente dos coeficientes de disponibilidade das centrais.
  - c. O valor de 18,948 milhões de euros, relativo à renda anual do ajustamento final.
  - d. Os desvios de faturação de CMEC ocorridos no passado.

---

<sup>6</sup> 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).

Quadro 0-10 – Montantes referentes aos CMEC repercutidos nas tarifas de 2022

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Ano 2022
Parcela Fixa	
Renda anual - valor inicial	67 532
Desvios faturação	-6 545
Parcela de Acerto	
Devolução de valores do passado	-21 871
Renda anual - ajustamento final	18 948
Desvios faturação	6 589
Parcela de alisamento	
Desvios de faturação t-1 - parcela fixa	-2 522
Desvios de faturação t-1 - parcela acerto	3 521
<b>Total</b>	<b>65 651</b>

Fonte: ERSE, Proposta TeP para 2022

8. Nesta proposta de tarifas, e na sequência do solicitado pelo CT, a ERSE apresenta um mapa resumo dos montantes das principais parcelas dos CMEC previstos reconhecer até às tarifas de 2027.

Quadro 4-41 – Montantes referentes aos CMEC previstos repercutir em tarifas

Unid: 10<sup>6</sup> EUR

	Valores previstos				
	T2021	T2022	T2023	...	T2027
Parcela fixa - renda valor inicial CMEC	67,5	67,5	67,5	...	67,5
Parcela de acerto - Devolução de valores do passado	-86,5	-21,9		...	
Parcela de acerto - renda ajustamento final CMEC	18,9	18,9	18,9	...	18,9
Parcela de alisamento - revisibilidade prevista t-1				...	
<b>Total</b>	<b>0,0</b>	<b>64,6</b>	<b>86,5</b>	<b>...</b>	<b>86,5</b>

Fonte: ERSE, Proposta TeP para 2021: “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2021”

9. Os CMEC retomam, como previsto, a sua contribuição de custo do sistema que impacta as tarifas, a partir de 2022, após o fim do período de devolução “neutral”, determinado na sequência do despacho do Secretário de Estado de Energia, mencionado no ponto 5.
10. O CT releva a perspetiva quantitativa da evolução desta importante rubrica dos CIEG, contribuindo, assim, para um melhor esclarecimento.
11. Tal como expresso no parecer do ano anterior, o CT regista não encontrar, na presente proposta, qualquer referência à parcela de acerto da revisibilidade anual do ano de 2017. Efetivamente, esta foi considerada com valor nulo na fixação de tarifas para o ano de 2019, tendo a ERSE referido, na sua resposta aos comentários do CT em dezembro de 2018 “*não foi considerado qualquer montante, uma vez que não ocorreu à data a devida homologação por parte do membro do Governo responsável pela energia*”.
12. Por forma a não penderem riscos adicionais nas tarifas, por valores ou encargos determinados posteriormente por falta de atempada homologação, o CT recomenda à ERSE que procure fechar definitivamente esta questão da revisibilidade de 2017.

### H.3. Diferencial do custo dos CAE

1. 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.
2. A diferença entre os custos definidos pelos CAE, e as receitas da venda em mercado da energia produzida, corresponde ao diferencial de custo com os CAE, individualizado na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial.
3. Este diferencial de custo é recuperado através da tarifa de Uso Global do Sistema, que impacta todos os consumidores de energia elétrica.
4. O cálculo do sobrecusto CAE baseia-se na previsão de produção para 2022 e respetivas receitas em mercado e custos associados à central de ciclo combinado da Tapada do Outeiro, detida pela Turbogás, tendo presente que o CAE da central térmica a carvão do Pego, detida pela Tejo Energia, termina o seu contrato em novembro de 2021.
5. O diferencial do custo dos CAE, recuperado através da tarifa de UGS, resulta, assim, da soma das seguintes parcelas:
  - a) 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;
  - b) Proveitos associados aos incentivos económicos à gestão otimizada dos centros electroprodutores detentores de CAE não cessados, definidos pela ERSE nos termos da Diretivas aplicáveis;
  - c) O ajustamento definitivo do ano t-2 e o ajustamento provisório do ano t-1.
6. No que diz respeito ao incentivo mencionado na alínea b), o Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de julho, atribuiu à ERSE a competência para a definição do mecanismo de incentivos à otimização da gestão dos CAE não cessados. Neste sentido, a ERSE publicou a regulamentação complementar que estabeleceu as metodologias de cálculo dos incentivos económicos à gestão otimizada dos CAE não cessados, num primeiro momento através do Despacho n.º 11210/2008, de 17 de abril, que foi posteriormente revogado pela Diretiva n.º 2/2014, de 3 de janeiro. Esta diretiva estabeleceu o incentivo ICAE e o prémio de adequação de mercado PAM, que vigoraram até 2020.
7. De modo a adequar estes incentivos à redução gradual da atividade desenvolvida pela REN Trading, por se aproximar o fim da vigência de ambos os contratos, que ocorrerá em novembro de 2021 no caso da Tejo Energia e no primeiro trimestre de 2024 no caso da Turbogás, a ERSE publicou a Diretiva n.º 2/2021, de 19 de janeiro, que estabeleceu o novo incentivo para a gestão otimizada dos CAE não cessados, também designado  $I_{CAE}$ , em vigor a partir do ano de 2021.
8. O incentivo comporta duas vertentes:
  - (i) o incentivo associado à margem operacional libertado com a gestão dos CAE não cessados, em função dos respetivos custos variáveis de produção ( $I_{CAE}$ );
  - e
  - (ii) um prémio para a participação nos diferentes referenciais de mercado, que é função da modulação realizada com as centrais ( $P_{AM}$ ).

Os custos de funcionamento da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica (CVEE) do Agente Comercial são incorporados no incentivo  $I_{CAE}$  no momento do ajustamento definitivo dos proveitos.

9. O valor do diferencial de custo das centrais com CAE não cessados (Turbogás e Tejo Energia), previsto para 2022, sem ajustamentos, é de 61,25 milhões de euros, substancialmente inferior ao valor de 228,51 milhões de euros previstos nas tarifas de 2021.
10. O montante global a considerar a título de sobrecusto dos CAE foi fixado em (-) 77,6 milhões de euros, ou seja, um valor a recuperar pelo sistema. O valor final negativo do sobrecusto com CAE a recuperar pelas tarifas de 2022 deve-se ao efeito dos ajustamentos negativos, em particular ao valor estimado do sobrecusto para 2021.

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

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR	
		Tarifas 2021	Tarifas 2022
A = 1 + 2 - 3	Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE	228 509	61 252
1	Custos com aquisição de energia eléctrica, aos produtores com CAE	447 442	424 676
2	Outros custos, designadamente, custos com tarifa de URT e custos com aquisição de energia eléctrica dos produtores com CAE	7 889	1 830
3	Proveitos com a venda da energia eléctrica dos produtores com CAE	226 822	365 254
B = 4 + 5 + 6*7	Custos de funcionamento no âmbito da actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	1 347	1 181
4	Custos de exploração da actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica (valor líquido)	1 315	1 153
5	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	31	27
6	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, líquido de amortizações e comparticipações	19	23
7	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	4,60%	4,00%
C	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, no ano t-1	-104 208	148 434
E	Ajustamento no ano t, dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, tendo em conta os valores ocorridos em t-2	-43 431	-8 344
F = A + B - C - E	Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a transferir para a GGS	377 494	-77 656

Fonte: ERSE, "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2022"

11. Como referido, esta evolução deve-se, entre outros fatores, ao fim do CAE da central da Tejo Energia em novembro de 2021 e ao aumento previsto no preço de energia no mercado grossista.
12. O fim do CAE da central da Tejo Energia em 2021 e as suas condicionantes de funcionamento devido ao stock de carvão existente durante esse ano, são determinantes na evolução do diferencial de custo com o CAE desta central nos anos de 2021 e 2022. Desde logo, a descida do encargo de potência em 2021, que se deve à redução do período a que respeita, tendo em conta que o CAE termina em novembro de 2021, e, por esse motivo, a sua nulidade em 2022.
13. Quanto ao valor global dos encargos de energia desta central, são afetados, essencialmente, pelo crescimento abrupto do preço das licenças de CO2 e pelo stock de carvão disponível no início de 2021, que não foi aumentado desde 2019 por decisão da REN Trading, dando origem a cancelamentos de carregamentos de carvão.
14. Relativamente a este último aspeto, segundo a ERSE, os respetivos custos encontram-se na rubrica dos encargos de energia da central da Tejo Energia em 2020, no valor de cerca 13 milhões de euros que foram provisoriamente aceites pela ERSE nesta proposta, mas ainda se encontram sob análise que poderá determinar uma decisão diferente.
15. Para o agregado das duas centrais, o fim do CAE da Tejo Energia em 2021 e o aumento das receitas resultante da evolução dos preços de eletricidade no mercado grossista são determinantes para a redução do sobrecusto com os CAE repercutido em 2022 na tarifa de Uso Global do Sistema

16. Ao nível dos custos incorporados na determinação do sobrecusto CAE, registre-se ainda o impacto em 2022 da extinção da tarifa de uso da rede de transporte aplicável aos produtores em 2022, em resultado da última revisão do Regulamento Tarifário do setor elétrico.

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

1. Os custos com a convergência tarifária com as 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.

##### Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas em 2021 e 2022

Unidade: Milhares de euros

	RAA	RAM	Total
Custos com a convergência tarifária a incorporar na tarifa de UGS em 2022	70 567	67 369	137 936
Custos com a convergência tarifária a incorporar na tarifa de UGS em 2021	62 398	61 617	124 015

2. O acréscimo do custo com a aquisição de combustíveis fósseis explica, em grande parte, o aumento dos custos com a convergência tarifária nas RAA.

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

1. O volume dos CIEG conheceu uma evolução atípica na proposta de tarifas para 2022, face ao histórico, tal como já exposto no ponto I, passando a representar, globalmente, um benefício líquido para o sistema elétrico nacional.
2. É, contudo, relevante ventilar a repartição de cada um dos CIEG pelos diferentes níveis de tensão e tipo de fornecimento, decorrente da aplicação da portaria nº 332/2012, de 22 de outubro, para determinação das tarifas de 2022, conjugada com o disposto no Despacho dos Gabinetes do Ministro de Estado e das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, de 14 de Outubro, que determinou a afetação ao sobrecusto da PRE renovável das receitas provenientes do ISP, dos leilões de licenças de emissão de gases com efeito de estufa, da CESE e dos saldos de gerência do FA e do FSSSE.

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
Sobrecusto PRE (DL90/2006)	-29,5	-101,7	-377,5	-0,4	-0,6	-56,8	-566,4
Sobrecusto PRE (não DL90/2006)	-2,5	-6,3	-16,7	-4,4	-3,5	-46,3	-79,7
Sobrecusto dos CAE	-4,0	-8,6	-25,1	10,6	1,2	-51,8	-77,7
CMEC	1,0	2,0	8,6	3,0	3,1	47,9	65,7
Garantia de potência	0,2	0,5	1,0	0,2	0,1	1,1	3,2
Sobrecusto RAs	14,5	31,8	84,3	-56,6	-15,1	79,1	137,9
Estabilidade (DL 165/2008)	7,3	20,2	43,8	9,4	5,0	48,0	133,7
Ajust. de aquisição de energia	4,1	11,5	24,8	5,3	2,8	27,2	75,7
Diferencial extinção TVCF	0,1	0,1	0,3	0,1	0,0	0,3	0,9
Sobreproveito	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,0	-0,1	-0,2
Terrenos	0,7	1,9	4,0	0,9	0,5	4,4	12,3
PPEC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>-8,2</b>	<b>-48,6</b>	<b>-252,5</b>	<b>-31,8</b>	<b>-6,5</b>	<b>53,1</b>	<b>-294,5</b>

Fonte: ERSE, Proposta de TeP para 2022

3. Os CIEG incluídos nas tarifas de Acesso às Redes, em MAT, AT, MT e BTE, em 2022, passam a contribuir para a redução do preço médio destas, enquanto, em BTN, os CIEG ainda se mantêm como um custo para estas tarifas, embora em menor proporção que em exercícios anteriores.
4. Outra forma de apreciar o impacto significativo desta importante componente na formação dos preços é através do indicador referente ao peso a considerar no cálculo do valor dos custos de interesse geral incluído na formação das Tarifas de acesso de redes (TAR), informação presente obrigatoriamente nas faturas dos clientes. Registam-se, desta forma, percentagens negativas nos níveis de tensão acima da BTN.

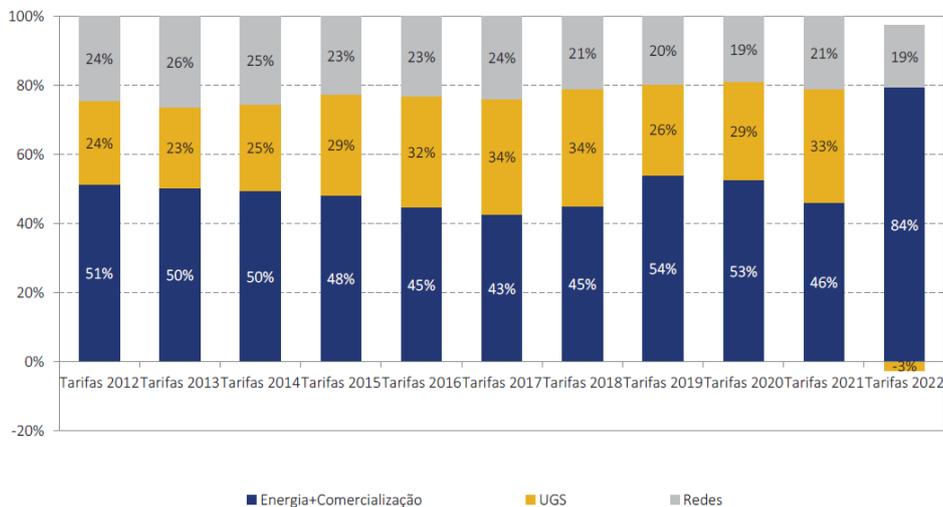
### Parâmetros a aplicar no cálculo do valor dos custos de interesse económico geral

2021		2022 (proposta)	
Nível de tensão / Tipo de fornecimento	% (CIEG / Tarifas de Acesso)	Nível de tensão / Tipo de fornecimento	% (CIEG / Tarifas de Acesso)
MAT	74%	MAT	-242%
AT	67%	AT	-416%
MT	61%	MT	-584%
BTE	63%	BTE	-4%
BTN > 20,7 kVA	60%	BTN > 20,7 kVA	17%
BTN ≤ 20,7 kVA	66%	BTN ≤ 20,7 kVA	30%

Fonte: ERSE, Proposta de TeP para 2022; ERSE, TeP 2021

5. O CT assinala a acentuada assimetria na repartição resultante do quadro regulamentar imposto para a distribuição dos CIEG, por nível de tensão, no processo de fixação de tarifas para 2022.
- I. Impacto na estrutura dos custos das tarifas**
1. A ERSE apresenta uma interessante visualização da evolução da estrutura dos custos, estimada, do setor elétrico desde 2012, para Portugal Continental, onde os custos são agrupados de modo análogo à classificação das atividades reguladas.
  2. É bem evidente, nesta representação, o impacto da situação vivida nos mercados e a singularidade do ano 2022 quanto ao peso da energia elétrica, justificado pelo aumento substancial dos custos com a energia prevista ocorrer em 2022, e o peso negativo da UGS resultante da redução do diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial e da redução do sobrecusto CAE, devido ao enorme aumento ocorrido em 2021 e previsto ocorrer em 2022 nos preços de energia elétrica nos mercados grossista.

Figura 3-2 - Estrutura dos custos por atividade

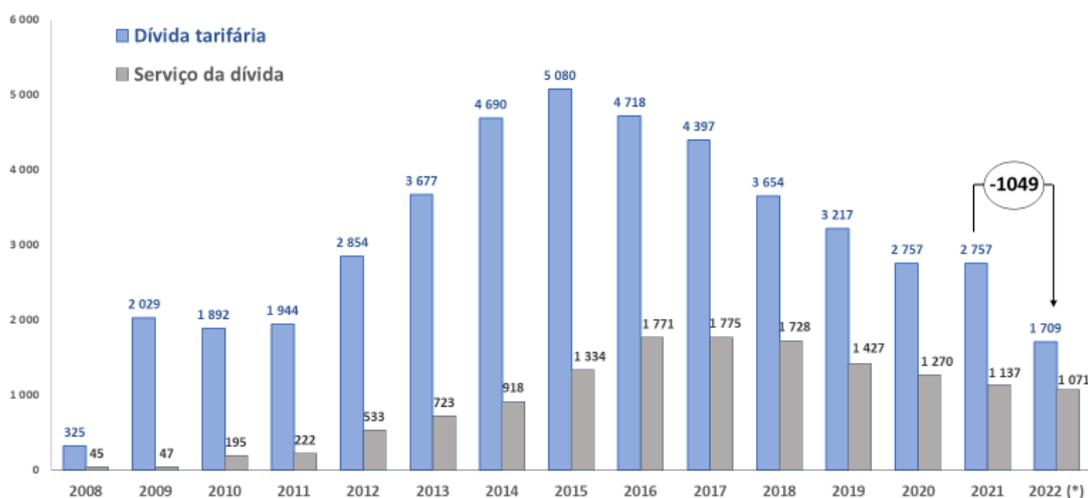


Fonte: ERSE, Proposta de TeP para 2022

#### J. 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 2022, 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 amortização).

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



(\*) ERSE - Proposta de tarifas e preços para 2022

4. A proposta de tarifas e preços para 2022 volta a restabelecer o movimento de redução do volume de dívida tarifária iniciado em 2016 e interrompido em 2021 (<sup>7</sup>).
5. No final de 2022 aponta-se para uma dívida tarifária de cerca de 1.7 mil milhões de euros, ao que terá correspondido uma redução da mesma em cerca de mil milhões de euros durante o ano.
6. O CT regista positivamente a opção da ERSE em retomar a redução da dívida tarifária, bem como a não criação de dívida suplementar no presente exercício, como um claro objetivo da presente proposta de tarifas. O CT também considera que se trata de uma escolha estrategicamente muito relevante uma vez que alivia as restrições financeiras para os próximos processos de fixação de tarifas.

#### K. Medidas mitigadoras do SEN

1. 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.
2. 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 2022, bem como as previsões efetuadas pelas empresas reguladas, e ainda os novos parâmetros definidos para o período regulatório 2022-2025.
3. 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

7

Anos	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Redução da dívida tarifária (milhões de euros)	362	321	743	437	460	0	1049

nas tarifas por via legal, decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, os designados CIEG.

4. Fruto da própria natureza exógena dos CIEG que escapam ao quadro de decisões diretas do Regulador, bem como pelo 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. As medidas mitigadoras advêm de decisões das instâncias superiores e são suportadas por quadro normativo especificamente produzido para o efeito. O seu principal objetivo 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. A definição excecional destas 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, de 14 de outubro, num total de 508,5 milhões de euros, também estabeleceu, desde logo, a sua distribuição pelos níveis de tensão MAT, AT e MT para efeitos tarifários, de acordo com as seguintes percentagens:

MAT	AT	MT
5,8%	20%	74,2%

O CT não pode deixar de registar que esta afetação não contempla o nível de tensão BT, beneficiando exclusivamente os níveis de tensão superiores. Trata-se de uma decisão, eminentemente política, que ganharia maior transparência com uma justificação fundamentada por parte da tutela.

7. O CT assinala, contudo, que até à data do presente parecer, o referido Despacho dos Gabinetes do Ministro de Estado e das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, de 14 de outubro, não se encontra publicado no Diário da República.
8. A ERSE incorpora na documentação de suporte, pela primeira vez e tal como sugerido pelo CT, uma tabela que resume e sistematiza o conjunto das medidas mitigadoras previstas para 2022, bem como um ponto de situação da melhor estimativa para o ano em curso.

Unidade: Milhares de euros

	2021E	2021T	2022T
Receitas do mecanismo previsto no DL 74/2013	17 000	30 200	0
Receitas geradas pela venda em leilão das licenças de emissão de gases com efeito de estufa que revertem para o SEN	270 000	153 090	286 899
Transferência decorrente do FSSSE e receitas adicionais no âmbito do CELE	187 250	184 866	110 000
Afetação extraordinária ao SEN resultante do Despacho dos Gabinetes do Ministro de Estado e das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática de 14 de outubro de 2021	0	0	131 456
50% receita gerada pela tributação do carvão em sede de ISP e adicionamento de CO2	4 200	750	3 700
Receita das vendas de Garantias de Origem que reverte para o SEN	8 800	6 009	8 900
Custos de organização e operacionalização do procedimento concorrencial para atribuição de reserva de capacidade de injeção , para energia solar fotovoltaica	473	473	0
Reversão do valor apurado por atuação indevida no mercado de serviços de sistema - efeitos da auditoria da Brattle		72 900	
Revogação incentivo à garantia de potência na modalidade de incentivo ao investimento		14 156	
Revogação do regime de interruptibilidade	0	0	79 539
<b>TOTAL medidas de contenção tarifária</b>	<b>487 723</b>	<b>462 444</b>	<b>620 494</b>

Fonte: ERSE, Proposta TeP para 2022

9. O volume de recursos financeiros alocados às medidas mitigadoras em 2022 ascende a 620 M€ (+ 27% face a 2021E). O CT destaca em particular:
- ✓ Previsão das receitas geradas pela venda em leilão de licenças de emissão que revertem para o SEN, calculadas de acordo com o Decreto-Lei n.º 12/2020, de 6 de abril. Este diploma determina que 60% das receitas geradas pelos leilões das licenças de emissão atribuídas a Portugal devem ser utilizadas para promover as energias renováveis, através da compensação de parte do sobrecusto da produção em regime especial a partir de fontes de energia renovável. Com a melhor informação disponível, a ERSE prevê que em 2022 seja transferido para o CUR cerca de **286,9 milhões de euros**.

- ✓ Previsão da reversão para o SEN do montante relativo às receitas geradas pela venda de Garantias de Origem, respeitantes à eletricidade produzida a partir de fontes renováveis por produtores que beneficiam de remuneração garantida, no montante de **8,9 milhões de euros**. As garantias de origem (GO) emitidas têm um valor de mercado que decorre da sua utilização por entidades consumidoras de energia elétrica para efeitos de certificação de um *mix* predeterminado da produção elétrica subjacente a esse consumo. No caso português, com a entrada em funcionamento da EEGO em março de 2020, este sistema tornou possível a emissão de GO que foram, posteriormente, objeto de transação através de um mecanismo de leilão competitivo.
- ✓ Receitas de ISP aplicável às centrais de ciclo combinado a gás natural. Ao nível do regime fiscal do Imposto sobre Produtos Petrolíferos é estabelecido um adicional de tributação que incide também sobre a utilização de carvão e do gás natural para a produção de eletricidade. Nos termos do n.º 12 do artigo 389.º da Lei n.º 75-B/2020, de 31 de dezembro, é consignado ao Sistema Elétrico Nacional o valor correspondente a 50% das receitas decorrentes da aplicação do referido regime fiscal, através do Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético (FSSSE). Em 2022, estima-se um valor máximo de proveitos de aproximadamente **3,7 milhões de euros** <sup>(8)</sup> correspondente a 50% das receitas de ISP sobre as centrais de ciclo combinado, já que deixa de existir parque electroprodutor a carvão no seguimento do descomissionamento de Central a carvão do Pego a 30 de novembro de 2021.
- ✓ Revogação do regime de interruptibilidade que se traduz num montante de **79,6 milhões de euros**. O mecanismo de atribuição e remuneração do serviço de interruptibilidade em Portugal não é compatível com as orientações relativas a auxílios de estado, nem com as regras e diretrizes europeias do mercado interno, que estipulam a adoção de procedimentos abertos, transparentes e não discriminatórios, em detrimento de mecanismos de atribuição administrativa como o ainda previsto na portaria n.º 592/2010, de 29 de julho.

O Governo comprometeu-se a avaliar e implementar mecanismos alternativos ao regime de interruptibilidade, designadamente através da inclusão dos consumidores que prestam estes serviços no regime de remuneração de reserva de segurança do SEN. Contudo, a operacionalização deste mecanismo carece de autorização a proferir pela Comissão Europeia, no âmbito dos procedimentos de auxílios de Estado, que ainda não foi emitida, tendo o Governo decidido estabelecer um mecanismo transitório para a cessação do regime de interruptibilidade ainda vigente, revogando a Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho.

À data de elaboração da presente proposta por parte da ERSE, ainda não se encontravam publicadas as disposições do mecanismo transitório, por se encontrarem em consulta de interessados. Nessa circunstância, a ERSE assumiu que os custos com contratos de prestação do serviço de interruptibilidade serão nulos em 2022 e que o mecanismo que se perspetiva vir a substituir o atual regime não terá incidência tarifária direta, por ser repercutido no referencial de mercados de serviços de sistema.

Com a publicação da Diretiva n.º 14/2021, de 3 de novembro, há que rever os custos do CUR em conformidade.

---

<sup>8</sup> 2,7 M€ com a tributação dos produtos petrolíferos, previstos no despacho dos Gabinetes do Ministro de Estado e das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática de 14/10/2021, corresponde ao valor consignado até agosto de 2021, estão integrados no valor total de 3,7 M€ previsto pela ERSE para o conjunto do ano.

