

PARECER SOBRE

“PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2021”

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 Tarifário¹ (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.*”²

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 2021*”, concretizado em 5 de novembro de 2020.

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 e Outros Serviços em 2021*”³ (doravante abreviado por: Proposta de Tarifas e Preços para 2021), 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 2021”

I

ENQUADRAMENTO

1. A crise sanitária decorrente da pandemia da Covid-19 que se abateu sobre todos os países origina efeitos económicos de intensidade e duração totalmente imprevisíveis, de que resultam impactes relevantes no Sistema Elétrico Nacional (SEN).
2. Mediante proposta da ERSE, que mereceu o acordo unânime do CT, o Período Regulatório vigente foi prolongado até 31 de dezembro de 2021, tendo em conta o entendimento deste Conselho expresso em 28 de abril de 2020:

¹ Doravante abreviado por CT.

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

³ N/Refª /Comunicação PCA da ERSE, de 15 outubro/2020.

“A preparação de um novo período regulatório assenta em exercícios retrospectivos para o estabelecimento de novas metas e metodologias regulatórias, que sejam coerentes com a evolução do desempenho das empresas e do seu contexto.

No contexto da atual crise sanitária e económica, exercícios desta natureza não são credíveis considerando que qualquer análise retrospectiva é ineficaz para elaborar um quadro regulatório que seja aderente à realidade e, conseqüentemente, possa responder de forma segura às necessidades do SEN em especial no médio prazo.

O CT concorda, assim, com a proposta da ERSE, de não se proceder à revisão regulamentar e de parâmetros no atual contexto de crise sanitária e económica, pois a mesma não permitiria o estabelecimento de instrumentos regulatórios coerentes e estáveis, que possam acomodar os desafios que o SEN enfrentará num horizonte de três ou mais anos.

O CT igualmente destaca que esta alteração:

a. *Deve ser monitorizada de perto pela ERSE, em especial quanto aos impactes no equilíbrio económico-financeiro das Empresas Reguladas;*

b. *Mantém em vigor os Art.º 203º e 204º relativos à revisão excecional dos parâmetros no período de regulação.*

Em síntese, e face ao referido anteriormente, o CT considera que a proposta da ERSE de prolongar o atual período regulatório de 2018-2020 em um ano, até 2021, é uma solução prudente e equilibrada, expressando o seu acordo à mesma.”

II GENERALIDADE

Neste capítulo importa sintetizar os pressupostos que estiveram na génese da Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2020, e os desvios verificados durante o corrente ano que impactam sob a forma de ajustamentos nas tarifas de 2021 e 2022.

A. Pressupostos na fixação de Tarifas para 2020

1. Estimativa da Procura

Quadro 0-13 - Evolução do fornecimento de energia elétrica considerada em tarifas

	Fornecimentos de energia elétrica (GWh)		
	Tarifas 2019	Tarifas 2020	Δ% T2020 / T2019
Fornecimentos CUR + ML	46 647	46 298	-0,7%
MAT	2 222	2 382	7,2%
AT	7 158	7 131	-0,4%
MT	15 389	15 270	-0,8%
BTE	3 451	3 374	-2,2%
BTN	18 428	18 141	-1,6%

Fonte: ERSE, proposta de TeP para 2020

2. Rendimentos estimados do SEN em 2020

Figura 3-1 – Rendimentos estimados do setor elétrico



Fonte: ERSE

3. Proveitos permitidos a recuperar com as Tarifas de Acesso às Redes (TAR)

	2020	
Total Proveitos a recuperar com as Tarifa de Acesso	3182,1	
Proveitos do ORT (CAPEX+OPEX+Incentivos)	322,8	10%
Proveitos do ORD (CAPEX+OPEX+Incentivos)	765,2	24%
Proveitos do OLMC (CAPEX+OPEX+Incentivos)	1,2	0%
CIEG (*)	1919,9	60%
Desvios de anos anteriores	172,9	5%

Valores a pagar pelos consumidores	3054,0
Paga pelos produtores (ao ORT)	25,5
Tarifa social paga pelos produtores ao ORD via ORT	102,6

(*) Inclui o valor da Interruptibilidade

B. Desvios verificados em 2020

1. O Regulamento Tarifário (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 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 do ano $t-1$ calculado no ano anterior.
3. O ajustamento do ano $t-1$ é apenas calculado para algumas componentes de proveitos (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. Esta proposta cumpre o estipulado no RT, considerados os ajustamentos do ano de 2019 e do ano de 2020.
5. Atento ao impacte *ex-ante e ex-post* das medidas mitigadoras na formação das tarifas, o CT reitera 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.

III

ESPECIALIDADE

Conforme expresso no Enquadramento deste Parecer o “Prolongamento extraordinário do período de regulação 2018-2020 até 2021”, foi aditado através do artigo 217.º-A do RT do setor elétrico, na sua redação atual, segundo o qual os parâmetros regulatórios aprovados na Diretiva n.º 2/2018, de 4 de janeiro, para o período de regulação 2018-2020 são excepcionalmente aplicáveis até 31 de dezembro de 2021.

Assim, a presente Proposta de Tarifas tem subjacente os parâmetros definidos pela ERSE em 2017, para o período regulatório 2018-2020.