Entretanto foi publicada a portaria nº 230-A/2021, de 29 de outubro, que revoga a Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho, onde se estabelece que os contratos de adesão ao serviço de interruptibilidade ativos à data de 31 de outubro de 2021 são automaticamente prorrogados até 31 de dezembro de 2021. Acrescenta que o valor da remuneração base dos meses de novembro e dezembro de 2021 assume o valor da remuneração base liquidada e faturada pelo operador da rede de transporte relativa ao mês de outubro de 2021. As instalações consumidoras abrangidas ficam dispensadas da realização dos ensaios de verificação de disponibilidade previstos no artigo 4.º -A da Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho, na sua redação atual, durante os meses de novembro e dezembro de 2021.

**Pelo exposto, o CT espera a correção, por parte da ERSE, dos valores previsionais para o regime de interruptibilidade para o ano de 2021.**

- ✓ Receitas provenientes do mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade, decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, alterado pelo Decreto-Lei n.º 104/2019, de 9 de agosto, estimadas com **valor nulo**.
  - ✓ Transferência para o SEN na sequência do Despacho dos Gabinetes do Ministro de Estado e das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, de 14 de outubro, no montante de **131,5 milhões de euros** (125,8 milhões de euros decorrentes da afetação dos saldos de gerência do Fundo Ambiental e do FSSSE e 5,7 milhões de euros provenientes dos saldos de gerência da ERSE apurados para o setor elétrico).
  - ✓ Transferência para o SEN na sequência do Despacho dos Gabinetes do Ministro de Estado e das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, de 14 de outubro, no montante de **270 milhões de euros** relativos à afetação da estimativa de receita gerada pelos leilões das licenças de emissão de gases com o efeito estufa no ano de 2021 <sup>(9)</sup>.
  - ✓ Transferência para o SEN na sequência do Despacho dos Gabinetes do Ministro de Estado e das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, de 14 de outubro, no montante de **110 milhões de euros** relativos à afetação do remanescente do produto estimado da contribuição extraordinária sobre o setor energético (CESE) do ano de 2021.
- 10.** Como nota final sobre este capítulo das medidas mitigadoras (ou de contenção tarifaria), o CT tem plena consciência dos impactos da múltipla produção legislativa, muitas vezes *ad-hoc*, e da volatilidade que pode sofrer alguma rubrica visto o seu carácter previsionial, acabando por provocar ajustamentos posteriores difíceis de identificar. Torna-se extremamente difícil acompanhar estes movimentos e transferências financeiras pelo que importa assegurar mecanismos acessíveis de rastreabilidade e transparência.
- 11.** O CT não pode deixar de notar que a classificação da extinção do regime de interruptibilidade como “medida mitigadora” é discutível, na medida em que os custos a ele associados continuarão a ser suportados pelos utilizadores do sistema, ainda que através do novo processo estabelecido para a Banda de Regulação. Ou seja, não será a mudança da metodologia de recuperação destes custos que permite concluir pela redução dos mesmos.

---

<sup>9</sup> Tendo em conta a data de consignação da receita gerada pelos leilões das licenças de emissão de gases com o efeito estufa, referida neste despacho, a ERSE considerou os 270 M€ relativos à afetação da receita gerada pelos leilões das licenças de emissão de gases com o efeito estufa em 2021, com efeito no ajustamento provisório do diferencial de custo de aquisição de energia à PRE a repercutir em 2022.

**12.** Pelo anteriormente exposto, o CT recomenda a revisão por parte da ERSE, da classificação utilizada para este item, e a realização de previsões para o regime de interruptibilidade e de banda de reserva de regulação para o ano de 2021 e 2022.

**L. Mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade, decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho**

1. Este diploma determina que os CIEG são suportados pelos produtores em regime ordinário e outros produtores que não estejam enquadrados no regime de remuneração garantida, sempre que se concluir que a existência de distorções provocadas por eventos externos implique um aumento dos preços médios de eletricidade no mercado grossista e proporcione benefícios não esperados nem expectáveis para os produtores.
2. Nos termos do Despacho n.º 6398-A/2021, de 29 de junho, está suspensa a receita decorrente do mecanismo de equilíbrio concorrencial, entre 1 de julho de 2021 e 30 de setembro de 2021, com a correspondente redução das receitas estimadas para o ano de 2021, na sequência de recentes opções do governo espanhol. A prorrogação da suspensão dos impostos sobre a geração em Espanha no 4º trimestre do ano 2021 levou à publicação do Despacho n.º 9975/2021, de 14 de outubro, que procede à suspensão do mecanismo de equilíbrio concorrencial no mesmo período.
3. Da mesma forma, há um conjunto de medidas de incidência fiscal em Espanha que podem aplicar-se ao ano de 2022, em resposta à crise dos mercados grossistas, podendo colocar-se o cenário de se manter suspensa a aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial, o que poderá implicar receita previsional nula.
4. Atendendo à complexidade técnica da aplicação deste mecanismo regulatório bem como à incerteza das medidas que podem vir a ser tomadas pelas autoridades competentes, o CT apoia a postura prudente da ERSE em considerar um valor nulo para a previsão do mecanismo de equilíbrio concorrencial no ano de 2022.
5. O CT tinha, inclusive, expresso essa mesma recomendação no seu parecer às tarifas do ano passado, dada a menor clareza jurídica da produção normativa relativa a esta componente que afeta os proveitos permitidos.

**M. Proveitos Permitidos**

**M.1. Metodologias de regulação**

Na proposta de Tarifas e Preços para 2022, primeiro ano do Período Regulatório 2022-2025, destaca-se as alterações ao modelo de remuneração aplicado ao ORT e ao ORD AT/MT para um modelo de TOTEX.

Estas alterações serão analisadas em detalhe nas secções relativas a cada operador sujeito a regulação económica.

**M.2. Proveitos permitidos a recuperar em 2022**

1. A proposta de Tarifas e Preços para 2022 destaca-se pela redução do valor de Proveitos a Recuperar em cerca de 62% face a 2021, de 3.335 M€ para 1.277 M€, no continente.
2. Esta redução deriva maioritariamente da redução dos Proveitos a Recuperar pela Tarifa UGS em cerca de 109%, de 2.013 M€ (valor a recuperar pelo SEN) para -180 M€ (valor a recuperar pelos consumidores).

3. Em sentido contrário, os proveitos a recuperar pela Tarifa de Energia aumentam 90,2% de 126M€, em 2021, para 239 M€, em 2022.
4. Ambas as variações têm como justificação os preços da eletricidade em mercado grossista anormalmente altos que influenciam quer um menor diferencial de custos com a PRE, com impacto na Tarifa UGS, quer um maior custo de aquisição de energia em mercado para fornecimento aos clientes em mercado regulado, com impacto na Tarifa de Energia.

Quadro 3-6 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica em Portugal continental

Unidade: Milhares de euros

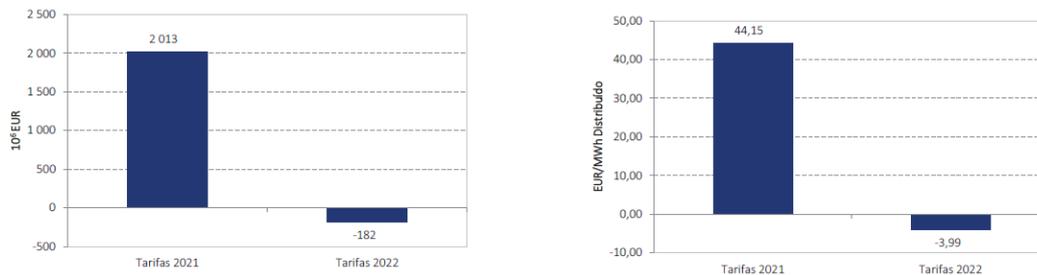
	T2021	T2022	Variação de proveitos T2022/T2021
	(1)	(2)	[(2) / (1)] - 1
<b>Gestão Global do Sistema</b>			
Proveitos permitidos do ORT	614 691	144 843	
Custos gestão do sistema	120 866	57 820	
Custos de interesse geral	492 885	83 864	
Custos com garantia de potência	1 940	3 158	
Custos a recuperar pelo ORD	1 449 639	-402 791	
Sustentabilidade de mercados e coexistência	-47 410	75 710	
Diferencial positivo ou negativo na atividade de comercialização devido à extinção das TVCF	-1 309	931	
Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória	-2 255	-195	
<b>Proveitos a recuperar com a UGS</b>	<b>2 013 356</b>	<b>-181 503</b>	<b>-109,0%</b>
<b>Operador Logístico de Mudança de Comercializador</b>			
OLMC	1 225	1 309	
Diferença entre os valores faturados pela E-Redes e os valores pagos à ADENE	-36	52	
<b>Proveitos a recuperar com as tarifas de OLMC</b>	<b>1 189</b>	<b>1 360</b>	<b>14,4%</b>
<b>Transporte de energia elétrica</b>			
Proveitos permitidos do ORT	286 446	279 640	
Diferença entre os valores faturados pela EDP D e os valores pagos à REN	-2 390	6 625	
<b>Proveitos a recuperar com as tarifas de URT</b>	<b>284 055</b>	<b>286 265</b>	<b>0,8%</b>
<b>Distribuição de energia elétrica</b>			
Total dos proveitos em AT/MT	334 539	394 143	
Total dos proveitos em BT	671 561	630 869	
<b>Proveitos a recuperar com as tarifas de URD</b>	<b>1 006 100</b>	<b>1 025 013</b>	<b>1,9%</b>
<b>Comercialização regulada</b>			
Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT	3	670	
Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	72	373	
Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	21 189	19 902	
<b>Proveitos a recuperar com as tarifas de Comercialização</b>	<b>21 264</b>	<b>20 945</b>	<b>-1,5%</b>
Aquisição em mercado+OMP+Cesur	-921 170	-2 104 690	
Aquisição aos PRE (exclui sobrecurso)	1 035 562	2 336 543	
Custos com serviços do sistema	8 391	4 452	
Custos de funcionamento	3 269	3 458	
<b>Proveitos a recuperar com a tarifa de Energia</b>	<b>126 053</b>	<b>239 763</b>	<b>90,2%</b>
<b>Proveitos a recuperar com as tarifas</b>	<b>3 452 018</b>	<b>1 391 843</b>	<b>-59,7%</b>
Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória	2 255	195	
Tarifa Social	-119 444	-115 135	
<b>Total de proveitos a recuperar com tarifas no continente</b>	<b>3 334 829</b>	<b>1 276 903</b>	<b>-61,7%</b>

Nota: 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.

### M.3. Proveitos da UGS

- 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 e (iv) ajustamentos positivos ou negativos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto.
- Na definição de tarifas para 2022 observa-se uma inversão da contribuição dos proveitos a recuperar pela tarifa UGS que passam de um valor de 2.013 M€ a recuperar pelo SEN, em 2021, para 182 M€ a recuperar pelos consumidores, em 2022. A tarifa UGS contribui assim para uma redução significativa dos proveitos a recuperar através das Tarifas de Acesso às Redes e para uma redução do peso desta componente na fatura dos consumidores.

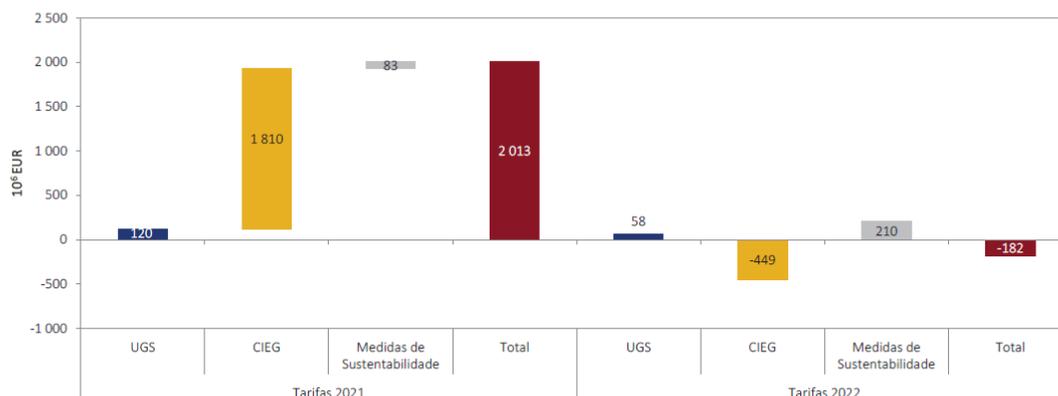
Figura 3-16 - Variação dos proveitos a recuperar com a UGS



Fonte: ERSE, Proposta de TeP para 2022

- A evolução referida deve-se maioritariamente à variação da componente de CIEG que passa de 1.810 M€ a recuperar pelo SEN, em 2021, para 449 M€ a recuperar pelos consumidores, em 2022. Acresce um aumento da componente das Medidas de Estabilidade e Sustentabilidade de mercados e uma diminuição dos custos do ORT a recuperar pela tarifa UGS.

Figura 3-17 - Explicação dos proveitos a recuperar com a UGS por componente



Fonte: ERSE, Proposta de TeP para 2022

4. 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 da redução do diferencial de custo previsto para 2022 quer pelo impacto positivo (a favor dos consumidores) dos ajustamentos de anos anteriores.
- 5.

Proveitos associados à PRE (m€)	Tarifas 2021	Proposta Tarifas 2022
<b>Proveitos excluindo alisamento</b>	<b>1.469</b>	<b>-1.584</b>
<i>Diferencial de custo PRE do ano</i>	<i>1.093</i>	<i>104</i>
<i>Outros Custos, Custos de Funcionamento e Medidas de Atenuação do impacto da PRE</i>	<i>-310</i>	<i>-525</i>
<i>Ajustamentos de anos anteriores</i>	<i>686</i>	<i>-1.163</i>
<b>Alisamento dos custos da PRE</b>	<b>-101</b>	<b>938</b>
<b>Total de Proveitos a Recuperar pela Função de Compra e Venda de Energia da PRE</b>	<b>1.368</b>	<b>-646</b>

Fonte: ERSE, Proposta de TeP para 2022; ERSE, TeP 2021

Analisando em detalhe a componente associada aos custos com a PRE, é possível identificar que, para um total líquido de 646 M€ a recuperar pelos consumidores, contribuem 1.163 M€ que dizem respeito a ajustamentos de anos anteriores a favor do SEN, maioritariamente relativos ao ano de 2021, por força da correção do preço médio de venda em mercado da energia adquirida à PRE face à estimativa incluída nas tarifas de 2021.

O diferencial de custo PRE previsto para 2022 (104 M€) tem por base um preço de referência médio para a venda em mercado da energia adquirida à PRE de 86,51 €/MWh (conforme Figura 4-60 do documento “Proveitos e Ajustamentos”, preço determinado “tendo par base o preço médio de mercado, bem como os perfis de aquisição da PRE e os custos com desvios que lhe estão associados”).

Não se prevendo a afetação de outros diferimentos em 2022, a rubrica de alisamento assume o valor previsto nas “Tarifas e Preços para 2021”.

6. No caso dos proveitos associados aos CAE, também aqui o principal impacto vem de ajustamentos de anos anteriores, destacando-se a importância do ajustamento relativo a 2021, justificada pelo mesmo motivo da PRE.

Proveitos associados aos CAE (m€)	Tarifas 2021	Proposta Tarifas 2022
<b>Diferencial de custo CAE do ano</b>	<b>229</b>	<b>61</b>
<b>Custos de Funcionamento e Remuneração do Capital</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
<b>Ajustamentos de anos anteriores</b>	<b>148</b>	<b>-140</b>
<b>Total de Proveitos Permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a transferir para a GGS</b>	<b>377</b>	<b>-77</b>

Fonte: ERSE, Proposta de TeP para 2022; ERSE, TeP 2021

O diferencial de custo associado aos CAE previsto para 2022 (61 M€) tem por base um preço médio de 89,1 €/MWh (conforme Figura 4-2 do documento “Proveitos e Ajustamentos”, “preço médio de mercado previsto tendo em conta o mercado de futuros”).

7. 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, em particular devido à incerteza quanto à data de “normalização” dos preços elevados que se têm observado.

8. Ainda assim, o CT considera que não pode deixar de ser adotada uma posição de prudência em que haja a garantia de não serem gerados desvios relativos ao ano de 2022, a incluir nas tarifas do ano 2023 e seguintes, que possam causar variações no valor das tarifas que não sejam sustentáveis no longo prazo.
9. As Tarifas propostas para 2022 beneficiam significativamente do impacto positivo (a favor dos consumidores) dos ajustamentos relativos a anos anteriores da tarifa UGS, o que permite que a amortização da dívida tarifária prevista para 2022 ocorra sem reflexo nas tarifas do ano.
10. 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 desvios que gerem ajustamentos desta magnitude devem ser evitados.

Quadro 3-11 - Ajustamentos de 2020 e 2021 a repercutir em tarifas

Unidade: milhões de euros

	Ajustamento 2020	Ajustamento 2021	Total
Valor a recuperar pela Tarifa de energia	8,3	67,4	75,7
Valor a recuperar pela Tarifa UGS	-104,0	-1 198,5	-1 302,5
CMEC+SCAE	8,4	-147,4	-139,0
SPRE	-112,4	-1 051,1	-1 163,5
<b>Ajustamento total</b>	<b>-95,7</b>	<b>-1 131,1</b>	<b>-1 226,8</b>

## N. Proveitos permitidos do operador da rede de transporte

### N.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*. A análise dos parâmetros a aplicar a esta atividade é realizada na parte III deste Parecer.
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 provisória do valor considerado para determinados custos, por insuficiência, na ótica da ERSE, de informação prestada pelo operador.
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 limitar estas situações.

## **N.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.

A análise dos parâmetros e modelo de regulação a aplicar a esta atividade será objeto de comentários específicos na parte III deste Parecer e a par desta por inerência a discussão sobre a estrutura TOTEX.

### **2. Investimentos**

O PDIRT-E passou a ser o referencial de investimento do modelo TOTEX, sem prejuízo de se considerarem outros investimentos decorrentes de necessidades imprevisíveis. O CT constata que a ERSE, tendo por base o Parecer que emitiu a 27 de agosto à Proposta de PDIRT-E 2021, exclui *a priori* da base de ativos aceites os projetos que se listam abaixo em que se fazem recomendações específicas e que irão requerer uma análise mais aprofundada por parte da ERSE:

- a. Resiliência e Adaptação às alterações climáticas num total de 43,1 M€ no período 2021-2025. Este montante foi agregado partindo do pressuposto de que a natureza dos mesmos é idêntica aos custos incorridos no passado associado à limpeza das faixas de combustíveis. O CT recomenda que revisitem a natureza dos custos em análise para permitir a adequada alocação dos mesmos.
  - b. Capacitação da RNT para ligação de múltiplas pequenas unidades de produção ligadas à rede de distribuição (26,2 M€ investimento a custo total no período 2021-2025) – A ERSE condiciona a aceitação futura dos projetos à disponibilização dos estudos referidos pelo ORT no PDIRT-E. O CT recomenda neste caso que sejam identificados os casos em discussão e se enquadrem no que for disposto para o investimento em causa em sede de PDIRT-E 2021 quando aprovado.
  - c. Outros projetos (1,2 M€) – aguardam esclarecimentos do ORT. O CT recomenda que as questões com o ORT sejam esclarecidas com celeridade para permitir um correto estabelecimento do valor de TOTEX a considerar para o período 2022/2025.
3. Foram aceites condicionalmente investimentos transferidos em 2020 e previstos transferir em 2021 que aguardam informação adicional do ORT para que os mesmos sejam aceites de forma definitiva.
  4. O CT recomendou oportunamente que fosse considerado um período alargado de preparação da informação para operacionalizar o novo modelo TOTEX.
  5. Face ao exposto, e mesmo tendo em conta o reduzido período em que foi definido o modelo que agora se vai iniciar, o CT recomenda uma maior interação entre a ERSE e o ORT antes da apresentação das Propostas, de modo a evitar situações semelhantes no futuro, sendo fundamental que se clarifiquem em tempo útil as questões que ainda estejam pendentes.

### **N.3. Incentivo à melhoria do desempenho técnico (IMDT)**

1. A proposta apresentada pela ERSE no documento “Parâmetros de Regulação para o Período 2022-2025” prevê a substituição do Incentivo à Racionalização Económica do Investimento (IREI) – aplicado de 2018 a 2021 – pelo incentivo à melhoria de desempenho técnico (IMDT).

O IREI consistia num incentivo que integrava a continuidade operacional do equipamento em fim de vida útil condicionado a um conjunto de indicadores de desempenho técnico da rede. O IREI deu continuidade e aperfeiçoou o anterior Incentivo à Manutenção em Exploração de Equipamento em Fim de Vida Útil (IMEEFVU) reconhecido como um bom exemplo de mecanismo que, estando bem parametrizado, transmitia sinais corretos no sentido de se manterem elevados padrões de desempenho da rede com o menor volume de investimento possível.

2. O CT constata que o IMDT apenas mantém uma característica do antigo IREI: o incentivo a atingir níveis de desempenho de excelência. A outra componente de incentivo relativa à continuidade operacional do equipamento em fim de vida útil foi nesta proposta valorizada a zero, sem que se tenha procedido como referia a ERSE<sup>10</sup>, *“a um período regulatório de transição que permitisse entre outros fatores, o planeamento e implementação de novas estratégias de investimento em sua substituição já que a adaptação a uma nova metodologia de regulação demora vários anos”*.
  3. A perda da componente de incentivo ao adiamento de investimento, a par das condicionantes de um novo modelo regulatório sem um período de transição adequado, conduz a uma descontinuidade de práticas de gestão de ativos e análise custo/benefício fundadas na valorização do anterior incentivo, alterando o equilíbrio atingido, com reflexo negativo na otimização de custos em prejuízo da empresa e dos consumidores.
  4. O CT reconhece o incremento do *valor em risco* associado à aplicação do novo incentivo IMDT, que passou a ser simétrico, o anterior era positivo ou nulo em caso de incumprimento, devendo este ser corretamente parametrizado no sentido de garantir que esse risco decorre de opções do operador de rede e não de efeitos externos não controláveis.
  5. Este novo incentivo inclui um novo indicador de desempenho associado à capacidade disponível da interligação que está ainda em consolidação pelos operadores e reguladores europeus, não sendo conhecido ainda o formato final da sua contabilização.
  6. Deve ser assegurado que, no indicador de qualidade de serviço para efeitos de contabilização do incentivo, traduzido pelo TIE (Tempo de Interrupção Equivalente), se mantenha a prática em vigor na sua contabilização no período cessante para efeitos do seu apuramento, ou seja, serem excluídos os eventos extraordinários por causa externa, bem como os casos de clientes monoalimentados, salvo os que, por restrições da respetiva rede, não puderam requerer alimentação redundante e a energia não fornecida resulte de ação negligente do operador de rede.
  7. Face ao exposto, o CT recomenda que a transição para o novo incentivo IMDT inclua durante este novo período de regulação uma Componente Transitória a extinguir em 2025 para permitir uma transição adequada em vez de ter um valor nulo como atualmente é proposto.
- O. Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica**
1. A regulação da atividade de Distribuição de Energia Elétrica (DEE) por parte da ERSE assenta num modelo em que são aplicadas metas de eficiência a um conjunto de custos, de modo a permitir uma gradual redução dos custos da atividade.

---

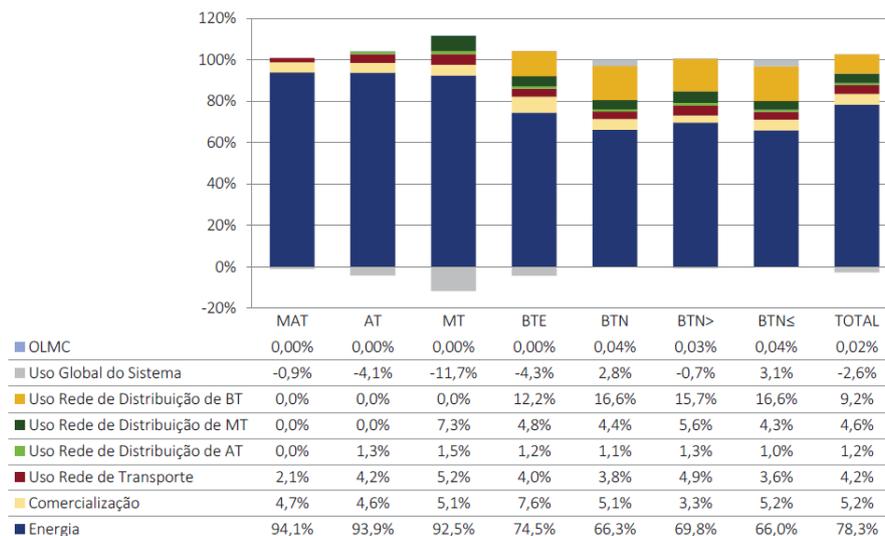
<sup>10</sup> “Consulta Pública 101 – Documento Justificativo – Proposta de Reformulação do Regulamento Tarifário – Setor Elétrico”, pág. 110

2. Para o período de regulação 2022-2025, a ERSE estendeu a regulação do tipo *revenue cap* ao TOTEX dos proveitos AT/MT, sendo a meta de eficiência aplicada sobre estes custos. Os custos com investimento já incorridos por parte do ORD ficam, contudo, fora da base de custos sujeita a eficiência, tanto para os proveitos AT/MT, como para os proveitos BT.
3. O TOTEX aceite, tanto nos proveitos AT/MT como nos proveitos BT, fica indexado a um conjunto de indutores de custos, entre os quais a taxa de remuneração aplicável à atividade de DEE. Para estabelecer a base de custos TOTEX AT/MT e BT, a ERSE considerou as previsões de evolução da base líquida de ativos para os quatro anos do período de regulação, apresentadas no documento de informação previsional elaborado pelo ORD, e transformou a série anual estimada num pagamento anual equivalente.
4. Os proveitos permitidos da DEE em 2022, apresentados pela ERSE na proposta de tarifas, são de:
  - a. 1.014M€, face a 1.024M€ na versão final dos proveitos permitidos para 2021.
  - b. 1.025M€, face a 1.006M€ nos proveitos de 2021, se os ajustamentos forem tidos em consideração.

Os proveitos permitidos vão, deste modo, ser menores comparativamente a 2021. A redução da taxa de remuneração, de 4,85% para o valor de referência de 4,3% contribui para o decréscimo dos proveitos permitidos.

5. O peso relativo da atividade de DEE nas tarifas de referência de venda a clientes finais, correspondente à soma das tarifas de Uso de Rede de Distribuição em AT, MT e BT, reduz, neste exercício, de 16,4% para 15%, variação essa fortemente impulsionada pelo aumento do peso da tarifa de energia, que passa a valer 78,3%, quando o seu peso era de 42,2% em 2021. A estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais é ilustrada pela Figura 7-31 da proposta de tarifas e preços para 2022.

Figura 7-31 - Estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais, decomposição por atividade



Fonte: ERSE, Proposta de TeP para 2022

### **O.1. Incentivo à integração em redes inteligentes (RSRI)**

1. Com a publicação do Regulamento ERSE n.º 610/2019, de 2 de agosto, a atividade de DEE passou ainda a contemplar um incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes (ISI).
2. Para 2022, está ainda prevista a inclusão, nos proveitos permitidos à atividade de DEE, de cerca de 5 M€, correspondentes à integração de, aproximadamente, 1 milhão de instalações no regime das redes inteligentes, no ano de 2020.

### **O.2. Devolução de receita da utilização de apoios BT**

1. Para o novo período de regulação, a ERSE optou por retirar definitivamente os proveitos suplementares associados ao aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações da base de custos totais sujeita a metas de eficiência, passando a totalidade destes proveitos a ser diretamente devolvida aos consumidores através da parcela de *“outros custos não sujeitos a eficiência”* dos proveitos permitidos. Ou seja, este ajustamento é neutro para os consumidores.
2. O CT concorda com a proposta da ERSE do ajustamento da base de custos do ORD.
3. Ainda assim, o CT mantém algumas das recomendações já emitidas no parecer relativo às tarifas de 2021, nomeadamente que:
  - a. se diligencie junto da ANACOM no sentido de ser elaborado e aprovado um regulamento que defina a metodologia da contrapartida a pagar pelos operadores de telecomunicações pela utilização de infraestruturas elétricas em BT.
  - b. seja fixada a repartição adequada desta contrapartida entre concedentes, concessionários e tarifas.

### **O.3. Custos não considerados nos proveitos**

1. O CT verifica que a ERSE refere que serão totalmente excluídos da base de custos aceites dos operadores os encargos com compensações e indemnizações a pagar a clientes em resultados de situações como a ocorrência de danos em equipamentos (por exemplo, decorrentes de sobretensões causadas por descargas atmosféricas incidentes sobre a rede) e condenações no âmbito de processos judiciais (por exemplo, associadas a prejuízos causados inadvertidamente, no âmbito da realização de trabalhos na rede).
2. O CT reconhece que, sem prejuízo do esforço que deve ser feito, por parte das empresas reguladas, para minimizar a ocorrência destas situações, estas não poderão ser evitadas em absoluto e são inerentes à atividade de qualquer ORD. Ou seja, embora os ORD possam e devam ser incentivados a minimizar o número de ocorrências deste tipo, existe uma quantidade mínima inerente à atividade, que não seria eficiente para o SEN, do ponto de vista económico, eliminar em absoluto. Por exemplo, não seria económico dimensionar as redes de forma a eliminar completamente o impacto de grandes perturbações atmosféricas, o que implica assumir que, numa operação eficiente, existe um nível mínimo de danos e indemnizações não evitáveis.
3. Neste contexto, o CT recomenda que, sobre esta matéria, a ERSE adote uma posição de compromisso razoável, entre reconhecer que existe um nível mínimo eficiente deste tipo de situações e garantir que o ORD é efetivamente incentivado a minimizar a sua ocorrência, quando eficiente. Concretamente, em linha com o tratamento dado a outros tipos de custos, o CT recomenda que seja definido pela ERSE um patamar eficiente para este tipo de encargos (por exemplo, incorporando na base de custos aceites

50% dos custos deste tipo registados nos anos que servem de referência para a sua fixação). Deste modo, garante-se que, em termos incrementais, o risco associada à ocorrência destas situações permanece integralmente do lado do ORD, garantindo-se um adequado alinhamento de incentivos.

**P. Atividade de Comercializador de Último Recurso**

1. O modelo de regulação aplicável às várias atividades desempenhadas pelo CUR no período de regulação que se inicia em 2022 ficou definido na recente reformulação do RT, discutida no âmbito da consulta pública n.º 101, procedendo-se na Proposta Tarifária em apreciação à parametrização do *price cap* estabelecido ao nível dos custos de exploração da atividade de Comercialização.
2. A esse respeito o CT constata que a base de custos sujeita a metas de eficiência totaliza 17,8 M€ em 2022, o que representa uma diminuição de cerca de 15% face ao valor considerado nas Tarifas para 2021. Nos anos seguintes, para além do número de consumidores, esta base de custos inicial deverá evoluir de acordo com a taxa de inflação e a meta de eficiência, estabelecida pela ERSE em 0,75%, suportada na análise dos custos de referência do CUR, examinada, por sua vez, no ponto III.7. deste Parecer.
3. O CT nota, ainda, que a ERSE não está a prever qualquer montante na componente de custos não controláveis do proveito permitido da Comercialização, apesar do previsível acréscimo de custos do CUR com o fornecimento supletivo aos clientes das carteiras dos comercializadores em dificuldades que decidam, voluntariamente, suspender a sua atividade, nos termos estabelecidos no Regulamento n.º 11/2021, de 15 de outubro.
4. O fornecimento supletivo preventivo, de dimensão difícil de antecipar, impacta a operativa comercial do CUR, acarretando custos superiores de serviço ao cliente (designadamente, com faturação e cobrança, atendimento telefónico, pedidos de informação, tratamento de reclamações), devendo, no entendimento do CT, acautelar-se o reconhecimento desses custos no proveito permitido da Comercialização.

**Q. Proveitos das empresas reguladas das RA**

**Q.1. Enquadramento**

1. As empresas das Regiões Autónomas, EEM e EDA, desenvolvem atividades reguladas relacionadas com a produção, a distribuição e a comercialização de energia elétrica.
2. Após proceder à avaliação dos resultados das metodologias de regulação aplicadas às atividades das empresas reguladas das RA nos períodos de regulação anteriores, a ERSE decidiu mantê-las, consolidando-as, para o novo período de regulação 2022-2025.
3. Em traços gerais, as metodologias de regulação das atividades de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (AGS), de Distribuição de Energia Elétrica (DEE) e de Comercialização de Energia Elétrica (CEE) das RA assentam ao nível do OPEX numa regulação por incentivos (enquadrável numa regulação do tipo *revenue cap* ou *price cap*), em que são aplicadas metas de eficiência a um conjunto de custos controláveis, de modo a permitir uma gradual redução dos custos das atividades e ao nível do CAPEX é aplicado um modelo regulatório de aceitação de custos e investimentos em base anual.
4. Adicionalmente, fazem também parte dos proveitos permitidos destas atividades, um conjunto de custos que atenta a sua natureza, são aceites fora do âmbito das bases de custos sujeitas a metas de eficiência, seguindo, cada um deles, abordagens específicas.

5. A título de exemplo, no que diz respeito aos custos com aquisição de combustíveis, em conformidade com o Regulamento Tarifário em vigor aplica-se uma metodologia de custos de referência para as componentes de aquisição, transporte, descarga e armazenamento, que terão novos parâmetros a partir de 2022, os quais, serão objeto de comentários específicos na parte III do presente Parecer.

#### **Q.2. Proveitos Permitidos das RA em 2022**

1. Os proveitos permitidos das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira em 2022, apresentados pela ERSE na proposta de tarifas, ascendem a:
  - a. 391 M€, face a 350 M€ nos proveitos permitidos de 2021 (+11%).
  - b. 406 M€, face a 339 M€ nos proveitos permitidos de 2021, se os ajustamentos não forem tidos em consideração (+20%).
2. 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 independentes (no caso da RAM) e custos com a aquisição de licenças de emissão de CO<sub>2</sub>.
3. O CT regista, que este previsional acréscimo de custos, está diretamente relacionado com a evolução das cotações esperadas nos mercados internacionais do Brent e das licenças de emissão de CO<sub>2</sub>, que constituem fatores não controláveis pelas empresas regionais.

#### **R. Operadores de Rede Exclusivamente em Baixa Tensão (ORD bt)**

1. O CT tem alertado, em diversos dos seus Pareceres, para a necessidade de ser definido um quadro normativo ao nível regulatório para as atividades de operação de distribuição de energia elétrica exclusivamente em BT. Este deverá abordar, nomeadamente, a exploração de redes exclusivamente em BT e a escala da sua operação, a separação de atividades, bem como a aquisição de energia e o diferencial dos CIEG.
2. Na resposta da ERSE a essa recomendação do CT, renovada no seu Parecer à Proposta de Tarifas e Preços para 2021, a ERSE referiu ter previsto, para 2021, a publicação de um regulamento para a atividade dos ORDbt, regulamento este que ainda não foi publicado.
3. No contexto da atual crise energética, afigura-se inquestionável que um quadro regulatório específico para a atividade destes agentes do SEN facilitaria a determinação dos proveitos permitidos a recuperara por estas entidades.
4. O CT entende que a publicação de uma tarifa a aplicar pelos CUR que atuam exclusivamente em BT, no âmbito do fornecimento supletivo, não dá garantias de uma correta separação contabilística das funções, observada a não aditividade da tarifa. No caso específico dos ORDbt, não permite avaliar a margem operacional da função de comercialização.

#### **S. Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC)**

1. 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.

2. A legislação determina que a atividade de OLMC é exercida por uma única entidade comum ao SEN e ao SNG. De acordo com o disposto no artigo 5º deste diploma, a atividade de OLMC está 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 determina, ainda, que o financiamento do OLMC não pode 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. 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.
5. 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 2020, foi calculado com as expressões constantes do artigo 90º do RT aprovado pelo Regulamento n.º 619/2017, de 18 de dezembro, alterado pelos Regulamentos n.º 76/2019, de 18 de janeiro e 496/2020, de 26 de maio. Os cálculos encontram-se no Quadro abaixo, fonte ERSE:

Quadro 4-32 - Proveitos permitidos e ajustamentos na atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

		Tarifas 2020	2020	Tarifas 2021	Tarifas 2022
A	Custos afetos à atividade de OLMC para o setor elétrico, aceites pela ERSE, previstos para o ano t	1 215	1 215	1 243	1 258
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	18	-51
<b>D = A - B - C</b>	<b>Proveitos da atividade de OLMC</b>	<b>1 198</b>	<b>1 198</b>	<b>1 225</b>	<b>1 309</b>
E	Valor faturado no ano t-2, por aplicação da tarifa de OLMC às entregas a clientes		1 147		
F = E - D	Desvio do ano		-50		
$i_{t-1}$	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, $t-1$ + spread		0,009%		
$i_{t-2}$	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, $t-2$ + spread		0,194%		
$G = F * (1+i_{t-2}) * (1+i_{t-1})$	Ajustamento dos custos com o OLMC tendo em conta os valores ocorridos		-51		

Fonte: ERSE, Proposta de Proveitos e ajustamentos para 2022

6. Consta-se assim, que, não tendo a ADENE recuperado em 2020 os proveitos permitidos previstos em 2019, o ajustamento de 2020 constante das tarifas de 2022 contempla um montante de 0,051 milhões de euros a receber pela ADENE.

## **T. Diversos**

### **T.1 Gestão de riscos e garantias no SEN**

1. Em 31 de março de 2021, a ERSE aprovou a Diretiva n.º 7/2021, que define a atividade de gestão de garantias, a gestão de riscos e de prestação de garantias, bem como a atividade e procedimentos a observar pelo Gestor Integrado de Garantias (GIG), função que se encontra atribuída à entidade OMIP, S.A.
2. De acordo com o disposto nesta Diretiva, mais concretamente no artigo 16.º, os operadores de rede e das infraestruturas, o gestor global do SEN e o gestor técnico global do SNG, devem, com periodicidade diária, prestar a informação discriminada das responsabilidades de cada agente de mercado no âmbito dos contratos de uso das redes ou das infraestruturas e/ou de adesão ao mercado de serviços de sistema no SEN ou de adesão à gestão técnica global no SNG, por forma a apurar o respetivo nível de suficiência de garantias prestadas e a fazer acionar os mecanismos previstos em caso de incumprimento (e.g., inibição de constituição de novos clientes ou execução de garantias).
3. De acordo com este regime jurídico, uma vez aprovados pela ERSE para cada ano em base previsional, os custos da atividade do GIG são por este faturados aos operadores de rede e ao GGS com periodicidade mensal e no formato definido pela ERSE, sendo os custos eficientes de operação da gestão integrada de garantias suportados pelo ORD e pelo GGS, na proporção das responsabilidades geridas e referentes a cada um no valor global de responsabilidades geridas pelo GIG no ano anterior à repercussão de tais custos.
4. O CT regista que, à semelhança da proposta de Tarifas e Preços da energia em 2021, também nesta proposta tarifária não há referência à inclusão destes encargos nos proveitos dos operadores para 2022.
5. Neste contexto, o CT considera que se torna importante clarificar de que forma é que os pagamentos efetuados pelos operadores ao GIG, nos termos da Diretiva n.º 7/2021, são tratados ao nível da definição dos respetivos proveitos, reiterando a sua anterior recomendação de que, na repercussão destes custos nos proveitos permitidos destas entidades, estes sejam enquadrados como repasse tarifário no respetivo modelo de regulação económica.
6. Adicionalmente, o CT dá nota de que a transferência de atividade dos operadores para o GIG pode não se traduzir, necessariamente, numa integral transferência dos custos que estas atividades representavam quando se encontravam internalizadas nos operadores, até porque algumas das atividades permanecerão na esfera dos operadores (e.g., preparação de informação para reporte ao GIG).
7. Neste contexto, o CT regista, com estranheza, que a ERSE refira desconhecer os efeitos, sobre a estrutura de custos do ORD, da transferência de atividades para o GIG, entendendo que é crucial, por uma questão de transparência para todo o sistema, que a ERSE desenvolva os esforços necessários para levantar e avaliar estes impactos de forma a assegurar que os custos das atividades desenvolvidas pelos operadores são devidamente considerados na definição dos respetivos proveitos.

## T.2. Preço dos Outros Serviços

### T.2.1. – Alterações aprovadas

O conjunto de serviços ocasionais prestados pelos operadores sofrem regularmente ajustes para melhor aderência aos valores reais destacando-se, em síntese, os seguintes ajustamentos na proposta de tarifas e preços para 2022:

#### – Em Portugal continental

- Aumento de 5,0% do preço de leitura extraordinária, exceto nos dias úteis entre as 08:00 e as 17:00, em que esse aumento é de 2,3%, em BTN.
- Aumentos compreendidos entre 1,1% e 5,0% dos serviços de interrupção e restabelecimento, nos níveis de tensão/fornecimento AT, MT e BT.
- Aumento de 2,2% pela operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição.
- Aumento de 1,8% pelo serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes.

#### – Nas regiões autónomas

- Aumento de 1,6% dos preços dos serviços prestados pelos operadores nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira, em linha com a proposta submetida pelas empresas, e em conformidade com o critério adotado pela ERSE como pressuposto de atualização (deflator implícito no consumo privado previsto para 2022).
- Aumento de 1,6% dos preços dos serviços de leitura extraordinária e de interrupção e restabelecimentos nas regiões autónomas.

### T.2.2. – Aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos operadores das redes de distribuição em baixa tensão

De acordo com a proposta em análise são propostos pela ERSE os seguintes preços a cobrar pelos operadores das redes de distribuição em baixa tensão, em 2022:

- Em Portugal continental, pela aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, como enquadrados pelos artigos 25.º e 30.º do RAC, são os constantes do Quadro 6-36 e traduzem uma redução de 5,6% e 14,1%, respetivamente, para contagem monofásica e trifásica, face aos que vigoram em 2021.

Quadro 6-36 - Preços de aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos operadores das redes de distribuição em baixa tensão em Portugal continental para 2022

		Unidade: EUR
Cliente	Serviço	Preços
BTN	Aquisição dos equipamentos de medição inteligentes:	
	Contagem trifásica	99,06
	Contagem monofásica	75,49

Aos valores indicados no Quadro 6-36 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

**Fonte: ERSE, Proposta de TeP para 2022**

- Nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira, pela aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, como enquadrados pelos artigos 25.º e 30.º do RAC, são os constantes do Quadro 6-37.

Quadro 6-37 - Preços de aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos operadores das redes de distribuição em baixa tensão na RAA e na RAM para 2022

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços
BTN	Aquisição dos equipamentos de medição inteligentes:	
	Contagem trifásica	117,24
	Contagem monofásica	81,27

Aos valores indicados no Quadro 6-36 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Fonte: ERSE, Proposta de TeP para 2022

### T.2.3. – Recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes.

A ERSE aceitou as propostas das empresas reguladas:

- Portugal continental:** a E-REDES propõe atualizar o preço de 2021 num acréscimo de 1,8%, o que reflete o custo de uma tarefa executada por prestador de serviço externo em horário normal, incluindo encargos administrativos e de estrutura, a que devem ser somados os custos com o armazenamento, tratamento e disponibilização dos diagramas de carga = 30,32€.
- Regiões Autónomas:** a EEM propõe aplicar o deflatores do consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2021*, no valor de 1,6%, = 30,47€. Este valor foi estendido à EDA.

### U. Qualidade de serviço técnica

- A qualidade de serviço constitui uma componente muito importante do processo regulatório e assume um papel determinante para a competitividade das empresas e na avaliação feita pelos clientes ao serviço de fornecimento de energia elétrica que lhes é prestado.
- O CT entende, por isso, que as Propostas de Tarifas e Preços de Energia Elétrica e os Planos de Desenvolvimento e Investimento para o Setor Elétrico devem refletir e concorrer objetivamente para o cumprimento dos padrões de indicadores de qualidade previstos no Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS).
- O CT assinala positivamente a publicação do Relatório da Qualidade de Serviço Técnica do Setor Elétrico (abrangendo os temas da continuidade de serviço e da qualidade da energia elétrica), referente ao ano de 2020, que avalia a qualidade do fornecimento de energia elétrica percebida pelos clientes e o desempenho dos operadores de redes dos vários níveis de tensão.
- O CT regista o cumprimento generalizado por parte das empresas reguladas, em 2020, dos padrões associados aos indicadores de qualidade de serviço, na vertente técnica, tendo-se registado, aliás, em alguns casos, uma melhoria dos indicadores gerais de continuidade de serviço relativos ao ano 2020, comparativamente aos valores verificados em 2019.

- O CT reconhece os esforços desenvolvidos pelos ORT e ORD com vista à melhoria contínua da qualidade de serviço e recomenda à ERSE que continue a valorizar esta componente do sistema regulatório que assume importância fundamental num mercado cada vez mais concorrencial.
- O bom desempenho das empresas reguladas em matéria de qualidade de serviço, a par do trabalho desenvolvido neste domínio pela ERSE, contribui para a afirmação e dignificação do modelo de regulação nacional do setor elétrico, aspeto que o CT valoriza.

## V. Análise do Impacte das Decisões Tarifárias

### V.1. Receitas a Recuperar nas Tarifas do Setor Elétrico

#### V.1.1 Portugal Continental

- O quadro seguinte apresenta as receitas a recuperar com as tarifas reguladas em Portugal continental, por entidade. Apresenta-se o valor total das receitas a recuperar através das tarifas aplicadas aos clientes finais, isto é, o valor repercutido nos clientes finais do setor elétrico líquido de ajustamentos de faturação entre as várias entidades.

**Quadro 7-1 - Receitas a recuperar nas tarifas reguladas em 2022, Portugal continental**

*Unidade: milhares de euros*

Tarifas por atividade	Receitas	Receitas, por entidade			
	Total	OLMC	ORT	ORD	CUR
Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	1 360	1 309		1 360	165
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	286 265		279 640	286 265	12 971
Tarifa de Uso Global do Sistema - Parcela I	57 820		57 820	57 820	2 571
Tarifa de Uso Global do Sistema - Parcela II	-239 323		87 022	-239 323	6 356
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	1 025 013			1 025 013	82 047
Tarifa de Energia	239 763				239 763
Tarifa de Comercialização	20 945				20 945
<b>Sub-total</b>	<b>1 391 843</b>	<b>1 309</b>	<b>424 483</b>	<b>1 131 136</b>	<b>364 817</b>
<b>Outros valores</b>					
Desconto social	-115 135			-115 135	-9 668
Sobreprojeito das tarifas transitórias	195				195
<b>Sub-total</b>	<b>-114 940</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-115 135</b>	<b>-9 472</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1 276 903</b>	<b>1 309</b>	<b>424 483</b>	<b>1 016 000</b>	<b>355 345</b>

Fonte: ERSE Proposta de TeP para 2022

- O valor total de receitas a recuperar nas tarifas reguladas do setor elétrico em Portugal continental, na ótica do cliente final, encontra-se apresentado na primeira coluna do Quadro 7-1.
- A tarifa de UGS subdivide-se na Parcela I e na Parcela II. A tarifa de URT inclui a tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT para os clientes ligados em MAT e a tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT para os clientes ligados em AT para os restantes clientes.
- A tarifa de Uso da Rede de Distribuição inclui a tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT, a tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT e a tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.

#### V.1.2 Regiões Autónomas

O CT constata que as receitas a recuperar nas RA nas Tarifas de 2022 ascendem a 246 604 milhares de euros, das quais 117 802 milhares de euros na RAA e 128 801 milhares de euros na RAM, e que resultam da aplicação das tarifas reguladas às entregas a clientes finais, designadamente as tarifas incluídas na

tarifa de Acesso às Redes e as tarifas de Energia e Comercialização. A soma destas tarifas resulta na tarifa de Venda a Clientes Finais.

Quadro 7-2 - Receitas a recuperar nas tarifas reguladas em 2022, Regiões Autónomas

Tarifas por atividade	Unidade: milhares de euros		
	Receitas Total	Receitas, por região RAA    RAM	
Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	61	28	33
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	10 646	5 240	5 406
Tarifa de Uso Global do Sistema - Parcela I	2 009	969	1 039
Tarifa de Uso Global do Sistema - Parcela II	-8 346	-4 575	-3 770
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	46 441	21 532	24 909
Tarifa de Energia	188 477	90 911	97 566
Tarifa de Comercialização	13 413	6 490	6 923
<b>Sub-total</b>	<b>252 701</b>	<b>120 595</b>	<b>132 106</b>
<b>Outros valores</b>			
Desconto social	-6 097	-2 792	-3 305
<b>Sub-total</b>	<b>-6 097</b>	<b>-2 792</b>	<b>-3 305</b>
<b>TOTAL</b>	<b>246 604</b>	<b>117 802</b>	<b>128 801</b>

Fonte: ERSE Proposta de TeP para 2022

## V.2. Tarifas por Atividade

### V.2.1. Evolução do Preço Médio entre 2021 e 2022

1. A Figura 7-2 apresenta a variação do preço médio e as respetivas decomposições para as várias tarifas que compõem a tarifa de acesso às redes, a qual é suportada por todos os consumidores do mercado elétrico, incluindo o mercado liberalizado e o mercado regulado.

Nela pode verificar-se que a tarifa UGS apresenta um decréscimo muito significativo do preço médio entre 2021 e 2022, com o preço médio a assumir um valor negativo em 2022.

Este valor negativo é justificado por valores negativos do sobrecusto CAE e dos sobrecustos da PRE repercutidos em 2022, incluindo o sobrecusto da PRE renovável, mitigado pelas receitas obtidas com transferências oriundas da tributação dos produtos petrolíferos e energéticos (ISP), dos leilões das licenças de emissão de gases com efeito de estufa e do produto da CESE, assim como dos saldos de gerência do Fundo Ambiental e do Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético.

Em sentido contrário, a tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, a tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT, a tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT e a tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT apresentam um acréscimo do preço médio entre 2021 e 2022 que se justifica, pela variação tarifária positiva.

No que se refere à tarifa de uso da rede de transporte em MAT e à tarifa de uso da rede de distribuição em BT, assiste-se a uma redução no preço médio justificado pelo decréscimo da variação tarifária entre 2021 e 2022.

Figura 7-2 - Decomposição da variação do preço médio nas parcelas da tarifa de acesso às redes

Tarifa	Preço médio 2021	Preço médio 2022	Variação preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	0,00003 €/kWh Receitas: 1 189 mil € Quantidades: 45 599 GWh	0,00003 €/kWh Receitas: 1 360 mil € Quantidades: 45 515 GWh	14,6%	12,5%	1,8%
Tarifa de Uso Global do Sistema	0,0442 €/kWh Receitas: 2 013 356 mil € Quantidades: 45 599 GWh	-0,0040 €/kWh Receitas: -181 503 mil € Quantidades: 45 515 GWh	-109,0%	-109,0%	0,5%
Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT	0,0028 €/kWh Receitas: 6 793 mil € Quantidades: 2 436 GWh	0,0024 €/kWh Receitas: 5 949 mil € Quantidades: 2 468 GWh	-13,6%	-8,0%	-6,1%
Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT	0,0058 €/kWh Receitas: 252 183 mil € Quantidades: 43 162 GWh	0,0065 €/kWh Receitas: 280 316 mil € Quantidades: 43 047 GWh	11,5%	12,0%	-0,5%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT	0,0016 €/kWh Receitas: 69 669 mil € Quantidades: 43 162 GWh	0,0019 €/kWh Receitas: 80 300 mil € Quantidades: 43 047 GWh	15,6%	15,4%	0,2%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT	0,0073 €/kWh Receitas: 264 870 mil € Quantidades: 36 128 GWh	0,0087 €/kWh Receitas: 313 844 mil € Quantidades: 36 154 GWh	18,4%	17,2%	1,0%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT	0,0312 €/kWh Receitas: 671 561 mil € Quantidades: 21 506 GWh	0,0297 €/kWh Receitas: 630 869 mil € Quantidades: 21 247 GWh	-4,9%	-6,7%	1,9%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde.

Fonte: ERSE Proposta de TeP para 2022

- A Figura 7-3 apresenta a variação do preço médio e as respetivas decomposições para a tarifa de energia e para a tarifa de comercialização, as quais são suportadas pelos consumidores do mercado regulado, uma vez que os consumidores do mercado liberalizado negociam o preço da energia e da comercialização diretamente com os comercializadores de mercado.

No caso da tarifa de energia assiste-se a um acréscimo significativo de +96,8% do seu preço médio, impulsionado pelo efeito da variação tarifária (+96,5%). No caso da tarifa de comercialização prevê-se um acréscimo de +9,2% no preço médio entre 2021 e 2022, explicado por uma variação tarifária de +7,6% e por um efeito consumo de +1,5%.

A tarifa de energia observa um acréscimo significativo devido uma subida de preços sem precedentes no mercado grossista de eletricidade, com valores que, de forma simplificada, são mais de três vezes superiores aos que se registavam no início de 2021 e nos anos precedentes.

**Figura 7-3 - Decomposição da variação do preço médio nas tarifas de energia e comercialização**

Tarifa	Preço médio 2021	Preço médio 2022	Variação preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Energia	<b>0,0631 €/kWh</b> Receitas: 135 148 mil € Quantidades: 2 141 GWh	<b>0,1242 €/kWh</b> Receitas: 239 763 mil € Quantidades: 1 930 GWh	96,8%	<b>96,5%</b>	0,1%
Tarifa de Comercialização	<b>0,0099 €/kWh</b> Receitas: 21 264 mil € Quantidades: 2 141 GWh	<b>0,0109 €/kWh</b> Receitas: 20 945 mil € Quantidades: 1 930 GWh	9,2%	<b>7,6%</b>	1,5%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde. Na tarifa de energia o preço médio de 2021 inclui o efeito das revisões trimestrais de julho e outubro de 2021.

Fonte: ERSE Proposta de TeP para 2022

### V.2.2. Evolução entre 2002 e 2022

1. O Quadro 7-3 abaixo apresenta a evolução nas tarifas das atividades reguladas em termos reais e nominais desde o ano 2002 a 2021.
2. As tarifas de Uso da Rede de Distribuição em MT e em BT apresentam em 2022 um valor real inferior face ao ano de 2002, graças aos ganhos de eficiência que têm sido alcançados e, consequentemente, partilhados com os consumidores.
3. A tarifa de UGS observou uma tendência de crescimento desde 2002 até 2021, fruto do incremento acentuado dos custos de interesse económico geral (CIEG). Note-se que estes custos de interesse económico geral cresceram até 2021 em volume (é exemplo o sobrecusto com a produção em regime especial) e em número (novos custos foram sendo incluídos na tarifa ao longo dos anos, como a remuneração dos terrenos dos centros electroprodutores e os CMEC).
4. Nas tarifas de 2009 a tendência de crescimento foi contrariada, por via das disposições constantes do Decreto-Lei n.º 165/2008 que adiaram os sobrecustos com a produção em regime especial de 2009 por um período máximo de 15 anos, com efeitos a partir de 2010. Essa tendência voltou a ser contrariada em 2013, 2019 e agora em 2022, devido a uma redução dos CIEG, que assumem um valor negativo em 2022, gerando uma tarifa de UGS negativa.
5. A tarifa de energia observa um acréscimo significativo devido uma subida de preços sem precedentes no mercado grossista de eletricidade, com valores que, de forma simplificada, são mais de três vezes superiores aos que se registavam no início de 2021 e nos anos precedentes.
6. Note-se que não existe hoje previsão razoavelmente segura da duração e da inevitável descida da atual pressão altista.

**Quadro 7-3 - Evolução real e nominal das tarifas por atividade (ano 2002 = 100)**

Preço médio (ano 2002 = 100)		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Energia	real	100	96	101	103	97	96	88	123	86	81	103	104	101	99	89	83	86	103	91	77	151
	nominal	100	100	107	113	110	111	104	148	104	97	123	127	125	125	113	107	114	138	125	107	210
OLMC	real																		100	101	102	103
	nominal																		100	100	99	92
Uso da Rede Transporte	real	100	99	103	104	101	119	144	144	186	178	172	206	229	172	162	192	172	150	139	143	159
	nominal	100	96	109	114	114	131	170	173	223	214	205	251	274	216	207	249	227	201	192	198	221
Uso da Rede Distribuição AT	real	100	97	77	70	78	72	148	161	161	142	157	164	165	151	148	156	123	117	103	104	120
	nominal	100	101	82	76	88	84	175	193	194	170	188	200	203	190	189	203	163	157	141	144	167
Uso da Rede Distribuição MT	real	100	96	91	84	89	91	94	98	98	85	95	100	99	87	85	91	72	67	58	59	69
	nominal	100	99	97	92	101	106	111	117	118	102	114	123	122	109	109	118	95	91	79	81	95
Uso da Rede Distribuição BT	real	100	95	93	88	87	92	98	89	99	91	92	96	95	91	96	90	82	79	76	76	71
	nominal	100	98	98	97	99	106	115	107	119	110	111	118	117	115	122	117	108	106	104	105	98
Uso Global do Sistema	real	100	131	138	192	222	268	436	49	473	676	654	638	709	842	904	936	926	726	751	791	-71
	nominal	100	135	146	210	251	312	515	58	569	811	782	780	873	1058	1155	1214	1223	975	1033	1097	-99
Comercialização em MAT, AT e MT	real	100	285	436	334	267	238	71	219	126	133	141	146	141	449	448	439	181	373	253	10	
	nominal	100	295	462	365	301	276	84	262	152	160	169	178	173	564	573	569	239	502	348	14	
Comercialização BTE	real	100	165	254	240	194	195	84	107	68	68	72	79	76	103	452	452	44	46	190	291	1626
	nominal	100	171	269	263	219	227	99	128	83	82	86	96	94	129	578	587	58	61	262	320	2257
Comercialização BTN	real	100	139	106	87	78	97	107	124	124	106	99	98	98	100	112	110	144	162	177	189	186
	nominal	100	144	112	95	88	113	127	149	149	128	118	120	120	126	143	143	190	218	243	253	260

Nota: A tarifa OLMC foi introduzida em 2018. Na tarifa de Energia, os preços médios de 2020 e de 2021 incluem o efeito das revisões trimestrais ocorridas nesses anos.

Fonte: ERSE Proposta de TeP para 2022

7. O Quadro 7-4 resume as variações anuais médias para vários períodos de regulação do setor elétrico, os quais têm tido uma duração de três anos, excetuando o período de regulação de 2002 a 2005 e o período de regulação de 2018 a 2021.

**Quadro 7-4 - Variações anuais médias das tarifas por atividade por período de regulação**

Variação anual média		2002 - 2005	2006 - 2008	2009 - 2011	2012 - 2014	2015 - 2017	2018 - 2021	2022*
Energia	real	1,0%	-5,1%	-2,7%	7,6%	-6,5%	-1,8%	96,5%
	nominal	4,0%	-2,6%	-2,2%	8,5%	-4,8%	-0,1%	96,5%
OLMC	real						0,7%	0,0%
	nominal						-2,1%	12,5%
Uso Rede Transporte	real	1,4%	11,4%	7,4%	7,7%	-4,9%	-7,1%	11,5%
	nominal	4,5%	14,3%	7,9%	8,6%	-3,2%	-5,5%	11,5%
Uso Rede Distribuição AT	real	-11,4%	28,6%	-1,4%	5,2%	-1,9%	-9,6%	15,4%
	nominal	-8,7%	32,0%	-0,9%	6,1%	-0,1%	-8,1%	15,4%
Uso Rede Distribuição MT	real	-5,5%	3,6%	-3,2%	5,2%	-2,8%	-10,3%	17,2%
	nominal	-2,7%	6,3%	-2,7%	6,1%	-1,1%	-8,8%	17,2%
Uso Rede Distribuição BT	real	-4,0%	3,3%	-2,2%	1,2%	-1,6%	-4,3%	-6,7%
	nominal	-1,1%	6,0%	-1,7%	2,1%	0,1%	-2,7%	-6,7%
Uso Global do Sistema	real	24,2%	31,5%	15,8%	1,6%	9,7%	-4,1%	-109,0%
	nominal	28,0%	34,9%	16,3%	2,5%	11,6%	-2,5%	-109,0%
Comercialização em MAT, AT e MT	real	49,4%	-40,2%	23,1%	1,9%	46,1%	-60,7%	
	nominal	54,0%	-38,7%	23,7%	2,8%	48,7%	-60,1%	
Comercialização em BTE	real	34,0%	-29,7%	-6,5%	3,6%	81,2%	-15,5%	605,5%
	nominal	38,1%	-27,8%	-6,0%	4,5%	84,4%	-14,1%	605,5%
Comercialização em BTN	real	-4,5%	7,1%	-0,2%	-2,8%	4,0%	13,6%	2,6%
	nominal	-1,6%	9,9%	0,3%	-1,9%	5,8%	15,5%	2,6%

Nota: Na tarifa de Energia, os preços médios de 2020 e de 2021 incluem o efeito das revisões trimestrais ocorridas nesses anos

\* A última coluna representa o primeiro ano do período de regulação que agora se inicia.

Fonte: ERSE Proposta de TeP para 2022

### V.3. Tarifa de Acesso às Redes

#### V.3.1. Evolução do preço médio entre 2021 e 2022

1. Nesta secção é apresentada a evolução do preço médio das tarifas de Acesso às Redes pagas pelos clientes de MAT, AT, MT, BTE e BTN, entre 2021 e 2022. Apresenta-se igualmente a estrutura deste preço médio, discriminada por atividade regulada.
2. A Figura 7-5 apresenta a variação do preço médio da tarifa de Acesso às Redes. O decréscimo significativo de -65,4% no preço médio da tarifa de Acesso às Redes, entre 2021 e 2022, é

impulsionado fundamentalmente por um decréscimo tarifário de -65,6%. Esta diminuição justifica-se pelo decréscimo da tarifa de Uso Global do Sistema (capítulo 7.2.1) decorrente da redução dos CIEG.

Figura 7-5 - Evolução do preço médio das tarifas de Acesso às Redes

Tarifa	Preço médio 2021	Preço médio 2022	Variação preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Acesso às Redes	<b>0,0719 €/kWh</b> Receitas: 3 279 622 mil € Quantidades: 45 599 GWh	<b>0,0249 €/kWh</b> Receitas: 1 131 136 mil € Quantidades: 45 515 GWh	-65,4%	<b>-65,6%</b>	0,5%

Fonte: ERSE Proposta de TeP para 2022

- O Quadro 7-6 resume as variações anuais médias para os vários períodos de regulação do setor elétrico, os quais têm uma duração de três anos, excetuando o período de regulação de 2002 a 2005 e o anterior período de regulação, que foi prolongado, vigorando de 2018 a 2021.

Quadro 7-6 - Variações anuais médias das tarifas de Acesso às Redes, por período de regulação

Variação anual média		1999 - 2001	2002 - 2005	2006 - 2008	2009 - 2011	2012 - 2014	2015 - 2017	2018-2021	2022*
MAT	<b>real</b>	<b>-8,9%</b>	<b>35,6%</b>	<b>9,2%</b>	<b>-1,0%</b>	<b>11,2%</b>	<b>3,9%</b>	<b>-5,1%</b>	<b>-94,1%</b>
	nominal	-5,6%	40,1%	12,1%	-0,5%	12,2%	5,7%	-3,5%	-94,0%
AT	<b>real</b>	<b>-9,4%</b>	<b>25,7%</b>	<b>10,9%</b>	<b>4,2%</b>	<b>10,9%</b>	<b>3,9%</b>	<b>-5,1%</b>	<b>-94,1%</b>
	nominal	-6,1%	29,8%	13,8%	4,7%	11,8%	5,7%	-3,5%	-94,0%
MT	<b>real</b>	<b>-8,0%</b>	<b>13,6%</b>	<b>6,3%</b>	<b>5,2%</b>	<b>6,4%</b>	<b>3,9%</b>	<b>-5,1%</b>	<b>-94,1%</b>
	nominal	-4,7%	17,4%	9,1%	5,7%	7,3%	5,7%	-3,5%	-94,0%
BTE	<b>real</b>	-	-	<b>8,9%</b>	<b>2,9%</b>	<b>8,9%</b>	<b>4,7%</b>	<b>-2,6%</b>	<b>-66,2%</b>
	nominal	-	-	11,9%	4,2%	10,0%	5,7%	-2,1%	-65,6%
BTN	<b>real</b>	-	-	-	<b>6,6%</b>	<b>0,1%</b>	<b>4,8%</b>	<b>-4,3%</b>	<b>-52,9%</b>
	nominal	-	-	-	8,0%	1,1%	5,7%	-3,8%	-52,2%

\* A última coluna representa o primeiro ano do período regulatório que agora se inicia. Para os níveis de tensão MAT, AT e MT está a ser utilizado o IPIB e para BT está a ser utilizado o IHPC.

Fonte: ERSE Proposta de TeP para 2022

- Analisando agora por nível de tensão e com discriminação de componentes, verificam-se as seguintes variações percentuais:

BTN > 20,7						
Anos				Variação		
	2011	2021	2022	Variação % 2021/2022	Variação acumulada 2011-2022	
Potencia (EUR/kW.dia)	27,6	1,3384	1,2677	0,7205	-43,2%	-46,2%
Ponta	41,4	2,0076	1,9016	1,0807	-43,2%	-46,2%
Energia Cheia	0,1761	0,1987	0,1154		-41,9%	-34,5%
Energia Vazio	0,0721	0,0718	0,0238		-66,9%	-67,0%
	0,0386	0,0198	0,0085		-57,1%	-78,0%

BTN < 20,7						
Anos				Variação		
	2011	2021	2022	Variação % 2021/2022	Variação acumulada 2011-2022	
Potencia (EUR/kW.dia)	1,15	0,0558	0,0529	0,03	-43,3%	-46,2%
Ponta	2,3	0,1115	0,1055	0,06	-43,1%	-46,2%
Energia Cheia	3,45	0,1673	0,1585	0,0901	-43,2%	-46,1%
Energia Vazio	4,6	0,2231	0,2114	0,1201	-43,2%	-46,2%
	5,75	0,2788	0,2640	0,1501	-43,1%	-46,2%
	6,9	0,3346	0,3169	0,1801	-43,2%	-46,2%
	10,35	0,5019	0,4754	0,2702	-43,2%	-46,2%
	13,8	0,6692	0,6339	0,3602	-43,2%	-46,2%
	17,25	0,8365	0,7923	0,4503	-43,2%	-46,2%
	20,7	1,0038	0,9508	0,5404	-43,2%	-46,2%
simplex		0,0697	0,0786	0,0345	-56,1%	-50,5%
vazio		0,0892	0,1080	0,046	-57,4%	-48,4%
Energia bi vazio	<20,7	0,0386	0,0327	0,0116	-64,5%	-69,9%
tri Ponta	<20,7	0,1701	0,1993	0,1247	-37,4%	-26,7%
tri Cheia	<20,7	0,0661	0,0811	0,0254	-68,7%	-61,6%
tri Vazio	<20,7	0,0386	0,0327	0,0117	-64,3%	-69,7%

MT						
Anos				Variação		
	2011	2021	2022	Variação % 2021/2022	Variação acumulada 2011-2022	
Potencia Hora Ponta (EUR/kW.dia)	0,2342	0,1791	0,2097	17,1%	-10,5%	
Potencia contratada (EUR/kW.dia)	0,0424	0,0341	0,0156	-54,3%	-63,2%	
Ponta	0,0209	0,055	-0,0755	-237,3%	-461,2%	
Energia I, IV Cheia	0,0197	0,0397	0	-100,0%	-100,0%	
Energia I, IV Vazio	0,0163	0,0143	0	-100,0%	-100,0%	
S. Vazio	0,016	0,0136	0	-100,0%	-100,0%	
Ponta	0,0209	0,0548		-100,0%		
Energia II, III Cheia	0,0195	0,0394		-100,0%		
Energia II, III Vazio	0,0163	0,0142		-100,0%		
S. Vazio	0,016	0,0137		-100,0%		

BTE						
Anos				Variação		
	2011	2021	2022	Variação % 2021/2022	Variação acumulada 2011-2022	
Potencia Hora Ponta (EUR/kW.dia)	0,543	0,433	0,4592	6,1%	-15,4%	
Potencia contratada (EUR/kW.dia)	0,0485	0,046	0,0197	-57,0%	-59,4%	
Ponta	0,0243	0,091	-0,013	-114,6%	-154,7%	
Energia I, IV Cheia	0,022	0,06	0	-100,0%	-100,0%	
Energia I, IV Vazio	0,0174	0,021	0	-100,0%	-100,0%	
S. Vazio	0,0161	0,019	0	-100,0%	-100,0%	
Ponta	0,0243	0,091		-100,0%		
Energia II, III Cheia	0,022	0,06		-100,0%		
Energia II, III Vazio	0,0174	0,021		-100,0%		
S. Vazio	0,0161	0,019		-100,0%		

AT						
Anos				Variação		
	2011	2021	2022	Variação % 2021/2022	Variação acumulada 2011-2022	
Potencia Hora Ponta (EUR/kW.dia)	0,1235	0,1036	0,1176	13,5%	-4,8%	
Potencia contratada (EUR/kW.dia)	0,0266	0,0239	0,0006	-97,5%	-97,7%	
Ponta	0,0143	0,0377	-0,0295	-178,2%	-306,3%	
Energia I, IV Cheia	0,0134	0,0259	0	-100,0%	-100,0%	
Energia I, IV Vazio	0,0111	0,0139	0	-100,0%	-100,0%	
S. Vazio	0,0111	0,0137	0	-100,0%	-100,0%	
Ponta	0,0143	0,0375		-100,0%		
Energia II, III Cheia	0,0134	0,0259		-100,0%		
Energia II, III Vazio	0,0111	0,0139		-100,0%		
S. Vazio	0,0111	0,0137		-100,0%		

MAT						
Anos				Variação		
	2011	2021	2022	Variação % 2021/2022	Variação acumulada 2011-2022	
Potencia Hora Ponta (EUR/kW.dia)	0,0461	0,0455	0,052	14,3%	12,8%	
Potencia contratada (EUR/kW.dia)	0,0296	0,026	0,0025	-90,4%	-91,6%	
Ponta	0,0117	0,0291	-0,0048	-116,5%	-141,0%	
Energia I, IV Cheia	0,011	0,0219	0	-100,0%	-100,0%	
Energia I, IV Vazio	0,0091	0,013	0	-100,0%	-100,0%	
S. Vazio	0,0091	0,013	0	-100,0%	-100,0%	
Ponta	0,0117	0,029		-100,0%		
Energia II, III Cheia	0,011	0,0219		-100,0%		
Energia II, III Vazio	0,0091	0,013		-100,0%		
S. Vazio	0,0091	0,013		-100,0%		

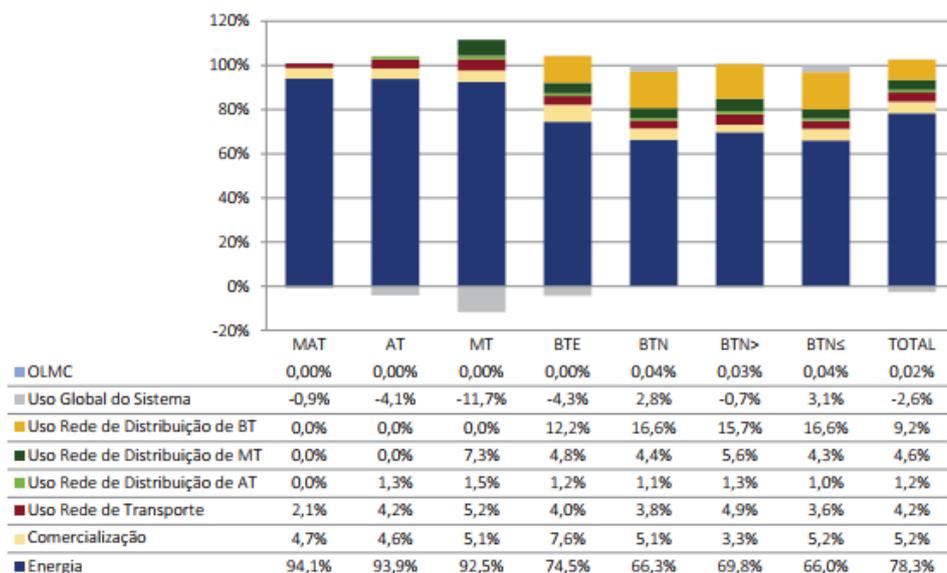
Fonte: Cálculos efetuados sobre os valores da ERSE

- O CT não pode deixar de evidenciar o esforço efetuado no sentido de amortecer os impactos provocados pelo brutal aumento, totalmente inesperado, no preço do mercado grossista.

### V.3.2. Estrutura do preço médio em 2022

A Figura 7-31 apresenta a estrutura do preço médio por atividade regulada para cada nível de tensão:

**Figura 7-31 - Estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais, decomposição ppr atividade**



Fonte: ERSE Proposta de TeP para 2022

### V.4 Convergência tarifária das RA para a tarifa aditiva

1. O CT destaca que no âmbito da evolução tarifária, a ERSE apresenta, quer a evolução prevista para 2022 face ao preço médio de 2021, quer a evolução face ao preço de dezembro de 2021, evidenciando desta forma diferentes e complementares perspetivas de análise.
2. O CT constata que as variações das tarifas de Venda a Clientes Finais, nas RA correspondem a:

RAA

	Varição 2022 / 2021	Varição Jan 2022/Dez 2021
MT	10,6%	4,3%
BTE	8,9%	4,1%
BTN	1,8%	-1,9%

Fonte: ERSE

Quadro 1 – Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores em 2022

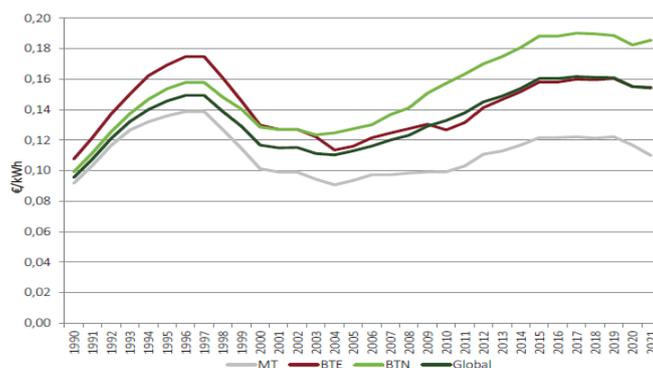
**RAM**

	Varição 2022 / 2021	Varição Jan 2022/Dez
MT	12,3%	5,8%
BTE	7,0%	2,4%
BTN	1,6%	-2,2%

Fonte: ERSE

**Quadro 2 – Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira em 2022**

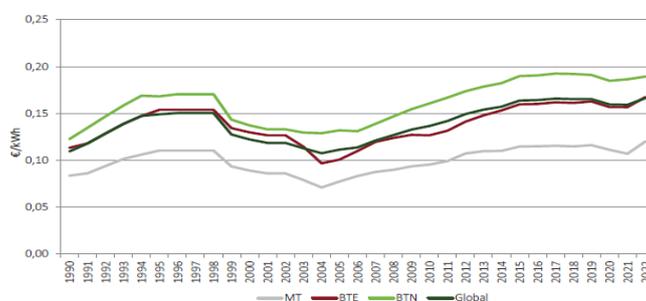
3. Relativamente à RAA, o CT constata que no período compreendido entre 1990 e 2022, conforme Fig. 1, o preço médio global a preços correntes, sofreu acréscimos médios anuais de +1,7%, sendo que a BTN registou acréscimos médios anuais de 2,0%, enquanto a BTE e a MT apresentam, naquele período, acréscimos anuais de +1,4% e de +0,9%, respetivamente.



**Figura 1 – Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços correntes)**

Fonte: ERSE

4. Quanto à RAM, o CT denota que no período compreendido entre 1990 e 2022, conforme Fig. 2, o preço médio global, a preços correntes, sofreu acréscimos médios anuais de 1,3%, sendo que a BTN registou acréscimos médios anuais de +1,4%, enquanto a BTE e a MT registaram, no período em análise, acréscimos de +1,2% e de +1,1% ao ano, respetivamente.



**Figura 2 – Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM (preços correntes)**

Fonte: ERSE

5. O CT constata 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 2022, com as tarifas que seriam necessárias aplicar nas Regiões Autónomas para proporcionar os proveitos

CONSELHO TARIFÁRIO

permitidos às respetivas empresas reguladas. Caso este mecanismo não existisse, seria necessário que as tarifas na RAA e na RAM, fossem incrementadas em 66,1% e 57,8%, respetivamente. Com o mecanismo de convergência as variações tarifárias na RAA e na RAM, corresponderão a 4,8% e 4,5%, respetivamente.

6. 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.
7. Após em 2021 se ter alcançado, pela primeira vez, a convergência tarifária por preço médio e por nível de tensão (MT, BTE e BTN), o CT constata que no ano 2022 verificar-se-á uma deterioração no processo de convergência tarifária preço-a-preço, que decorre, conforme afirma a ERSE, da estrutura de preços atípica na tarifa de Acesso às Redes, sobretudo devido à evolução da tarifa de Uso Global do Sistema.
8. 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 Figuras 3 e 4.



Figura 3 – Distância da TVCFA face à tarifa aditiva na RAA  
Fonte: ERSE

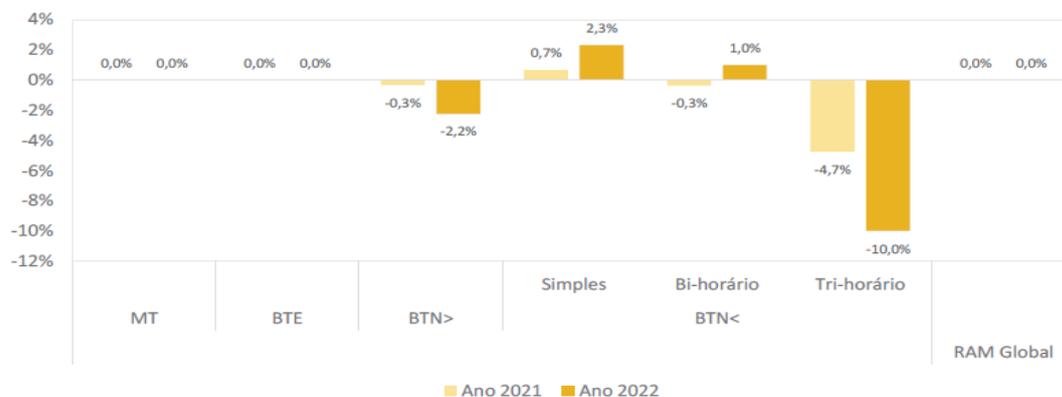


Figura 4 – Distância da TVCFA face à tarifa aditiva na RAM  
Fonte: ERSE

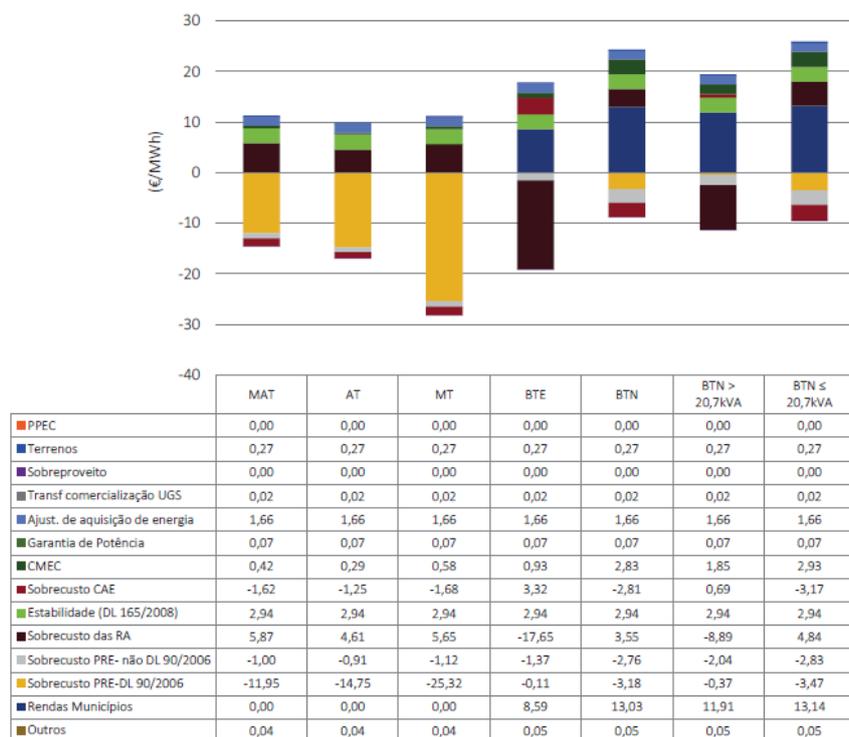
9. O CT, apesar de reconhecer que se está perante um exercício complexo e atípico, recomenda que a ERSE prossiga e reforce o trabalho necessário para minimizar qualquer agravamento da distorção das TVCF, face à tarifa aditiva e o processo de convergência siga a sua trajetória expectável, visando atingir a aditividade plena.

### V.5 Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral

As variações da tarifa de Uso Global do Sistema resultam essencialmente de variações dos custos decorrentes de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CIEG). Estes custos são, na sua quase totalidade, determinados no âmbito da legislação em vigor.

Na Figura 7-57 apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição do preço médio relativo aos CIEG. Em 2022, destaca-se, em particular, a existência de parcelas que assumem valores negativos, com impacto significativo no valor médio dos CIEG. É o caso dos sobrecustos da produção em regime especial, em todos os níveis de tensão, e, em menor escala, do sobrecusto dos CAE. De entre as parcelas sem valores negativos destacam-se as rendas pagas aos Municípios, as anuidades dos custos diferidos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto.

Figura 7-57 - Preço médio dos CIEG em 2022, por componente



Legenda: PPEC – Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Elétrica; Terrenos – Custos com a remuneração e amortização dos terrenos do domínio público hídrico; Sobreproveito – Sobreproveito resultante da aplicação das tarifas transitórias; Transf. Comercialização UGS – Diferencial de receitas na atividade de comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais; Ajust. de aquisição de energia – Ajustamentos positivos ou negativos da atividade de aquisição de energia do comercializador de último recurso referentes a anos anteriores; Garantia de Potência – Custos com o mecanismo de atribuição de incentivos à garantia de potência disponibilizada pelos produtores ao Sistema Elétrico Nacional; CMEC – Custos para a manutenção do equilíbrio contratual; Sobrecusto CAE – Sobrecusto com os Contratos de Aquisição de Energia; Estabilidade (DL 165/2008) – Pagamento anual resultante do diferimento de custos em 2009 no âmbito da aplicação do Decreto Lei n.º 165/2008; Sobrecusto das RA – Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira; Sobrecusto PRE-não DL 90/2006 – Diferencial de custo da cogeração, da microprodução e da miniprodução; Sobrecusto PRE DL 90/2006 – Diferencial de custo da produção com tarifa garantida enquadrada nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, do tipo: eólica, mini-hídrica, biogás, biomassa, fotovoltaica, resíduos urbanos e energia das ondas; Rendas Municípios – Rendas de concessão da rede de distribuição em BT pagas aos municípios.

Fonte: ERSE Proposta de TeP para 2022)

## **W. CONSIDERAÇÃO FINAL**

1. Como referido ao longo do parecer deste Conselho, é evidente que o resultado final do exercício de fixação de tarifas para 2022 assenta fortemente em dois elementos-chave:
  - a. A inversão do sinal do custo da PRE que passa a contribuinte positivo para o sistema dado os preços superiores praticados (e estimados) no MIBEL;
  - 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, mitigar os acréscimos tarifários observados.
2. O CT chama a atenção, contudo, para a evolução das tarifas a médio prazo, em particular a partir de 2023, pelas seguintes preocupações:
  - a. O patamar de nivelamento dos preços nos mercados grossistas para o futuro é ainda incerto. Isto significa que o sinal de recuperação do custo da PRE poderá não se manter ou não ser tão expressivo;
  - b. O envelope de “assistência financeira” excecional poderá 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.
3. Nesse sentido, 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 2022 é reflexo de circunstâncias muito próprias e conjunturais que poderão não repetir-se nos próximos anos. A chamada de atenção poderá ser mais incisiva por nível de tensão atento o tratamento diferenciado ocorrido neste exercício.
4. A título de exemplo, um cenário de correção dos preços elevados no mercado grossista para os níveis historicamente observados irá traduzir-se na reposição da estrutura de pagamentos de 2021, não colocando tanto em causa a sustentabilidade do nível tarifário para as famílias, dado que estes consumidores não foram beneficiados pelo reforço das medidas governamentais nas tarifas de 2022, mas colocará uma forte pressão de aumento nas tarifas de acesso para os níveis de tensão superiores.

### III

#### Parâmetros para o Período Regulatório 2022-2025

##### A. Análise de Desempenho Económico das Empresas Reguladas do Setor Elétrico

1. Com o início de um novo período regulatório, em 2022, a análise de desempenho económico das empresas reguladas assume um papel importante, na medida em que constitui um instrumento adicional para a definição da base de custos e parâmetros das empresas reguladas para o próximo período de regulação.
2. No período em análise (entre 2012 e 2020), o estudo faz referência a uma relativa estabilidade ao nível do desempenho das atividades de transporte e de distribuição no Continente, que relativamente ao período regulatório anterior, reduziram os seus custos. Em relação às Regiões Autónomas, menciona um crescimento dos custos ao nível da atividade de produção, enquanto ao nível das atividades de distribuição os mesmos permanecem estáveis.
3. Em particular, no que respeita à atividade de transporte de energia elétrica, os custos unitários reais da empresa têm apresentado desde 2012 uma tendência de redução, apesar de terem sido no atual período de regulação superiores aos custos aceites pela ERSE.

Na atividade de distribuição verificou-se um decréscimo dos custos unitários.

4. Ao nível dos investimentos o estudo evidencia, para o último período regulatório (2018-2021), uma tendência de evolução semelhante quer na atividade de transporte quer na atividade de distribuição, com um nível de investimento inferior ao que se verificou nos dois períodos regulatórios anteriores.
5. Relativamente à comercialização de último recurso, o estudo evidencia uma queda acentuada na sua atividade associada ao processo de liberalização de mercado, com migração dos clientes para este regime, e de extinção de tarifas reguladas de venda a clientes finais, o que se reflete na evolução dos seus custos.

O CT nota a este respeito uma possível inversão desta tendência, associada ao acréscimo de custos do CUR com a ativação do fornecimento supletivo dos clientes dos comercializadores em dificuldades, nos termos do Regulamento nº 951/2021, de 2 de novembro, aprovado pela ERSE.

6. Ao nível das taxas de remuneração dos ativos o estudo evidencia, a partir de 2012, uma oscilação das taxas de remuneração dentro do mesmo período de regulação, motivada pela introdução de um mecanismo de indexação subjacente ao cálculo do ROR. Da aplicação deste mecanismo resultou uma redução gradual das taxas de remuneração aplicadas.
7. O CT reconhece a importância deste tipo de análise ao desempenho económico-financeiro das empresas reguladas, no atual contexto de fixação de parâmetros para o próximo período regulatório. Neste sentido, considera que a realização destes estudos deveria ser complementada com uma caracterização não só das diversas atividades reguladas, mas também com informação sobre as envolventes internas e externas que influenciam o funcionamento e o desempenho das empresas reguladas, bem como pela realização de análises comparadas com congéneres no mercado europeu de energia, quanto a custos operacionais e remuneração de ativos, considerando especialmente o ciclo de investimentos a realizar para atender ao processo de transição energética em curso.

## **B. Estudo de Benchmarking Operadores de Sistema de Distribuição**

1. Os proveitos permitidos da atividade de distribuição de energia elétrica, que recuperam os custos controláveis desta atividade, são calculados através da aplicação de uma regulação por incentivos.
2. Para o período de regulação 2022-2025, a ERSE estendeu a regulação do tipo *revenue cap* ao conjunto dos custos controláveis, sendo a meta de eficiência aplicada sobre estes custos. A aplicação desta metodologia visa a promoção da eficiência económica da atividade numa perspetiva *input-based*, isto é, orientada para o controlo dos custos.
3. As metas de eficiência assumem, assim, um papel fundamental na implementação de regulação por incentivos.
4. De forma a aferir as metas de eficiência, os diferentes reguladores utilizam as análises de benchmarking, nas quais se compara o nível de eficiência dos congéneres.
5. Neste contexto, a ERSE realizou, em 2021, o estudo de benchmarking - “Estudo de Benchmarking – Operadores de Sistema de Distribuição”, com o principal objetivo de produzir estimativas de eficiência de custos dos operadores de sistema de distribuição, contribuindo para a definição de metas de eficiência da atividade de distribuição de energia elétrica para o período de regulação que se inicia em 2022.
6. Comparativamente com os resultados de estudos efetuados para os períodos regulatórios anteriores, este estudo de 2021 evidencia resultados mais positivos para as empresas portuguesas (E-REDES, EDA e EEM).

Em particular, para a E-REDES, as análises permitem concluir que:

- (i) a empresa tem vindo a reduzir os seus custos;
  - (ii) o desempenho face às metas impostas pela ERSE tem sido positivo;
  - (iii) o resultado do estudo de benchmarking revela-se positivo, estando próximo ou na fronteira de eficiência.
7. Com base nas conclusões do estudo de benchmarking a ERSE propõe estabelecer uma meta de eficiência de 0,75% para a atividade de DEE, a aplicar aos custos elegíveis (Componente OPEX e Componente CAPEX a partir de 2022), de acordo com a metodologia de *revenue cap* aplicada ao TOTEX no período de regulação 2022-2025.
  8. O CT considera que a metodologia seguida pela ERSE para avaliação da performance das empresas é conceptualmente adequada. O CT recomenda, no entanto, que numa lógica de construção do mercado único de energia, os exercícios de benchmarking sejam mais abrangentes e considerem outras realidades.
  9. Adicionalmente, o CT recomenda que a adequação do alargamento da regulação por eficiência à componente CAPEX seja monitorizada, de modo que os investimentos que se prevê virem a ser necessários, associados ao processo de transição energética, não sejam colocados em causa.

## **C. Mecanismo de partilha**

1. Foi introduzido um mecanismo de partilha simétrico para mitigar ganhos ou perdas excessivos do operador no quadro do modelo TOTEX. É ativado apenas a partir de determinados limiares de

rendibilidade com três bandas: a normal, em que a rendibilidade se encontra dentro dos valores normais face à taxa de remuneração fixadas e por isso sem partilha; a moderada, com desvio moderado da referida taxa e com partilha de 50% dos ganhos ou perdas decorrentes, e por fim a banda excecional com partilha total de ganhos ou perdas.

2. Na definição dos *spreads* para a dita banda moderada de ganhos/perdas e da banda extrema da rendibilidade das atividades de transporte e distribuição de energia elétrica a ERSE definiu 0,375% e 0,75% para o ORT e 0,75% e 1,5% para o ORD. O CT constata a ausência de justificação para esta decisão da ERSE de definir *spreads* diferentes para os operadores de rede MAT e AT/MT, uma vez que se trata de partilha de rendibilidade acima ou abaixo de um valor de referência, esse sim específico de cada atividade.
3. Pelo exposto, o CT recomenda que os referidos *spreads* sejam equiparados para as duas atividades à falta de racional justificativo para a referida diferença.
4. Sobre o mecanismo de partilha em si mesmo, o CT reconhece que se devem regular ganhos ou perdas decorrentes da atividade regulada. Neste contexto e considerando os ganhos, o conceito de partilha tem subjacente a sua partilha pela empresa, de modo a evitar que a rendibilidade sobre os ativos possa exceder o considerado normal da empresa face aos limites estabelecidos pelo modelo regulatório.
5. O CT reconhece como positivo o mecanismo de partilha embora recomende que este deva ser calibrado para que as perdas ou ganhos sejam reais, decorrentes do exercício da atividade. A título de exemplo, no caso de ganho da atividade na banda extrema, a partilha é de 100%, contudo, um ganho da banda extrema é potencialmente virtual porque não corresponde ao valor final obtido pelo operador.
6. O CT reconhece que para fixação de remuneração a CESE não deve ser considerada, quando definido dessa forma na Lei do OE.
7. Já o conceito de excesso de rendibilidade pós aplicação do modelo regulatório deve depender do valor real e efetivo da mesma. Caso não seja assim, é potencialmente imposta sobre as atividades reguladas uma dupla renda em favor do SEN, uma vez através da CESE e outra vez através do mecanismo de partilha aplicado a uma rendibilidade que não é real.
8. O CT sugere a revisão da parametrização do mecanismo de incentivo no sentido de o focar na partilha da rendibilidade real que inclua todos os ganhos e gastos da atividade. Um dos mecanismos possíveis pode ser através da inclusão anual de um fator de correção no cálculo, adicionando o valor da CESE do ano no referencial antes de impostos ao valor do RoR de referência para efeitos do apuramento do mecanismo de partilha.

#### **D. Taxa de remuneração das atividades de TEE e DEE**

1. Na proposta de parâmetros para o período regulatório 2022-2025, a ERSE apresenta uma metodologia de determinação do valor de referência para o custo de capital médio ponderado (WACC), para as atividades de TEE e DEE, semelhante à que tem adotado para os anteriores períodos regulatórios, com revisão dos parâmetros no atual contexto económico.

Aplicando esta metodologia, a ERSE obtém as propostas de WACC de referência de 4,30% e de 4,00%, respetivamente para a DEE e para o TEE.

2. Adicionalmente, a ERSE propõe uma revisão dos parâmetros de indexação da taxa de remuneração ao valor médio da cotação diária das OT da República Portuguesa a 10 anos: para além dos novos WACC de referência, esta revisão inclui a definição de novos valores de *cap* (7,30% para a DEE e 7,00% para o TEE) e de *floor* (4,00% para a DEE e 3,70% para o TEE).
3. O CT observa que as taxas de remuneração obtidas a partir da metodologia usada pela ERSE têm consecutivamente valores mais baixos desde que as atividades de DEE e TEE são reguladas. De acordo com a ERSE, *“as taxas aplicadas em Portugal são ligeiramente abaixo das taxas aplicadas em países com risco financeiro próximo do nosso, como é o caso de Espanha”*.
4. No atual contexto de transição energética, o CT regista alguma preocupação com a eventualidade de as taxas de remuneração agora propostas não se afigurarem suficientemente atrativas para os investidores, em particular por comparação com o retorno proporcionado pelos restantes operadores europeus, o que pode colocar em causa a capacidade de financiamento de novos investimentos por parte das empresas reguladas do SEN.
5. Adicionalmente, o CT considera que o mecanismo de indexação deve ser revisitado, no sentido de garantir que, ao longo da banda variável, as taxas de remuneração mantenham um *spread* positivo e aproximadamente constante face às OT, para que não seja possível ter taxas de remuneração inferiores às OT.

## **E. Parâmetros para a Atividade de Transporte de Energia Elétrica da REN**

### **E.1. Eficiência nos custos operacionais**

1. No período 2009-2021, para a atividade de Transporte de Energia Elétrica, foi adotada uma metodologia de regulação por *revenue cap* para os custos de exploração, que estabelece limites máximos a aplicar a estes custos e considera custos unitários de referência adaptados ao nível de atividade. Este modelo estava alinhado com a realidade da empresa ao considerar que os custos operacionais são essencialmente fixos.
2. Para o período de regulação 2022-2025, a metodologia de regulação alterou-se para um modelo do tipo TOTEX. O fator de eficiência irá aplicar-se não só aos custos operacionais como também às amortizações referentes aos ativos pós 2022, reduzindo-se a componente fixa para 50% do total destas duas parcelas do TOTEX.
3. O CT regista que a introdução da regulação por incentivos, em 2009, e a definição dos parâmetros que lhe estão associados, tem tido resultados positivos, com benefícios para o sistema elétrico, tendo originado uma redução dos custos operacionais da atividade de transporte de energia elétrica. À medida que se desenrola o processo de regulação por incentivos e as medidas de redução de custos vão sendo implementadas, os potenciais ganhos de eficiência alcançáveis de forma relativamente imediata e direta tendem a ser cada vez mais reduzidos requerendo investimento em medidas estruturais e tempo para a recuperação desses investimentos.
4. O CT recomenda que as metas de eficiência a impor tenham em conta, não só o desempenho da empresa, mas também o contexto nacional e internacional. Por um lado, a recuperação da economia tem impacto nas renegociações dos atuais contratos de prestações de serviços, agravado por um número mais reduzido de prestadores de serviços, (fruto da pandemia), compatíveis com as exigências da atividade do ORT, o que lhes confere maior poder negocial, por outro lado, a vetustez crescente dos elementos da RNT tem impacto nos custos de operação e manutenção destes ativos.

Acresce, a variação que se tem verificado no custo dos materiais, com implicação no custo dos novos investimentos e conseqüentemente nas amortizações, que até à data eram um custo aceite e que no novo modelo passam a fazer parte do TOTEX sujeito a eficiência.

5. O CT constata a ausência de qualquer justificação, por parte da ERSE, para a alteração do peso do custo fixo relativamente ao modelo anterior, tendo decidido, na definição do novo modelo, fixar um peso de 50/50 nas componentes fixa/variável e de 50/50 na componente variável em função dos 2 indutores de custo (extensão de rede e potência ligada de produtores).
6. Inclusive, a ERSE admite mesmo que *“o facto do OPEX da atividade de TEE ter uma reduzida correlação com a maioria das grandezas físicas analisadas..., sugere que a parcela de OPEX não deverá ser associada a indutores físicos”*. Em função da decisão da ERSE, o peso dessa componente variável poderá implicar uma perda de 1,4 M€ no ano de 2022 (perda potencial mensurada pela ERSE), que corresponde a 0,5% do TOTEX apurado inicialmente para esse ano, em função dos valores dos indutores que vierem a verificar-se nesse ano.
7. Havendo a expectativa de que estes indutores de custo terão uma evolução crescente ao longo do período de regulação, e tendo em atenção o método de cálculo das componentes variáveis unitárias associadas a estes indutores, quanto maior for a componente variável maior será o ajustamento a efetuar no primeiro ano, causando uma redução significativa nas parcelas de custos operacionais, tendencialmente de natureza fixa e amortizações referentes aos ativos pós 2022.
8. Neste sentido, o CT recomenda uma revisão das componentes fixa/variável para valores mais próximos do valor fixo efetivamente verificado.

## **E.2. Fator de eficiência a aplicar às componentes CAPEX 2022 a 2025 no TOTEX**

1. Os valores previstos para investimento 2022-2025 apresentados pela REN à ERSE partiram do pressuposto de que os principais incentivos ao investimento se iriam manter, nomeadamente os custos de referência e o IREI. Como tal, não só os projetos apresentados não refletem a planificação de investimento otimizada face ao modelo regulatório agora proposto pela ERSE, como os seus valores se baseiam no mecanismo de custos de referência que tem subjacente um fator de referência de 1,5%. Por isso os valores previsionais de investimento considerados pela ERSE nas diversas componentes CAPEX já têm implícito um fator de eficiência de 1,5% que, a aplicar-se o TOTEX proposto pela ERSE, seriam alvo de aplicação dupla do fator de eficiência.
2. Por este facto, no atual período regulatório de transição 2022-2025, propõem-se que a ERSE tome em consideração o exposto, anulando a duplicação.

## **F. Parâmetros para a Atividade de Distribuição de energia elétrica da E-REDES**

### **F.1. Mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço**

1. A proposta de mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço, apresentada pela ERSE, mantém a estrutura que vigora no atual período de regulação, com as suas duas componentes: a componente 1 focada na continuidade de serviço no seu todo, e a componente 2 focada nos clientes com pior nível de continuidade de serviço.
2. Na componente 1, a ERSE aumentou a exigência do mecanismo, reduzindo o TIEPI de referência, dos 70,21 minutos para os 65,21 minutos. Na componente 2, a ERSE optou por manter os parâmetros que vigoraram nos anos 2020 e 2021.

**2.1.** Para a componente 1, a ERSE propôs o aumento da valorização da Energia Não Distribuída (END), de 3€/kWh para 4,5 €/kWh, bem como uma subida do limite de prémio (penalização) máximo(a), de 4 para 6 milhões de euros.

**2.2.** Na componente 2, a ERSE decidiu subir o limite do incentivo, de 1 para 3 milhões de euros, mantendo, contudo, a valorização do indicador SAIDI 5%.

**3.** O CT considera a proposta da ERSE equilibrada.

## **F.2. Mecanismo de incentivo à redução de perdas**

**1.** Nos termos da mais recente revisão ao RT (Regulamento n.º 785/2021), o mecanismo de incentivo à redução de perdas para o período regulatório 2022-2025 é desdobrado em três diferentes componentes:

a. A componente 1, que incide sobre perdas globais e segue uma curva semelhante à do modelo atualmente em vigor, consistindo em a revisão agora proposta pela ERSE:

- i. na conversão da base do indicador para energia entrada (vs. energia distribuída);
- ii. no reposicionamento do valor central para o histórico recente em 2022 (8,50%), com descida anual ao longo do período regulatório, até atingir o atual valor central em 2025 (7,25%);
- iii. no encurtamento da largura de banda morta de, 1,2 p.p. para 0,5 p.p.;
- iv. no aumento do declive da curva, de 1/3 para 2/3 do valor médio anual do preço do mercado spot;
- v. na predefinição do valor máximo de incentivo ou penalização, para 20 M€ (no atual modelo este valor é variável de ano para ano);

b. A componente 2, que considera a partilha com o ORD dos montantes associados a fraude de energia que este recupere ao longo de cada ano, sendo o coeficiente de partilha de 25% para o período regulatório 2022-2025;

c. A componente 3, que prevê um incentivo ou penalização, consoante a energia de fraude recuperada em cada ano esteja, respetivamente, abaixo ou acima de um valor central definido pela ERSE, que parte de 65 GWh em 2022 e cresce 10% em cada ano até 2025, sendo:

- i. o declive da curva determinado pela divisão entre o montante usado na componente 2 e a energia recuperada ao longo do ano;
- ii. o valor máximo de incentivo ou penalização determinado pela divisão entre o montante usado na componente 2 e o valor central de cada ano.

**2.** No seu parecer à 101.ª Consulta Pública da ERSE (revisão do RT), o CT expressou que, no seu entender, a parcela de perdas técnicas se encontra muito dependente de fatores que escapam ao controlo direto dos ORD ao longo de um período regulatório, nomeadamente dos perfis de consumo e de produção distribuída e das tipologias das redes (as quais, embora mais controladas pelos ORD, dependem de investimentos que ultrapassam a duração típica de um período regulatório).

**3.** Em consequência, o CT recomendou que a componente focalizada nas perdas globais, a manter-se, deveria considerar a variação destas ao longo do período regulatório e ser expurgada dos fatores não

controlados pelo ORD e que o valor central de calibração da curva do incentivo deveria refletir o contexto de partida do novo período regulatório.

4. No relatório de encerramento da consulta de revisão do RT, a ERSE referiu que os comentários do CT acima indicados seriam tidos em atenção na parametrização do incentivo, em sede da definição das Tarifas e Preços da energia e outros serviços, verificando que houve uma integração parcial.
5. Contudo, não fazendo a ERSE qualquer referência à exclusão, do indicador de perdas globais, dos fatores não controlados pelo ORD, o CT infere que esta sua recomendação não foi considerada pela ERSE, dedução esta suportada no facto de estar a ser atribuída à componente 1 um peso superior às restantes componentes, como se depreende da convergência do seu valor central para o valor atualmente em vigor.
6. Neste contexto, o CT recomenda que os parâmetros da componente 1 tenham em devida consideração o impacto, ao nível do indicador de perdas globais, dos fatores não controlados pelo ORD, sobretudo do esperado aumento da produção distribuída para os próximos anos, em particular para 2024 e 2025.
7. No que diz respeito à componente 2, o CT concorda com o valor proposto pela ERSE para o coeficiente de partilha.
8. Relativamente à componente 3, o CT observa que, na formulação proposta, o declive é apurado pelo cruzamento de duas variáveis que não têm correspondência temporal entre si (montantes recuperados de energia de fraude, que pode dizer respeito a vários anos, e a energia de fraude detetada, que diz respeito a um ano), o que, constituindo uma inconsistência técnica, não traduz uma valorização realista para a energia de fraude recuperada.
9. Como alternativa, o CT propõe que o declive da componente 3 seja indexado ao preço médio da energia, para que, da aplicação conjugada das componentes 1 e 3, resulte uma valorização da energia não superior à de mercado e que, como recomendado acima, em termos globais se assegure um maior peso para a componente 3 do que para a componente 1.
10. Adicionalmente, o CT verifica que o valor central proposto pela ERSE para a componente 3 é significativamente superior aos valores de energia recuperada nos últimos anos (2018 a 2020), referidos no documento de parâmetros para 2022-2025.
11. Neste contexto, o CT recomenda que, à semelhança do considerado pela ERSE para a componente 1, também para a componente 3 seja considerado um valor central de partida alinhado com o histórico recente.

#### **F.4. Meta de eficiência**

1. Na proposta de parâmetros para o período regulatório 2022-2025, a ERSE reconhece ser possível concluir, a partir das suas próprias análises de eficiência e do estudo de *benchmarking* que acompanha a proposta, que o ORD tem vindo a reduzir os seus custos e que o seu desempenho face às metas impostas pelo regulador tem sido positivo e que este se encontra perto ou na fronteira de eficiência.
2. Face a estes resultados, a ERSE considera adequado aplicar uma meta de eficiência de 0,75% aos custos elegíveis (componentes OPEX e CAPEX a partir de 2022), de acordo com a metodologia de *revenue cap* aplicada ao TOTEX no período de regulação 2022-2025.

3. O CT reconhece o resultado demonstrado pelo ORD nas análises de eficiência apresentadas pela ERSE, destacando o facto de este, no estudo de *benchmarking*, se posicionar sistematicamente no top 10% ou top 20% das empresas mais eficientes e de, em alguns casos, definir a própria fronteira de eficiência.
4. Neste contexto, o CT recomenda que a ERSE fixe uma meta de eficiência num valor mais próximo de 0, em alinhamento com o patamar de eficiência já atingido pelo ORD.

#### **F.5. Reequilíbrio entre níveis de tensão**

1. O CT regista que, na proposta de tarifas para 2022, a ERSE adotou medidas para equilibrar a repartição dos proveitos permitidos entre níveis de tensão, com vista a permitir uma maior aderência dos proveitos à evolução diferenciada que se tem sentido nos custos reais (por exemplo, aumento de custos na AT e MT com gestão de vegetação e redução de custos operacionais na BT com o *roll-out* de EMI).
2. Porém, o CT nota que a metodologia adotada pela ERSE só corrige parcialmente o desequilíbrio entre custos aceites e reais em cada nível de tensão, continuando a perspetivar-se a ocorrência de *gap* na AT e MT e de excedente na BT.
3. O CT dá ainda nota que o impacto deste desequilíbrio é agravado pelo facto de o mecanismo de partilha de ganhos e perdas ser aplicado de forma diferenciada por nível de tensão, uma vez que o efeito conjugado de uma rentabilidade superior à de referência na AT e MT e de uma rentabilidade inferior à de referência na BT poderão conduzir ao aparecimento indevido de uma partilha, ainda que, em termos globais, a rentabilidade do ORD esteja alinhada com a remuneração de referência.
4. Face ao exposto, o CT recomenda que a ERSE assegure um maior equilíbrio nos proveitos permitidos entre níveis de tensão, de forma a assegurar que, sem alteração do valor global de proveitos permitidos para a DEE, não se perspetive a ocorrência de *gap* num dos níveis de tensão no início do período regulatório.

#### **G. Parâmetros para as Atividades Reguladas das Regiões Autónomas**

##### **G.1. Bases de custo e fatores de eficiência para o período de regulação 2022-2025**

1. Como referido anteriormente, a ERSE avaliou os resultados das metodologias de regulação aplicadas às Regiões Autónomas desde o período regulatório 2012-2014, mantendo-as para o período de 2022-2025. Relativamente ao período regulatório anterior são revistas as bases de custo, os parâmetros de regulação e atualizado o mecanismo de determinação dos custos eficientes com a aquisição de combustíveis.
2. Conforme expressa a ERSE, na proposta de parâmetros de regulação para o período 2022-2025, o exercício de fixação de bases de custos e de parâmetros para as atividades reguladas das empresas das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira assume alguma dificuldade face às particularidades geográficas e económicas enfrentadas pelas empresas que operam nessas regiões.
3. Acrescenta ainda, que essas especificidades dificultam o exercício de aplicação de metodologias de *benchmarking*, para a definição dos parâmetros, salientando que no estudo de *benchmarking* realizado em 2021 relativamente aos Operadores de Sistema de Distribuição não existe mais nenhuma empresa insular para além da EDA e da EEM.

4. Assim, considerando a análise de desempenho e as especificidades que envolvem o desenvolvimento das atividades reguladas das empresas das Regiões Autónomas, a ERSE reviu as bases de custos para o ano de 2022, considerando:
  - a. RAA: uma ponderação de 75% à média dos custos aceites (2019 e 2020) e de 25% à média dos custos reais (2019 e 2020);
  - b. RAM: uma ponderação de 50% à média dos custos aceites (2019 e 2020) e de 50% à média dos custos reais (2019 e 2020);
  - c. O valor obtido em ambas as regiões é ainda atualizado para 2022, com a aplicação de dois anos de atualização (IPIB-X).
5. As regiões insulares são territórios para os quais é difícil encontrar uma realidade inteiramente comparável para efeitos de *benchmarking*. Além disso, não são alvo de extensa literatura económica de suporte. Neste sentido, à semelhança do já efetuado no início do período regulatório anterior, o CT recomenda à ERSE a promoção de uma análise mais aprofundada, que permita identificar de forma clara os custos eficientes (OPEX), por ilha, de cada Região Autónoma, necessários à produção, transporte, distribuição e comercialização de energia elétrica, a vigorar no próximo período regulatório a iniciar em 2026.
6. O CT considera que apenas desta forma as bases de custos poderiam ser determinadas em função das referências encontradas, assim como os níveis de eficiência que cada empresa teria de prosseguir, mediante a fixação de parâmetros devidamente calibrados e fundamentados, sendo revistos com a regularidade exigida pela evolução tecnológica e outros fatores internos e/ou externos.

## **G.2. Custos de Referência e Metas de Eficiência para aquisição de combustíveis nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira**

1. Os custos com a aquisição de combustíveis constituem, nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, uma importante parcela dos custos da atividade de AGS das empresas reguladas que operam nessas regiões.
2. Em conformidade com o Regulamento Tarifário em vigor, no que diz respeito aos custos com aquisição de combustíveis nas RA, aplica-se uma metodologia regulatória baseada na definição de custos de referência e na aplicação de metas de eficiência para as componentes de aquisição, transporte, descarga, armazenamento e comercialização dos combustíveis.
3. Conforme expressa a ERSE na presente proposta de tarifas, *“a grande dinâmica dos mercados de combustíveis veio introduzir novos factos que tornaram necessário reequacionar algumas das variáveis que estavam a ser usadas no cálculo dos custos eficientes dos vários combustíveis das Regiões Autónomas, tornando necessário a atualização do estudo de 2016 por forma a contemplar aspetos relacionados com a aquisição dos vários tipos de combustíveis utilizados, em particular face aos seguintes fatores: i) previsível utilização de fuelóleo com teor de enxofre de 0,5%, sendo necessário redefinir os mercados de referência e o tipo de produto a considerar; ii) previsível aumento dos custos de transporte dos combustíveis com aplicação das novas diretivas da International Maritime Organization (IMO), que impõe aos navios petroleiros a obrigatoriedade de utilização no transporte marítimo de fuelóleo de teor de enxofre igual ou inferior a 0,5%, a partir de janeiro de 2020; iii) renegociação dos contratos de fornecimento de combustíveis, em particular no caso da EEM;*

*iv) reavaliação dos custos padrão de algumas instalações de armazenamento de combustíveis, em particular o caso das instalações de gás natural da Madeira.”.*

4. A este respeito, o CT relembra que no seu parecer à proposta de tarifas e preços para o ano de 2020, recomendou à ERSE que considerava premente a elaboração de um novo estudo que suportasse os parâmetros a definir.
5. Nesta perspetiva, foi adjudicado pela ERSE um novo estudo que foi realizado pela PwC e concluído em 11 de maio de 2021.
6. O CT não pode deixar de manifestar a sua surpresa, pelo facto de a ERSE apenas ter dado conhecimento do estudo ao CT e às empresas reguladas das RA a 15 de outubro de 2021, em conjunto com a proposta de tarifas para 2022 e parâmetros para o período regulatório 2022-2025, a qual, já inclui a aplicação dos resultados do referido estudo, sem o prévio conhecimento e a necessária discussão com as empresas reguladas das RA.
7. Na opinião do CT, considerando a especificidade e abrangência do estudo, as empresas reguladas das RA, à semelhança do regulador, não dispõem de competências internas que permitam avaliar este documento, necessitando de tempo e apoio de consultoria externa para o fazer convenientemente. Atento o timing e oportunidade da disponibilização do estudo pelo regulador, o CT entende que os operadores das RA não dispõem de um prazo suficiente para essa avaliação/validação, bem como para a necessária discussão com o regulador, quer do estudo, quer dos parâmetros considerados para efeitos tarifários, antes da sua aplicação e fixação para os próximos 4 anos.
8. Acresce referir que, o CT teve conhecimento, através dos representantes das RA, que existem três versões do referido estudo:
  - Uma versão resumida remetida à apreciação do CT, apresentando basicamente as conclusões sem as fundamentar devidamente;
  - Uma versão detalhada do estudo remetida exclusivamente à EEM, referente à RAM;
  - Uma versão detalhada do estudo remetida exclusivamente à EDA, referente à RAA;
9. O CT regista em relação à apresentação deste estudo uma alteração de procedimentos face aos estudos anteriores, em especial a distribuição parcelar do mesmo em função da natureza dos seus destinatários, dificultando uma apreciação global e integrada de todas as suas componentes, aspetos que na opinião do CT deveriam ser corrigidos.
10. Adicionalmente, o CT constata que no período compreendido entre a conclusão do estudo (datado de 11 de maio de 2021) e a apresentação da presente proposta de tarifas em 15 de outubro de 2021, não se registou a desejada e recomendada interação com as empresas reguladas das RA, à semelhança do verificado nos estudos anteriores. Este procedimento para além de não aportar valor acrescentado ao estudo, não promove o necessário e esperado equilíbrio na relação entre regulador e operadores regulados.
11. O CT recomenda que, face às particularidades geográficas e económicas enfrentadas pelas empresas reguladas das RA, os parâmetros a definir tenham em conta, não só a interpretação da ERSE dos resultados do estudo, mas também os potenciais efeitos do atual contexto de transição energética e de descarbonização do setor energético, face ao objetivo global de neutralidade carbónica. Por um lado, como referido no estudo da PwC, algumas das refinarias europeias já iniciaram este processo de transição, situação que pode colocar limitações ao abastecimento das RA, por outro lado, as

incertezas que existem ao nível do horizonte temporal até que esta transição seja generalizada podem criar dificuldades na definição dos parâmetros e na sua fixação para um período regulatório de 4 anos.

12. Face ao exposto, o CT considera que a atual metodologia regulatória baseada na definição de custos de referência para a aquisição de combustíveis nas RA, assim como os parâmetros propostos, deve ter como fio condutor a incorporação dos desenvolvimentos necessários à adaptação do modelo regulatório, visando dar respostas adequadas aos desafios colocados pela transição para um sistema energético neutro em carbono.
13. Efetivamente, é opinião do CT que neste contexto de transição energética poderá existir a necessidade de uma regulação mais dinâmica e que metodologias regulatórias mais flexíveis tenderão a ser mais ajustadas. Salienta-se ainda, a eventualidade de poder ser necessário a adoção de um período de transição.
14. Desta forma, o CT recomenda uma maior interação com as empresas reguladas das RA, objeto do estudo e que, simultaneamente, seja concedido um período mais alargado às empresas, no sentido de o poderem analisar com a profundidade necessária.

#### **H. Custos de Referência para o Comercializador de Último Recurso**

1. Em cumprimento do estabelecido nos números 8 e 9 do artigo 50.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua redação atual, a Proposta de Tarifas integra a análise dos custos de referência da atividade de Comercialização de Último Recurso, a qual serve de suporte à definição das metas de eficiência a aplicar à comercialização regulada no novo período regulatório.
2. A análise dos custos de referência permite ao CT concluir que, apesar da perda de economias de escala resultante da saída de clientes para o mercado livre, a SU ELETRICIDADE continua a apresentar um posicionamento relativo bastante competitivo, voltando a classificar-se como a mais eficiente entre as empresas comercializadoras de dimensão similar.
3. Nestas circunstâncias, só se pode esperar uma melhoria do seu nível de eficiência por efeito do progresso tecnológico, que a ERSE estima em 0,75%.
4. Assim sendo, o CT considera apropriada a meta de eficiência de 0,75% fixada para o período de regulação 2022-2025.

#### **I. Parâmetros para a Atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador**

1. No período regulatório inicialmente fixado de 2018-2020, a ERSE definiu um nível de custos totais (TOTEX) a aceitar para 2018, que evoluiu nos anos de 2019 e de 2020 com a aplicação de uma metodologia do tipo IPIB-X. Esta metodologia foi prolongada a 2021, dado que o período de regulação foi estendido até ao final deste ano.
2. 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 2018-2021.
3. Para o novo período regulatório que se inicia em 2022, a ERSE procedeu à análise dos valores de custos e proveitos da ADENE, na sua atividade de OLMC do setor elétrico, entre os anos de 2018 e 2021 (este último com valores estimados), de modo a poder fixar as novas bases de custo.

4. O CT regista que existem apenas 3 anos com contas fechadas (2018 a 2020), e que este horizonte temporal não permite estabelecer uma tendência de evolução de custos e de proveitos do OLMC.
5. A atividade da ADENE ficou marcada por factos que dificultam a análise histórica com base em contas reais auditadas. O ano de 2020 ficou marcado pelo início da pandemia COVID-19, condicionando a atividade da ADENE, o que se refletiu numa redução de custos. Apenas em 2021 a atividade de OLMC passou a ser assegurada internamente pela ADENE, de acordo com informação da própria entidade.
6. Perante a falta de dados históricos, a base de custos definida pela ERSE para essa atividade para o período 2022-2025 assentou no TOTEX aceite pela ERSE para 2021, atualizados para 2022 com IPIB-X.
7. O fator de eficiência aplicado no período de regulação que termina em 2021 foi de 0%, que a ERSE mantém para o novo período de regulação, face à inexistência de um *benchmarking* comparável e de um histórico da atividade.
8. No que se refere à remuneração do CAPEX, a ERSE reviu em baixa a taxa de remuneração da atividade de OLMC da ADENE. Para o período de regulação que se inicia em 2022 esta taxa será de 1,5% por se considerar que o risco associado a esta atividade é equivalente ao risco do “Estado Português”, visto ser uma entidade pública sem fins lucrativos.
9. Conforme referido em Pareceres anteriores, o CT considera essencial a estabilidade no funcionamento da atividade do OLMC e o equilíbrio económico-financeiro do mesmo, tendo sempre presente a premissa do não agravamento de custos para os consumidores.
10. Considerando a ainda escassa informação financeira e operacional da ADENE enquanto OLMC, o CT concorda com a proposta da ERSE, tendo em conta as particularidades desta entidade, nomeadamente a ausência de dívida e a sua natureza associativa sem fins lucrativos. Sem prejuízo do anterior, com o progressivo aumento do conhecimento da realidade das atividades da ADENE/OLMC, o CT recomenda que no próximo período regulatório os pressupostos agora considerados sejam sujeitos a uma revisão detalhada.
11. O CT recomenda que a atividade do OLMC seja continuamente monitorizada de modo a não permitir quaisquer subsidias cruzadas entre a atividade regulada e as restantes atividades desenvolvidas pela ADENE, relevando a necessária apresentação de informação financeira desagregada pelo ADENE para a função de OLMC.

#### **J. Outros Parâmetros a aplicar no período de regulação de 2022 a 2025**

##### **J.1. Incentivo à integração de instalações nas Redes Inteligentes**

1. O incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes (ISI) pretende incentivar os ORD BT a desenvolverem e disponibilizarem um conjunto de serviços que permitam a integração das instalações nas redes inteligentes, de modo a garantir o acesso dos consumidores a todos os benefícios resultantes dessa integração.
2. O montante deste incentivo depende dos seguintes parâmetros regulatórios:
  - Parâmetro T – número de anos de aplicação do incentivo, para cada instalação integrada nas redes inteligentes,

- Parâmetro K – montante que é pago aos ORD BT, em cada ano T, por cada instalação integrada nas redes inteligentes.
3. No período regulatório anterior, a ERSE estabeleceu os seguintes parâmetros do incentivo ISI em vigor desde 2019, para Portugal continental e Regiões Autónomas dos Açores (RAA) e da Madeira (RAM):

**Quadro 11-1 - Parâmetros do Incentivo ISI – Período de regulação 2018-2021**

Parâmetros	2019	2020	2021
K (euros)	5,0	5,08	5,15
T (número de anos)	8	8	8

Fonte: Documento Parâmetros da Proposta de TeP 2022

4. Para o próximo período regulatório que se inicia em 2022, o CT regista a opção da ERSE de manter a metodologia utilizada anteriormente por considerar que não há alterações relevantes no contexto de desenvolvimento e disponibilização destes serviços.
5. Assim, o parâmetro T mantém-se em 8 anos no novo período regulatório, quer em Portugal continental, quer nas Regiões Autónomas, e o parâmetro K continuará a refletir a evolução da inflação, relativamente ao K aplicado em 2021.
6. Relativamente às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, a ERSE propõe um parâmetro K específico que evoluirá ao longo do período de acordo com a inflação, tal como o de Portugal continental.

**Quadro 11-2 - Parâmetros do Incentivo ISI para Portugal continental em 2022**

Parâmetros ISI	2022
K (euros)	5,21
T (anos)	8

Fonte: ERSE, E-REDES

**Quadro 11-3 - Parâmetros do Incentivo ISI para as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira em 2022**

Parâmetros ISI	2022
K (euros)	5,29
T (anos)	8

Fonte: ERSE, EEM

Fonte: Documento Parâmetros da Proposta de TeP 2022

7. O CT concorda com a proposta da ERSE.

#### J.2. Incentivo à gestão otimizada dos CAE – revisão dos limites

1. A redução gradual da atividade desenvolvida pela REN Trading, associada ao fim da vigência de ambos os contratos - novembro de 2021 para a Tejo Energia (Central do Pego) e primeiro trimestre de 2024 para a Turbogás (Central da Tapada do Outeiro), levou a ERSE a publicar a Diretiva n.º 2/2021, de 19 de janeiro, que estabeleceu o novo incentivo para a gestão otimizada dos CAE não cessados, também designado I<sub>CAE</sub>, em vigor a partir do ano de 2021.

2. Antes da publicação da referida Diretiva, a ERSE auscultou os diferentes agentes com interesse no setor elétrico, tendo o CT feito as seguintes recomendações:

*“a. Promoção pela ERSE, em estreita articulação com o Governo, de um plano que inclua todos os aspetos e custos relacionados com a cessação dos CAE a par da atividade da própria REN Trading.*

*b. Revisão do incentivo no sentido da aproximação do intervalo temporal para determinação da percentagem de horas associada ao parâmetro  $pm\acute{d}x\ n$ , nos termos sugeridos neste parecer, através da média dos valores associados aos anos de 2017 a 2019.*

*c. Apuramento de todos os custos da REN Trading permitindo avaliar a suficiência do incentivo.*

*d. A utilização do 1.º semestre de 2021 para monitorização da metodologia agora proposta de revisão do incentivo, recomendando que a ERSE apresente ao CT uma análise que ateste a calibração definitiva do incentivo a aplicar à gestão do CAE da Turbogás.”*

3. Para dar resposta a esta recomendação do CT, a ERSE levou a cabo durante o ano de 2021 uma ação de fiscalização conducente a um melhor entendimento sobre o funcionamento da empresa, a organização dos seus recursos e os respetivos custos.

4. Através da análise dos elementos recolhidos nesta ação de fiscalização, a ERSE refere ter concluído que:

- os custos de funcionamento da REN Trading não têm uma conexão direta com cada um dos CAE geridos pela empresa, existindo vários custos que são comuns e indivisíveis por central, o que faz com que a estrutura de custos seja, no essencial, fixa;
- os ganhos de eficiência nos recursos prospetivados até ao término do CAE da Tejo Energia, e após esse momento, deverão ser suficientes para que os custos de funcionamento se situem abaixo do limite mínimo definido para o incentivo em 2021 (1 milhão de euros);
- nos anos de 2022 e 2023 os custos de funcionamento poderão vir a situar-se acima do limite mínimo do incentivo (750 milhares de euros), dependendo da evolução da litigância com as centrais e dos custos associados à mesma;
- no que respeita ao limite máximo do incentivo, nos anos de 2021 (2,5 milhões de euros) e de 2022 e 2023 (1,5 milhões de euros), o valor ficará acima dos custos de funcionamento da REN Trading;
- no ano de 2024 deverá observar-se uma insuficiência dos montantes do incentivo face aos limites mínimo e máximo atualmente definidos para esse ano (250 e 500 milhares de euros, respetivamente), designadamente se for mantida a estrutura de pessoal e os custos associados a litigância se mantiverem nos níveis atuais;

- a litigância atual e emergente poderá implicar a prorrogação da atividade da empresa, o que implicará o reconhecimento de custos de funcionamento da REN Trading em 2025, se não for possível o encerramento das contas da REN Trading e de todos os processos de litigância com as centrais até ao final de 2024.
5. Tomando em consideração as preocupações manifestadas pelo CT, aquando do processo de revisão do incentivo, quanto ao risco dos limites do incentivo puderem ser insuficientes para cobrir alguns custos, a ERSE manifesta, na sua proposta, a intenção de avaliar regularmente a evolução dos custos e dos montantes do incentivo obtidos com a formulação e parâmetros propostos, de modo a verificar se o equilíbrio económico e financeiro da atividade regulada desenvolvida pela REN Trading se encontra assegurado.
6. O CT regista que a ação de fiscalização referida permitiu clarificar aspetos da estrutura de custos e do funcionamento da empresa que se revelaram importantes para adaptar a abordagem regulatória da ERSE à REN Trading nos próximos anos. Neste sentido, a ERSE propõe adotar as seguintes medidas:
- Atenta a incerteza e natureza variável associada aos custos com a constituição dos painéis financeiros e tribunais arbitrais dos CAE, bem como dos custos de assessoria jurídica para representação e defesa da REN Trading nos mesmos, a ERSE propõe serem aceites fora do âmbito de aplicação do incentivo;
  - Com a aplicação da medida anterior fica assegurado que o limite mínimo fixado atualmente para os anos de 2022 e 2023 (750 milhares de euros) é suficiente para a cobertura dos custos de funcionamento (no essencial, custos com pessoal e FSE associados a sistemas de informação), pelo que a ERSE propõe manter nestes anos o limite mínimo;
  - Os limites mínimo e máximo do incentivo em 2024 (250 e 500 milhares de euros, respetivamente) foram calibrados no pressuposto de que a atividade da empresa se desenvolveria num período de tempo limitado, coerente com a vigência do CAE da Turbogás que termina em março de 2024. Contudo, caso a atividade da REN Trading se prolongue neste ano por motivos de litigância, deixa de fazer sentido associar os valores obtidos com o incentivo, e os seus limites, aos custos de funcionamento da empresa, uma vez que a sua atividade deixa de estar orientada para a otimização das receitas das centrais, que é subjacente à conceção do incentivo. Neste contexto, a ERSE propõe que na preparação do exercício tarifário de 2024 se avalie a necessidade de uma eventual prorrogação da atividade da REN Trading, em função da existência de painéis financeiros e tribunais arbitrais dos CAE em vigor nesse momento;
  - À semelhança do descrito no ponto anterior, na preparação do exercício tarifário de 2025, a ERSE avaliará, novamente, a necessidade a prorrogar a atividade da REN Trading, em função da existência de painéis financeiros e tribunais arbitrais dos CAE ainda sem decisão, com a correspondente previsão de custos até ao seu encerramento.
7. No enquadramento apresentado, o CT considera a proposta da ERSE equilibrada, recomendando que o Regulador acompanhe os processos litigiosos, de forma a antecipar os eventuais desenvolvimentos de prorrogação da atividade da REN Trading no pós 2024.

## IV

### DIVERSOS

Nos pareceres que emite em relação à Proposta de Tarifas e Preços da Energia Elétrica que anualmente a ERSE publica, o CT tem mantido sob observação um conjunto de aspetos, objeto de leis da República, que oneram a fatura de eletricidade de todos os consumidores.

São disso exemplo:

- o IVA na fatura da eletricidade,
- a Contribuição Audiovisual (CAV),
- os Saldos de Gerência.

Não estando no âmbito da ERSE qualquer intervenção direta nestes temas, o CT entende ser seu dever insistir nas matérias em apreço, admitindo que a sua reiterada e fundamentada opinião possa ter eco nas autoridades competentes.

#### **1. Taxa de IVA na fatura de eletricidade**

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.

#### **2. Contribuição para o audiovisual (CAV)**

1. A Lei n.º 30/2003, de 22 de agosto, determinou que a cobrança da designada contribuição para o audiovisual (CAV) fosse consubstanciada através da fatura de eletricidade, desconsiderando a inexistência de lógica funcional entre um serviço público essencial, o fornecimento de eletricidade, e o serviço de rádio e televisão prestado por uma empresa pública.
2. A prática vigente constitui uma distorção à correta transmissão dos custos do serviço público essencial de eletricidade aos consumidores ligados em BTN.
3. Assim, afigura-se imprescindível que a CAV, a existir, passe a ser cobrada pelos operadores do serviço de TV por subscrição, esperando o CT que o poder legislativo acolha esta sugestão.

#### **3. Saldos de gerência**

1. Nos seus pareceres de 2019 e 2020, relativos às correspondentes Propostas de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços apresentadas pela ERSE, o CT expressou que não estava devidamente considerada a devolução às tarifas dos saldos de gerência, nos termos do Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho e em conformidade com os Estatutos da ERSE (n.º 6 do Art.º 50º, do Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho) e a Lei-Quadro das Entidades Administrativas Independentes com Funções de Regulação da Atividade Económica dos Setores Privado, Público e Cooperativo (Lei n.º 67/2013, de 28 de agosto).
2. Importava assim garantir a devolução destes saldos às TAR, a favor dos clientes de eletricidade e de gás, na proporção das contribuições cobradas. A proposta da ERSE, objeto do presente parecer,

considera a devolução de valores dos saldos de gerência e propõe que essa devolução se efetive na proporção acima referida, decisão que merece o reconhecimento do CT.

## V

### RECOMENDAÇÕES

No parecer que emitiu, em 16 de novembro de 2020, sobre a “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2021” o CT apresentou um conjunto de recomendações que, de forma genérica, foram pela ERSE integradas no documento final ou, não sendo o caso, foi explicitada a razão da sua não consideração.

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:

1. Garantir uma boa articulação com as empresas reguladas no decurso da elaboração das Propostas, de forma a assegurar que toda a informação disponível é do conhecimento geral em momento oportuno e que se clarifiquem, em tempo útil, as questões eventualmente pendentes.
2. Efetuar uma análise de mercado no âmbito da taxa de remuneração das atividades de TEE e DEE do Continente e das RA, que englobe a comparação com outros países, tendo em vista garantir um valor adequado que viabilize a realização dos investimentos necessários nas redes, em particular no atual contexto da transição energética.
3. Revisitar os pressupostos considerados para a determinação da taxa de remuneração e do mecanismo de indexação, que possam eventualmente comprometer a sustentabilidade das empresas e a sua capacidade para financiarem os investimentos necessários para o sistema, observada a criticidade do atual contexto de transição energética.
4. Rever a parametrização do mecanismo de partilha de ganhos e perdas no sentido de o focar na partilha da rendibilidade real, calibrando-o pelos ganhos e gastos reais decorrentes do exercício das atividades de TEE e DEE, e assegurar coerência na parametrização do mecanismo aplicável às duas atividades.
5. 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.
6. 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.
7. Publicar um Regulamento específico para as funções dos ORDbt.
8. Avaliar com urgência o equilíbrio económico-financeiro dos ORDbt.
9. 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.

10. Rever o pressuposto da proposta que considera a substituição do serviço de interruptibilidade pelo serviço de Banda de Reserva de Regulação no mercado de serviços de sistema, ao considerar para o CUR o acréscimo destes custos, por forma a manter um *“level playing field”*.
11. Rever a classificação da extinção do regime de interruptibilidade como “medida mitigadora”, pelo facto dos custos a ele associados continuarem a ser suportados pelos utilizadores do sistema, ainda que através do novo processo estabelecido para a Banda de Regulação.
12. Reanalisar a estrutura tarifária da EGME à data da revisão tarifária, tendo por base a evidência de que uma tarifa apenas baseada em carregamento penaliza os UVE de menor capacidade.
13. 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.
14. 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.
15. 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.
16. Incluir nos proveitos permitidos, durante este período de regulação e para permitir uma transição adequada do extinto IREI, uma Componente Transitória, a extinguir em 2025, que não tenha um valor nulo como atualmente é proposto.
17. Acautelar no proveito permitido da comercialização o reconhecimento dos custos dos fornecimentos supletivos que impactam as operações comerciais do CUR.
18. Enquadrar como repasse tarifário nos respetivos modelos de gestão económica os encargos do ORD e do GGS com a gestão de riscos e garantias no SEN.
19. Minimizar quaisquer agravamentos da distorção das TVCF face à tarifa aditiva para que o processo de convergência das RA siga a sua trajetória expectável, visando atingir a aditividade plena.
20. Interagir com as empresas reguladas concedendo-lhes um período mais alargado para a análise do estudo referente à aquisição eficiente de combustíveis nas RA, e ponderar a adoção de um período de transição.
21. Anular a duplicação que decorre da aplicação de um fator de eficiência de 1,5% ao TOTEX, por o mesmo fator já estar considerado no CAPEX relativamente aos projetos de investimento 2022-2025, apresentados pelo ORT, e rever o peso das componentes fixa/variável para valores mais próximos do valor fixo efetivamente verificado.
22. Adotar uma posição de compromisso razoável no que respeita à partilha de encargos de indemnizações e de processos judiciais decorrentes de incidentes fortuitos nas redes elétricas.
23. Integrar e rever, no domínio dos parâmetros das perdas nas redes, os seguintes aspetos:
  - a. os fatores não controlados pelo ORD, na componente 1, nomeadamente o aumento da produção distribuída para os próximos anos, em particular para 2024 e 2025;

- b.** que o declive da componente 3 esteja indexado ao preço de mercado, de forma a conferir-lhe um peso superior ao da componente 1, assegurando que a conjugação de ambas não resulta num incentivo incremental superior ao preço da energia;
  - c.** o valor central de partida da componente 3 que deve estar em linha com o histórico de perdas recente.
- 24.** Insistir junto dos poderes legislativos, no sentido de:
  - a.** Ser criada legislação que tenha em atenção a proposta apresentada pela ERSE que visa enquadrar e punir o furto e a fraude de energia;
  - b.** Ser concretizada a aplicação da taxa de IVA reduzida;
  - c.** 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.

## VI 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 2021**, o parecer que antecede teve a seguinte votação:

**Votos a favor na globalidade: 19 (dezanove);**

**Voto contra na globalidade: 1(um)**

**Votos contra os seguintes pontos específicos: 3(três) contra os pontos IIIC e IIID; 1 (um) contra pontos 5,6,7 e 8 de IIIC.**

**Abstenção: 3 votos ponto III J.1.**

tendo sido aprovado por **maioria**.

O parecer que antecede contém **84 (oitenta e quatro)** páginas, sendo **2 (duas)** destinadas à votação e assinatura dos membros do conselho tarifário.

Constam ainda, mais **26 (vinte e seis)** páginas, que fazem parte integrante do mesmo:

- **19 (dezanove)** contendo sentidos de voto;
- **7 (sete)** contendo declarações de voto.

o que perfaz um total de **110** folhas.

<b>NOME E ENTIDADE REPRESENTADA</b>	<b>FAVOR</b>	<b>CONTRA</b>	<b>ABSTENÇÃO</b>
<b>Jaime Braga</b> Representante de associações que tenham associados consumidores de eletricidade em média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT)	Anexo 1	—	—
<b>Carlos Silva</b> Representante de associações que tenham associados consumidores de eletricidade em média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT)	Anexo 2	—	—
<b>Célia Marques</b> Representante de associações de defesa do consumidor de caráter genérico -UGC	Anexo 3	—	—
<b>Ingride Pereira</b> Representante de associações de defesa do consumidor de caráter genérico -DECO	Anexo 4	Anexo 5 III C; III D	Anexo 5 III J.1.
<b>Eduardo Quinta Nova</b> Representante de associações de defesa do consumidor de caráter genérico -UGC	Anexo 3	—	—
<b>Mário Reis</b> Representante dos consumidores da região autónoma dos Açores - (ACRA)	—	Anexo 6 e 7	—
<b>Fernando Ferreira</b> Representante das empresas do sistema elétrico da região dos Açores - (EDA)	Anexo 8	—	—
<b>Jorge Lúcio</b> Representante de comercializadores de eletricidade em regime livre (Galp)	Anexo 9 e 10	—	—
<b>Sandra Pinto</b> Representante do comercializador de último recurso de eletricidade que, nestas funções, atue em todo o território do continente - (SU-Eletricidade)	Anexo 11	—	—
<b>Joaquim Teixeira</b> Representante de entidades concessionárias de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT) - (CEVE)	Anexo 12	—	—
<b>Rui Bernardo</b> Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição de eletricidade (RND) - (EDPD)	Anexo 13	—	—
<b>Vinay Pranjivan</b> Representante dos consumidores da região autónoma da Madeira – (DECO)	Anexo 14	Anexo 5 III C; III D	Anexo 5 III J.1.

NOME E ENTIDADE REPRESENTADA	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
<b>Patrícia Carolino</b> Representante da Direcção-Geral do Consumidor - (DGC)	Anexo 15	Anexo 15 N.ºs 5,6,7 e 8 do III C;	—
<b>Luís Vasconcelos</b> Representante da Associação Nacional de Municípios - (ANMP)	Anexo 16	—	—
<b>Pedro Furtado</b> Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Electricidade (RNT) - (REN)	Anexo 17 e 18	—	—
<b>Rui Vieira</b> Representante das empresas do sistema elétrico da região autónoma da Madeira - (EEM)	Anexo 19	—	—
<b>Vítor Machado</b> Representante de associações de defesa do consumidor de carácter genérico - (DECO)	Anexo 20	Anexo 5 III C; III D	Anexo 5 III J.1.
<b>Ricardo Nunes</b> Representante dos pequenos comercializadores da energia	Anexo 21 e 10	—	—
<b>Rafaela Matos</b> Personalidade de reconhecido mérito e independência a designar pelo membro do Governo responsável pela área do Ambiente	Anexo 22	—	—

	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO	VOTO DE QUALIDADE
<b>Manuela Moniz</b> Presidente do Conselho Tarifário nos termos do Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho	Anexo 23	—	—	—

**Exma. Senhora Presidente do Conselho Tarifário da ERSE**

**Eng.ª Manuela Moniz**

**Parecer sobre a**

**“PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2022 E  
PARÂMETROS PARA O PERÍODO REGULATÓRIO 2022-2025”**

## **VOTO**

**Na qualidade de representante de Associações que tenham como associados consumidores de eletricidade em média tensão, alta tensão e muito alta tensão, venho, pelo presente documento, manifestar o meu voto favorável, na globalidade, ao Parecer do Conselho Tarifário, Secção Elétrica, relativo à proposta em título, sem qualquer Declaração de Voto anexa ao presente.**

**Jaime Braga**

**Lisboa, 15 de novembro de 2021**

Ex Ma Sr<sup>a</sup>. Presidente do Conselho Tarifário

Eng<sup>a</sup>. Manuela Moniz

Parecer sobre a

***“PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2022 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO REGULATÓRIO 2022-2025”***

## **VOTO**

***NA QUALIDADE DE REPRESENTANTES DOS CONSUMIDORES DE MAT, AT E MT, VIMOS PELO PRESENTE DOCUMENTO MANIFESTAR O NOSSO VOTO FAVORÁVEL AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO, SECÇÃO ELÉTRICA, RELATIVO À “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2022 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO REGULATÓRIO 2022-2025”***

**Carlos Alberto Fonseca da Silva**

**Lisboa, 15 de novembro de 2021**



UNIÃO GERAL DE CONSUMIDORES

**PARECER SOBRE “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA  
E OUTROS SERVIÇOS EM 2022 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE  
REGULAÇÃO 2022-2025”**

Exma. Senhora

Presidente do Conselho Tarifário

Eduardo Quinta-Nova e Célia Marques, representantes da UGC na Seção do Setor Elétrico 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 para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2022 e Parâmetros para o Período de Regulação 2022-2025”**.

Com os melhores cumprimentos,

Lisboa, 15 de Novembro de 2021

***Eduardo Quinta-Nova e***

***Célia Marques***



Ingride Pereira, representante da DECO no Conselho Tarifário da ERSE, secção do setor elétrico, **vota favoravelmente na globalidade** o parecer relativo à **“Proposta de Tarifas e Preços para a energia elétrica e outros serviços em 2022 e parâmetros para o período regulatório 2022-2025”**, com exceção dos pontos a seguir elencados onde expressa um sentido de voto diferenciado:

- a) Ponto III - D. “Taxa de remuneração das atividades de TEE e DEE” com sentido de voto **“contra”**
- b) Ponto III - C. “Mecanismo de partilha” com sentido de voto **“contra”**
- c) Ponto III - J.1. “Incentivo à integração de instalações nas Redes Inteligentes” com sentido de voto **“abstenção”**

O sentido de voto aqui expresso é acompanhado de uma declaração de voto anexa.

Lisboa, 15 de novembro de 2021

Ingride Pereira

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

# DECLARAÇÃO DE VOTO

DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor

O presente parecer do Conselho Tarifário, secção do setor elétrico, incide sobre a “ **Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2022 e parâmetros para o período regulatório 2022-2025**” apresentada pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE).

Os representantes da DECO votam **favoravelmente**, e na globalidade, o parecer do Conselho Tarifário com exceção dos pontos a seguir elencados onde expressam um sentido de voto diferenciado:

- a) Ponto III - D. “Taxa de remuneração das atividades de TEE e DEE” com sentido de voto “**contra**”
- b) Ponto III - C. “Mecanismo de partilha” com sentido de voto “**contra**”
- c) Ponto III - J.1. “Incentivo à integração de instalações nas Redes Inteligentes” com sentido de voto “**abstenção**”

- a) Reconhecendo a particular complexidade do exercício do regulador fruto do atípico quadro conjuntural atual e da importância dos investimentos necessários para enfrentar, com sucesso, os desafios da transição energética em curso, a DECO revê-se na maioria das posições constantes do parecer do Conselho Tarifário mas não pode concordar com a forma como as matérias relacionados com a taxa de remuneração e respetivo mecanismo de partilha estão apresentadas.

Efetivamente é completamente inoportuno expressar, desde já, uma hipotética dificuldade em atrair financiamento para os novos investimentos das reguladas com base no nível das taxas de remuneração propostas pela ERSE.

O parecer do CT expressa um eventual receio de que as taxas de remuneração não sejam “*suficientemente atrativas para os investidores*”, no entanto não apresentam elementos factuais que sustentem esse receio. Acresce que não é do conhecimento da DECO qualquer dificuldade, séria, em obter financiamento no mercado para os investimentos no setor com o quadro regulatório de fixação das taxas de remuneração em vigor e que, sinteticamente, se prolonga para o novo período regulatório. Aliás, é bem mais evidente uma dificuldade de execução por parte das reguladas.

É de salientar que a ERSE definiu um mecanismo de indexação das taxas de remuneração à evolução das OT a 10 anos que permite refletir no custo de capital a evolução da conjuntura financeira. Este mecanismo permite, assim, internalizar as flutuações dos mercados financeiros e estabelece um intervalo, mínimo e máximo, que pode situar-se entre 4% e 7,3%, no caso da atividade de distribuição, e entre 3,7% e 7%, no caso da atividade de transporte. Estes valores “*floor*” e “*cap*” parecem-nos, até prova em contrário, compatíveis com as necessidades do setor. É também referido no parecer uma “*preocupação*” com o retorno proporcionado por outros operadores europeus, em concorrência com Portugal. A este respeito, para além de existirem países com taxas anunciadas inferiores, o nosso

sistema é único na indexação ao mercado financeiro e contempla mecanismos adicionais de incentivo ao investimento e eficiência das reguladas que permitem ultrapassar uma mera comparação de taxas previsionais de referência.

Assim, a DECO considera genericamente infundada e extemporânea qualquer revisão do mecanismo geral de fixação das taxas de remuneração tal como proposto. Chama, contudo, a atenção da ERSE para a assertiva referência do Conselho Tarifário sobre a necessidade de assegurar um *spread* positivo face às OT, ao longo de toda a banda variável.

- b) Sobre o mecanismo de partilha, recorda-se que o mesmo pretende avaliar, para cada ano do período de regulação, os desvios de rentabilidade da atividade face à taxa de remuneração dos ativos definida pela ERSE. Uma vez que o mecanismo de partilha tem aplicação no horizonte de um período de regulação, a sua ativação resultará da comparação da média das rentabilidades operacionais regulatórias verificadas nos anos desse período de regulação com a média das taxas de remuneração no mesmo período. É corretamente explicitado, pelo Conselho, o cabimento de disposições que permitam uma partilha entre consumidores e reguladas dos ganhos ou perdas de rendibilidade quando ultrapassados os limites estabelecidos pelo modelo.

Contudo, do ponto de vista da DECO, é incorreto formular juízos ou propor formas de dedutibilidade da CESE na determinação dos ganhos ou perdas. O artigo 5.º do Regime da Contribuição Extraordinária sobre o Setor Energético (CESE) criado pelo Artigo 228.º da Lei n.º 83-C/2012, de 31 de dezembro, dispõe taxativamente que os montantes da CESE não podem ser repercutidos, direta ou indiretamente, nas tarifas reguladas de energia e, muito em particular, na determinação das taxas de remuneração. O mecanismo de partilha faz naturalmente parte integrante do modelo regulatório que define as taxas de remuneração pelo que a consideração de qualquer verba da CESE na definição dos montantes para remunerar as atividades reguladas seria, no nosso entender, uma violação da lei.

A DECO entende a penalização que a CESE (ainda) coloca sobre as empresas do setor energético e apoia a necessidade de revisão deste instrumento fiscal, mas tal só poderá ser concretizado através de uma alteração legislativa.

- c) Por fim, a abstenção da DECO no que diz respeito à concordância manifestada no parecer do CT para a manutenção dos princípios e valores do “Incentivo à integração de instalações nas Redes Inteligentes” prende-se com uma sugestão de revisão do mecanismo, por forma a torná-lo mais efetivo.

Recordamos que a ERSE aprovou o Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica (Regulamento n.º 610/2019, de 02 de agosto de 2019, “Regulamento”), que prevê a aplicação de um incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes (ISI), que remunera os ORD BT pelos serviços prestados nas instalações integradas nas redes inteligentes, que assenta na partilha entre os ORD BT e os consumidores dos benefícios gerados por estes serviços.

O montante deste incentivo depende de dois parâmetros regulatórios a estabelecer pela ERSE, a saber um parâmetro T (número de anos de aplicação do incentivo, para cada instalação integrada nas redes inteligentes) e um parâmetro K (montante que é pago aos ORD BT, em cada ano T, por cada instalação integrada nas redes inteligentes). No anterior

período de regulação definiu-se um parâmetro T de 8 anos e um K igual a 5 euros por ano, que evoluía de acordo com a inflação ao longo do período de regulação.

Refere a ERSE que, não havendo alterações relevantes no contexto de desenvolvimento e disponibilização destes serviços, propõe aplicar exatamente a mesma metodologia utilizada anteriormente no novo período de regulação.

A DECO sugere ao regulador uma alteração de metodologia e parâmetro, sustentada nas seguintes ilações:

- O ritmo de integração dos contadores nas redes inteligentes está aquém do necessário;
- A digitalização das redes é uma realidade incontornável e já internalizada pelos operadores de rede;
- É razoável assumir que existe um efeito aprendizagem e economias de escala para esta transição tecnológica.

Pelas razões expostas, propomos que este incentivo, para o próximo período regulatório, assente numa revisão em baixa do montante associado ao parâmetro K (que se poderia associar a uma meta de eficiência) e que o incentivo seja atribuído por blocos de contadores migrados (por exemplo, cada 10k instalações) em vez de ser atribuído por cada instalação integrada. Julgamos que, desta forma, se poderia conciliar a necessidade de acelerar a digitalização das redes e de reduzir o montante de incentivo face à inevitabilidade do processo.

Lisboa, 15 de novembro de 2021

**Vitor Machado**

Representante de associações de defesa do consumidor de carácter genérico - (DECO)

**Ingride Pereira**

Representante de associações de defesa do consumidor de carácter genérico -DECO

**Vinay Pranjivan**

Representante dos consumidores da região autónoma da Madeira – (DECO)

Exm.<sup>a</sup> Sr.<sup>a</sup> Presidente  
Exm.<sup>o</sup> Sr.<sup>a</sup> Vice-Presidente,  
Exm.<sup>as</sup> Sr.<sup>as</sup> e Sr.s Conselheiros,

Serve a presente para remeter a nossa votação desfavorável conforme Declaração de Voto que se junta em anexo.

Sem outro assunto de momento, subscrevemo-nos Atenciosamente

Com os meus melhores cumprimentos  
O Secretário-geral da ACRA  
Mário Agostinho Reis

15/novembro/2021



NIF: 512 025 657

**ACRA - ASSOCIAÇÃO DOS CONSUMIDORES DA REGIÃO AÇORES**

Pessoa Colectiva de Utilidade Pública

(Despacho N° 1950-2013, publicado na II Série, do Jornal Oficial N° 216 de 2013-11-07)

## ***DECLARAÇÃO DE VOTO***

### ***“PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2022 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO REGULATÓRIO 2022-2025“***

Em circunstâncias normais a votação favorável do presente parecer, ainda que com reservas quanto a um ponto ou outro, não ofereceria dificuldade de maior. Porém, tal não acontece. Como é sabido, público e notório, o país e o mundo encontram-se suspensos, atingidos por uma pandemia do Covid-19, o que suscita a seguinte ordem de considerações:

Em primeiro lugar o país e o mundo estão suspensos, a braços com uma crise grave, de contornos ainda não inteiramente definidos, mas que os especialistas, praticamente por unanimidade tendem a considerar que será bem pior do que a de 2008;

Reflexo do mesmo fenómeno, há milhares e milhares de famílias, não obstante as medidas mitigadoras, aliás, muito positivas, com perdas significativas de rendimentos, quando não desempregadas e a viver da solidariedade social e familiar;

Os efeitos positivos da PRR, a tão famigerada “bazuca”, estão ainda longe de se fazer sentir, sem que, entretanto, exista, propriamente, uma estratégia, para fazer face às dificuldades desse período intermédio, pelo que os problemas das famílias, nesta fase de transição, tenderão a agravar-se, sobretudo para as famílias carenciadas. E, pelos vistos, não estaremos isolados quanto a este entendimento, uma vez que, até o Sr. Ministro da tutela, se bem o entendemos, ainda que por outras palavras já veio afirmar que, “*não haverá aumento do preço da eletricidade no mercado regulado em 2022... e que haverá uma redução de pelo menos 30% no acesso às redes para os clientes industriais*”.

Como é bom de ver, não acompanhamos as críticas que vão no sentido de que o ministro “rasgou a lei”, pelo contrário, entendemos que é do maior bom senso que assim seja. Quanto à medida, se alguma crítica se lhe pode fazer, é apenas e tão só no plano formal, por não ter editado, de imediato, o diploma legal que atribuiria vínculo jurídico àquela declaração política. E, passamos a explicar porquê.

Como é sabido, vivemos um período de absoluta anormalidade, verdadeiramente extraordinário, que por definição jurídica, se caracteriza pela adoção de um regime contrário ao regime regra; uma alteração de circunstâncias, autêntica, como poucas, que legitimam a derrogação do regime normal e a adoção das medidas anunciadas.

Como se tudo o que está para trás dito não fosse, de per si, bastante, acresce a recente crise dos combustíveis fósseis, decorrente de um verão anormalmente quente, e a que não é alheia a saída, algo atrapalhada dos Americanos do Afeganistão, o açambarcamento e a especulação dos mercados, mas que, entretanto, já mereceu da UE, a recomendação aos Estados membros para que tomem medidas com vista a atenuar senão anular os efeitos desta subida anormal.

Enquanto isso, outras questões de ordem interna e funcional, porque nada despendidas importam também referir. É algo que não estando no parecer, a nosso ver deveria, até porque, em nosso entender, e com o devido respeito por opinião diversa, vem acontecendo recorrentemente e estará nos antípodas das melhores práticas, pelo que convirá, tomar posição com vista a evitá-las no futuro. Por um lado, temos os

prazos extremamente apertados que a ERSE concede ao CT para se pronunciar sobre as suas propostas, afinal, a questão de fundo do parecer em apreciação. Comparando, dir-se-á que na preparação dos documentos se leva uma eternidade, mas depois os conselhos têm um prazo muito apertado, mais ou menos 30 dias para emitir parecer, quando têm, o que se nos afigura manifestamente insuficiente e desequilibrado, a menos que os pareceres sejam só para cumprir uma formalidade! Por outro lado, por vezes, há falta de alguma informação pertinente que deveria acompanhar o parecer e por último, não raras vezes, nos deparamos com a falta de respostas por parte da ERSE, às questões pertinentes que lhe são colocadas! Desculparão, mas não nos parece bem. Não obstante, os pareceres vão surgindo, salvo seja, “in dubio pro reo”!

Não menos importante, serão as dúvidas, quiçá, pertinentes e legítimas, recorrentemente colocadas no CT, sobre as Regiões Autónomas, e ao que aqui nos interessa, sobre os Açores. Por exemplo, “porque há praticamente um único fornecedor de combustíveis fósseis, se houve ou não houve concurso publico, porque se recorre ao gasóleo rodoviário e não a outro etc”! Questões, que a nosso ver, hoje não se justificarão mais, por duas razões, a saber: a primeira, é porque essa informação tanto quanto julgamos saber, estará toda na posse do CA da ERSE, logo, deveria ser a ERSE a no-la facultar. E, se porventura não está, então deveria ser a ERSE a exigí-la de quem de direito e junta-la às propostas que submete à apreciação do CT. A outra, ainda, é que as entidades envolvidas presentes no CT têm dado essas explicações, de forma que eu diria cabal, já que até hoje, ninguém levantou dúvidas quanto à sua idoneidade! Posto isto assalta-nos uma dúvida quanto à razão de fundo destas questões, tanto mais que num dado momento são de uma pertinência tal que tudo parece estar em causa, para no momento seguinte se deixar tudo na mesma, agravando-se as tarifas quase sempre com o fundamento em ineficiências, que não só não estão claras como tomam por referencia Lisboa deixando de fora outras realidades a norte não reguladas.

Ora, como é bom de ver, não nos revemos numa tal metodologia, até porque constitui uma descriminação negativa, contrária à Constituição, a mãe de todas as Leis (Cfr. Art.º 13 da CRP). Depois parecem esquecer, quanto a nós deliberadamente, a realidade arquipelágica das Regiões Autónomas, e quanto ao Açores, que essa é composta por 9(nove) ilhas todas muito diferentes e distantes umas das outras, e ainda, que não há, tecnicamente, pelo menos por enquanto, a possibilidade de estender um cabo, como acontece com a fibra ótica, capaz de as ligar entre si e entre o Continente.

Ainda assim, se há dúvidas quanto à transparência da informação ou à clareza dos processos, estaremos na linha da frente, entre os primeiros a votar, para que se esclareçam à exaustão.

Agora, desculparão, mas não poderemos aceitar o labéu de suspeição que de forma continuada e sistemática se lança sobre as Regiões Autónomas, e desde logo, porque a fazer fê no relatório da Troika, nos Açores não se cometeram os desmandos que terão ocorrido no resto do país.

Por último, em boa verdade, num momento em que se recorta a 5.ª vaga da covid 19, com a Sra. Ministra da Saúde a preparar o país para mais um confinamento, e num apelo incessante ao reforço da 3.ª dose da vacina covid-19 concomitantemente com a da gripe, com o número de novos infetados por dia a subir vertiginosamente, e o número de mortes igualmente a aumentar, certamente que coisa boa não vem por aí, pelo que, em nosso entender, enquanto a normalidade não voltasse, a ERSE, exceção feitas às questões que envolvam segurança, faria bem em suspender não apenas apenas os investimentos mas igualmente as tarifas e preços. Assim não entendeu a ERSE, seja-nos pois, permitido discordar.

Por tudo quanto vai dito, votamos contra a proposta de aumento das tarifas e preços proposta pela ERSE e bem assim contra o parecer, até porque, ainda que o quiséssemos fazer, está vedado por lei abstermo-nos.

Ponta Delgada 15 de Novembro de 2021

Mário Agostinho Reis  
Secretário Geral da ACRA

**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 2022 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO REGULATÓRIO 2022-2025”**

---

Na qualidade de representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma dos Açores, **voto favoravelmente**, na globalidade e na especialidade, o Parecer do Conselho Tarifário, relativo à **“PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2022 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO REGULATÓRIO 2022-2025”**.

Ponta Delgada, 15 de novembro de 2021

Assinado por: **FERNANDO MANUEL RODRIGUES FERREIRA**

Representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma dos Açores

**Parecer do Conselho Tarifário da ERSE emitido sobre a**

**“Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2022  
e Parâmetros para o Período Regulatório 2022-2025”**

Comunico o Voto Favorável ao Parecer do Conselho Tarifário da ERSE, emitido sobre a Proposta apresentada pela ERSE acima referida, com apresentação de Declaração de Voto junta.

Jorge Manuel Rodrigues Lúcio

Representante dos Comercializadores de Eletricidade em Regime Livre, na Seção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário

Lisboa, 15 de novembro de 2021

## Declaração de Voto

Sem prejuízo do Voto Favorável ao Parecer do Conselho Tarifário emitido sobre a Proposta da ERSE para as Tarifas e Preços de Eletricidade para 2022, os Comercializadores em Regime de Mercado deixam expressa a sua preocupação pela opção tomada pela ERSE na fixação das Tarifas Reguladas de Venda a Clientes Finais, a praticar pelos Comercializadores de Último Recurso.

Com efeito, estas tarifas são baseadas em custos estimados de energia que não parecem ter aderência aos futuros do mercado. Deste modo, a tarifa regulada assumirá uma competitividade artificial face ao regime de mercado que não se considera adequada, atenta a impossibilidade dos agentes de mercado de apresentarem propostas comerciais que não lhes permitam recuperar os seus custos, enquanto que, no caso da CUR, desvios desta natureza serão incorporados no défice tarifário e, posteriormente, repercutidos sobre todos os clientes.

Adicionalmente, sobre a Recomendação nº9 do Parecer, os comercializadores em regime de mercado notam que o próprio mecanismo de revisão extraordinária da Tarifa de Energia, ao estabelecer um *cap* para a sua atualização, tem uma eficácia reduzida no objetivo de aproximar os custos no mercado grossista à tarifa de energia aplicada pelo CUR em cada momento.

Os comercializadores em regime de mercado consideram que estas decisões, que apenas num horizonte de curto prazo podem ser justificáveis, têm um potencial de distorção de mercado que deveria ser evitado, na lógica de defesa da concorrência, da sinalização da necessária aderência dos preços aos custos e da promoção do próprio mercado.

Representante dos Comercializadores em Regime Livre

Jorge Lúcio

Representante dos Pequenos Comercializadores de Energia

Ricardo Nunes

Lisboa, 15 de novembro de 2021



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 2022 e parâmetros para o período regulatório 2022-2025”

\*\*\*\*\*

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 2022 e parâmetros para o período regulatório 2022-2025”.

Lisboa, 15 de novembro de 2021

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 2022 e Parâmetros para o Período Regulatório 2022-2025

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 2022 e Parâmetros para o Período Regulatório 2022-2025

Lisboa, 15 de novembro de 2021

Joaquim A Correia Teixeira

Caríssima Presidente,

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 tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços em 2022 e parâmetros para o período regulatório 2022-2025.

Com os melhores cumprimentos,  
Rui Bernardo

15/novembro/2021



Vinay Pranjivan, representante da DECO no Conselho Tarifário secção da eletricidade da ERSE, **vota favoravelmente 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 2022 e parâmetros para o período regulatório 2022-2025”**, com exceção dos pontos a seguir elencados onde expressa um sentido de voto diferenciado:

- a) Ponto III - D. “Taxa de remuneração das atividades de TEE e DEE” com sentido de voto **“contra”**
- b) Ponto III - C. “Mecanismo de partilha” com sentido de voto **“contra”**
- c) Ponto III - J.1. “Incentivo à integração de instalações nas Redes Inteligentes” com sentido de voto **“abstenção”**

O sentido de voto aqui expresso é acompanhado de uma declaração de voto anexa.

Lisboa, 15 de Novembro de 2021

Vinay Pranjivan

Representante da DECO no Conselho Tarifário da secção da eletricidade da ERSE

## **Parecer do Conselho Tarifário relativo à “Proposta de Tarifas e Preços para a energia elétrica e outros serviços em 2022 e Parâmetros para o Período Regulatório 2022-2025”**

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 relativo à “Proposta de Tarifas e Preços para a energia elétrica e outros serviços em 2022 e Parâmetros para o Período Regulatório 2022-2025”, com exceção do seguinte ponto, que vota **contra**:

- Ponto III – C. Mecanismo de Partilha – **n.ºs 5,6,7 e 8.**

Para o novo período regulatório 2022-2025, a ERSE propõe introduzir um mecanismo de partilha de ganhos ou perdas, ocorridas no período de regulação, que é ativado apenas a partir de determinados limiares de rentabilidade.

O mecanismo proposto pretende avaliar, para cada ano do período de regulação, os desvios de rentabilidade da atividade face à taxa de remuneração dos ativos definida pela ERSE.

O Parecer do Conselho Tarifário preconiza a dedução da Contribuição Extraordinária para o Setor Energético (CESE) no cálculo da rentabilidade das atividades reguladas.

Ora, nos termos do número 1 do artigo 5.º do Regime da Contribuição Extraordinária sobre o Setor Energético (CESE) criado pelo Artigo 228.º da Lei n.º 83-C/2012, de 31 de dezembro *“As importâncias suportadas pelos sujeitos passivos a título de contribuição extraordinária sobre o setor energético não são repercutíveis, direta ou indiretamente, nas tarifas de uso das redes de transporte, de distribuição ou de outros ativos regulados de energia elétrica e de gás natural, previstas nos regulamentos tarifários dos respetivos setores, não devendo a contribuição ser considerada, designadamente, para efeitos de determinação do respetivo custo de capital.”*

Assim, a Direção-Geral do Consumidor entende que a consideração de quaisquer montantes relativos à CESE no cálculo da rendibilidade das atividades reguladas para efeitos da aplicação do mecanismo de partilha, contraria o disposto na lei.

Lisboa, 15 de novembro de 2021

A representante da Direção-Geral do Consumidor

Patricia Carolino



Exma. Sr.<sup>a</sup> Presidente do Conselho Tarifário da ERSE,  
Eng.<sup>a</sup> Manuela Moniz

Na qualidade de representante da Associação Nacional de Municípios Portugueses (ANMP) no Conselho Tarifário (CT), setor da energia elétrica, 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 em 2022”**.

Lisboa, 15 de novembro de 2021

---

(Luis Vasconcelos)

Exm<sup>a</sup> Sr<sup>a</sup>  
Presidente do Conselho Tarifário,

Junto o voto favorável do representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte ao Parecer do Conselho Tarifário sobre a “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2022 e parâmetros para o período regulatório 2022-2025.

A concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT) vota favoravelmente o Parecer do Conselho Tarifário sobre “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2022 e parâmetros para o período regulatório 2022-2025”, reforçando a sua forte preocupação com as consequências da proposta da ERSE para o novo período regulatório do Sector da Eletricidade.

Em concreto, e de forma não exclusiva, a REN alerta para os impactos diretos que a mesma poderá ter na capacidade de financiamento (e respetivo custo) das atividades da concessão, bem como na capacidade de a entidade concessionária poder dar resposta, em tempo útil e em qualidade, a todos os desafios decorrentes da transição energética, que as políticas e as diretrizes estabelecidas pelo Concedente impõem.

Voto em PDF anexo

Atentamente

15/novembro/2021



Voto do representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte ao Parecer do Conselho Tarifário sobre a *“Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2022 e parâmetros para o período regulatório 2022-2025”*

A concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT) vota favoravelmente o Parecer do Conselho Tarifário sobre *“Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2022 e parâmetros para o período regulatório 2022-2025”*, reforçando a sua forte preocupação com as consequências da proposta da ERSE para o novo período regulatório do Sector da Eletricidade. Em concreto, e de forma não exclusiva, a REN alerta para os impactos diretos que a mesma poderá ter na capacidade de financiamento (e respetivo custo) das atividades da concessão, bem como na capacidade de a entidade concessionária poder dar resposta, em tempo útil e em qualidade, a todos os desafios decorrentes da transição energética, que as políticas e as diretrizes estabelecidas pelo Concedente impõem.

Lisboa, 15 de novembro de 2021

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 2022 e Parâmetros para o Período Regulatório 2022-2025*”

---

Na qualidade de representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira, **voto favoravelmente**, na globalidade, o Parecer do Conselho Tarifário referente à “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2022 e Parâmetros para o Período Regulatório 2022-2025”.

Não obstante nos revermos no exposto no ponto G.2. da parte III do parecer, julga-se relevante e, a título de complemento, exprimir ainda as seguintes preocupações adicionais:

Relativamente ao Estudo e à sua aplicação para efeitos de definição de parâmetros para o período regulatório 2022/2025, uma análise preliminar, ainda sem os contributos de consultores especializados, suscitou algumas dúvidas, que, na opinião da EEM, vêm demonstrar a necessidade de uma mais aprofundada interação e discussão do assunto:

## **1. Fuel**

### **1.1. Definição do indexante para o fuel com teor de enxofre de 0,5%**

Sendo dada ao operador a opção pela transição para este produto, não fica claro qual o indexante a utilizar. Sendo atualmente utilizado pela EEM e aceite pela ERSE um indexante para o fuel 1%S HCNWE “**CIF cargoes**”, o único indexante publicado pela Platts para fuel 0,5%S em Roterdão, é “**FOB barges**” (0.5% FOB Rotterdam barge), o que implica a adição dos custos não incluídos no estudo, nomeadamente, custos de transporte das mercadorias até o porto de destino, incluindo seguro, de forma a ser equivalente às condições CIF.

De igual forma, deve ser apurada a diferença entre a definição “cargoe” e “barge”. Numa breve e simples análise de 79 dias de cotação, entre 1-1-2019 e 25-10-2021, de indexantes NWE fuel 1% “CIF cargoes” e “FOB barges”, foi apurado um diferencial médio superior a 20 USD/ton, chegando em alguns dias a atingir 62 USD/ton.

Estes factos não são tidos em conta na definição de parâmetros para o próximo período regulatório.

No estudo da PWC existe assim, uma evidente incoerência entre o que consta no ponto 5.2.3. Mercado de referência (pág. 56) e a conclusão constante do último parágrafo do ponto 7.1.1. Mercado de referência (pág 92):

- **5.2.3.:**

*“A S&P Platts monitoriza tanto os preços FOB como os preços CIF, que representam o preço de mercado transacionado para entregas entre o porto primário (na Região de Roterdão, no caso do índice NWE-ARA) e um porto secundário, como por exemplo Sines. Deste modo, na medida em que as entregas nas RA deverão ser realizadas através de um terminal mais próximo, o preço de referência do fuelóleo deverá incluir o custo entre o mercado primário e esse terminal secundário, pelo que o preço de referência deve seguir a cotação do preço CIF.*

*Em conclusão, na medida o contrato de abastecimento da EEM se encontra indexado ao mercado NWE-ARA **CIF**, entendemos que se deve manter esse como o mercado de referência na medida em que:*

**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 2022 e Parâmetros para o Período Regulatório 2022-2025*”

---

- *O mercado NWE-ARA é um dos principais mercados de referência para contratos de abastecimento e um dos mais líquidos do Mundo;*
  - *Não existe vantagem na utilização de um mercado alternativo em termos de preços, na medida em que os preços do mercado Mediterrânico se encontram alinhados com os preços do mercado NWE-ARA (a diferença de preços é justificada essencialmente pela diferença nos custos de transporte);*
  - **O preço CIF inclui os custos de transporte entre o mercado primário e um terminal mais próximo das Regiões Autónomas, como por exemplo Sines ou Espanha;**
- **7.1.1.:**  
*“No caso de ser adotada uma especificação com um máximo de teor de enxofre de 0.5%, o mercado primário de referência deve seguir essa especificação. Assim, poderá ser definido como mercado primário de referência o seguinte produto: Marine Fuel 0.5% **FOB** Rdam **Barge**.”*

Esta incoerência, em conjunto com a falta de definição do indexante, não permite, sem uma clarificação adequada, que a EEM possa passar a adquirir fuel 0,5%S.

## **1.2. Custo de transporte marítimo**

Tendo sido utilizado um método simples de determinação dos custos de transporte, independentemente dos condicionalismos, no caso da RAM, estes custos carecem de validação e verificação da sua aplicabilidade à realidade da EEM. É necessário ter em linha de conta a inexistência de navios dedicados a transporte de fuel em mar alto em Portugal. Tanto quanto nos é dado a conhecer, as 2 únicas embarcações existentes (barcaças) são propriedade da Galp e não podem navegar em mar alto. Assim, qualquer barco, para abastecer a RAM, tem de vir vazio do porto de origem até Sines, para então iniciar o transporte. Desta forma, o transporte a partir de Sines pode ficar mais caro do que o transporte a partir de Espanha ou Holanda. A isto, acresce a quase nula flexibilidade nas datas de transporte, por forma a obter um equilíbrio entre as 2 necessidades antagónicas, de maximização dos lotes transportados por um lado, e de manutenção de stocks de segurança por outro.

O estudo não considera o facto de não existirem em Portugal, navios com capacidade de transportar fuel para a RAM, pelo que também não considera os custos acrescidos que este facto acarreta no abastecimento de fuel à EEM.

No estudo de 2016 da DNV, a velocidade do navio foi alterada, face ao estudo anterior (2009), de 14 para 12 nós (pág 195), de acordo com pesquisa adicional por eles efetuada. A título de exemplo, nos sites [www.vesselfinder.com](http://www.vesselfinder.com) ou [www.marinetraffic.com](http://www.marinetraffic.com), pode ser consultada a velocidade real dos navios, verificando-se que, para embarcações da dimensão dos utilizados para abastecimento à RAM (cerca de 16/17k tons, ex: *Bro Anna*) a velocidade de cruzeiro se situa à volta de 11 nós. A velocidade e posição dos navios, é regularmente acompanhada pelos colaboradores da EEM, para efeitos de controlo da chegada.

Assim não se compreende o facto de o estudo considerar uma velocidade de 13 nós, o que reduz em mais de 15% o tempo de transporte, e logo o custo face à realidade.

**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 2022 e Parâmetros para o Período Regulatório 2022-2025*”

---

Por outro lado, o estudo considera que cada abastecimento à RAM é de 16.000 tons, quando na realidade, a quantidade transportada por navio, é, no máximo, se abastecer as 2 ilhas, de 12/13.000 tons. Na ilha da Madeira, a CLCM (Centro Logístico de Combustíveis da Madeira) tem uma capacidade máxima operacional por navio de 12.000 tons, para garantir margem de segurança para AIE e fundos dos tanques (stock morto – aquecimento/desferra bomba), e o Porto Santo cerca de 1.500 tons, como aliás o estudo refere. Deste modo, verifica-se que o custo unitário do transporte de fuel para a RAM, está também, por este facto, subavaliado, uma vez considera cargas superiores, às efetivamente possíveis de realizar.

Acresce que, sendo os parâmetros definidos para períodos futuros, foram considerados dados históricos de consumo/aquisições para a definição dos custos unitários, não tomando em consideração que se prevê que as quantidades de fuel a consumir nos próximos anos venham progressivamente a diminuir, levando a um natural aumento dos custos, atendendo ao processo de transição energética em curso.

Foi também detetado, no estudo, um erro no cálculo destes custos, nomeadamente, no tempo da “Viagem de regresso”, constante no Anexo 8, tendo sido considerado para todos os 4 cenários, 1,8 dias correspondentes à viagem de regresso para Sines. O seguinte exemplo identifica melhor esta situação: considerando a velocidade de 13 nós, o estudo apura que a viagem de Roterdão para a RAM dura 5,1 dias, pelo que a viagem de volta também deverá durar cerca de 5,1 dias (5 dias a partir do Porto Santo). No entanto o estudo considera apenas 1,8 dias, obtendo-se assim um custo muito inferior ao real.

### **1.3. Aceitação dos parâmetros resultantes de um concurso público internacional**

Continua a ser nosso entendimento, que a realização de um concurso público internacional, garante a desejada eficiência na aquisição do fuel pela EEM, razão pela qual, os parâmetros que dele resultem, deveriam ser aceites para efeitos tarifários.

Este procedimento é aliás, e quanto a nós, bem utilizado pela ERSE relativamente ao gasóleo adquirido pela EDA (ponto 10.3.2 do documento “Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025”).

Neste capítulo, a EEM volta a manifestar total disponibilidade, para que a ERSE indique uma entidade independente para definir os parâmetros, supervisionar e coordenar o concurso público internacional a lançar pela EEM para a aquisição de fuel.

## **2. Gás natural**

### **2.1. Margem de comercialização**

Deverá ser justificada a não utilização da margem de comercialização considerada razoável no estudo, entre 2% e 5%. Na determinação do custo de fornecimento de cada combustível, deverá ser seguido um critério uniforme, ao invés de utilizar os parâmetros do estudo ou os vigentes nos contratos, em função do mais baixo. Esta metodologia não nos parece adequada, uma vez que a definição e atribuição de valores a cada uma das componentes/parâmetros pelos fornecedores é arbitrária, relevando apenas o valor total

**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 2022 e Parâmetros para o Período Regulatório 2022-2025*”

---

acrescido (spread total) ao custo do produto transacionado. Este comentário é válido para qualquer um dos combustíveis abrangidos pelo estudo.

**2.2. Alteração efetuada ao parâmetro “A - Custo de transporte + Despesas logísticas”**

Mantendo-se inalteradas as condições e processos logísticos associados ao fornecimento de gás existentes à data do anterior estudo, a alteração agora operada carece, no nosso entender, de fundamentação e discussão adicional.

Não sendo abordada no estudo a questão do ISP, a que passaram a estar sujeitos o fuel e gasóleo utilizados na produção de eletricidade nas RA a partir de janeiro de 2021, nem sendo clara a sua aceitação, na Proposta de Tarifas para 2022, entendemos que esta situação deve ser clarificada, atendendo a que se trata de sistemas elétricos pequenos e isolados.

Tendo em conta o anteriormente referido, a EEM propõe, que não sejam, desde já, definidos os parâmetros que servirão de base à aceitação de custos com combustíveis para os próximos 4 anos, propondo que a ERSE promova uma discussão entre todos os intervenientes (regulador, empresas reguladas e consultores), no sentido de se esclarecerem as dúvidas, por forma a que se possam definir parâmetros de regulação justos e exequíveis.

Todavia, a EEM, volta a insistir, como anteriormente já referido, que a melhor forma de regular estes custos, passa por lançar concursos públicos internacionais em que a ERSE indica uma entidade independente para definir os parâmetros, supervisionar e coordenar esses procedimentos. Desta forma assegura-se com clareza e transparência, que as empresas reguladas, não transportam sobrecustos injustificados para o sistema elétrico nacional.

Funchal, 15 de novembro de 2021

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 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 2022 e parâmetros para o período regulatório 2022-2025”**, com exceção dos pontos a seguir elencados onde expressa um sentido de voto diferenciado:

- a) Ponto III - D. “Taxa de remuneração das atividades de TEE e DEE” com sentido de voto **“contra”**
- b) Ponto III - C. “Mecanismo de partilha” com sentido de voto **“contra”**
- c) Ponto III - J.1. “Incentivo à integração de instalações nas Redes Inteligentes” com sentido de voto **“abstenção”**

O sentido de voto aqui expresso é acompanhado de uma declaração de voto anexa.

Lisboa, 15 de Novembro de 2021

**Vitor Machado**

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

**Parecer do CTERSE – EL sobre “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2022”**

O representante dos Pequenos Comercializadores de Energia vota favoravelmente, na globalidade e na especialidade, o Parecer emitido pela secção elétrica do Conselho Tarifário relativo à **“Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2022”**.

Segue, no entanto, uma declaração de voto a expressar a preocupação pela opção tomada pela ERSE na fixação das Tarifas Reguladas de Venda a Clientes Finais, a praticar pelos Comercializadores de Último Recurso.

Lisboa, 15 de Novembro de 2021

(Ricardo Nunes)



LABORATÓRIO NACIONAL  
DE ENGENHARIA CIVIL

## Declaração de Voto

Rafaela de Saldanha Matos, na qualidade de representante para a área do Ambiente designada pelo Ministério do Ambiente e da Ação Climática (MAAC), no Conselho Tarifário da ERSE, vota **favoravelmente e na globalidade** o Parecer do Conselho Tarifário relativo à ***“Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2022 e Parâmetros para o período regulatório 2021-2025”***.

Lisboa, 15 de novembro de 2021

Rafaela de Saldanha Matos

**SENTIDO 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 para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2022 e Parâmetros para o Período de Regulação 2022-2025”**

Lisboa, 15 de novembro de 2021

Manuela Nunes Moniz