A. Comunicação dos Impactos Tarifários

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, não apenas para os consumidores e clientes, mas também para a comunicação social que visibiliza essa informação junto dos consumidores.
2. O CT constata que o mais recente comunicado da ERSE continua, e bem, a fornecer o impacto tarifário ao nível das Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais (mercado regulado). Regista-se, no entanto que, desta vez, a ERSE optou por alterar a informação sobre a variação das Tarifas de Acesso às Redes passando a apresentar o “*impacte médio das tarifas de acesso às redes na fatura final dos consumidores [em regime de] mercado*”.
3. O CT constata que a informação veiculada pelo comunicado é menos completa que em anos anteriores, e até menos transparente para o mercado livre, já que “simula”, sem identificar a metodologia utilizada, um impacte médio das tarifas de acesso às redes na fatura final dos consumidores do mercado livre.
4. De outra forma, o CT considera que a comunicação deste impacto pode induzir em erro os consumidores em mercado livre, por não ser essa a variação de preço que irão observar na sua fatura, recomendando que a ERSE opte pela utilização das variações anuais das tarifas de acesso às redes, desagregada pelos diferentes níveis de tensão, completando essa informação com a devida explicação da construção da tarifa final em mercado livre.

5. Adicionalmente, o CT destaca ainda a seguinte alusão no comunicado: *“...dependendo da estratégia de aprovisionamento de energia elétrica de cada comercializador, é possível que, face a preços historicamente baixos do mercado grossista de energia elétrica, o acréscimo da tarifa de Acesso às Redes em 2021 seja compensado pela componente de energia à semelhança, aliás, do que se verifica nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais que observam uma variação nula.”*
6. É entendimento do CT que este tipo de alusões por parte do Regulador deve ser evitado, até porque as variações tarifárias no mercado liberalizado derivam das negociações livres entre o cliente e o comercializador, sem prejuízo do enquadramento estabelecido regulamentariamente para as tarifas de acesso.
7. O CT constata que a ERSE neste comunicado optou por incluir a informação sobre as variações das tarifas de acesso às redes acumulada nos últimos 5 anos (2017-2021). O CT recomenda que o exercício de comunicação de variações tarifárias deva incidir apenas nas variações homólogas, de forma a evitar a confusão que uma análise sobre diferentes períodos pode gerar junto dos consumidores.
8. Não deixando de se constatar a evolução positiva do teor e do âmbito dos comunicados da ERSE nos últimos anos, não pode o CT deixar de atender às implicações que este tipo de comunicação tem junto dos consumidores.
9. O CT recomenda que a ERSE continue a melhorar esta 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.
10. Dos esclarecimentos prestados ao CT em 5 de novembro de 2020, a ERSE explicitou a “metodologia utilizada no cálculo do impacte médio das tarifas de acesso às redes na fatura final dos consumidores do mercado livre”. É entendimento do CT que a metodologia adotada, bem como algumas referências presentes no comunicado podem ser percecionadas como condicionante à formação dos preços no mercado livre, por não atender aos critérios específicos seguidos em cada contrato. Sem prejuízo da autonomia da ERSE nos comunicados que produz, o CT recomenda que a ERSE evite este tipo de simulações.

B. Taxas de remuneração das Empresas Reguladas 2019 a 2021

1. No documento “Proposta de Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2021 das Empresas Reguladas do Setor Elétrico”, a ERSE refere que o cálculo de proveitos permitidos em que assentam as tarifas para o ano 2021 foi efetuado num momento excecional, provocado pela pandemia de COVID-19, e cujos efeitos nos mercados financeiros, de combustíveis, bem como nas previsões de procura, são difíceis de prever.
2. A este propósito, julga-se pertinente referir que os valores dos proveitos permitidos para 2021, e para as atividades das empresas reguladas, são calculados com base em pressupostos

definidos para um conjunto de variáveis, entre as quais, para além da procura de energia elétrica analisada no documento “Caracterização da procura de energia elétrica em 2021”, se destacam as seguintes pelo seu impacto no nível de proveitos:

- a. Taxa de inflação, medida através do deflator do PIB (Produto Interno Bruto);
 - b. Taxas de juro e spreads;
 - c. Custo de aquisição de energia para fornecimentos do CUR.
3. Na sequência da decisão da ERSE de prolongar o período regulatório até 31 de dezembro de 2021, as taxas de remuneração dos ativos das empresas reguladas, resultam, assim, da metodologia de indexação constante do documento “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”, sendo que, já no âmbito do RT, o impacto da indexação do custo de capital nos proveitos permitidos das atividades reguladas se efetua à posteriori, através dos respetivos ajustamentos.

Taxa de remuneração dos ativos					
Metodologia e Parâmetros 2018-2020	2019		2020		2021
	Tarifas	Final	Tarifas	Final	Tarifas
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos das atividades de DEE em AT/MT, CVEE e Comercialização	5,42%	5,13%	5,13%	4,85%	4,85%
Valor previsto para o indutor a aplicar à correspondente parcela de TOTEX na atividade de DEE em BT - Taxa de remuneração (%)	5,67%	5,38%	5,38%	5,10%	5,10%
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos das atividades de TEE, GGS e AEEGS (EDA, EEM)	5,17%	4,88%	4,88%	4,60%	4,60%
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos das atividades de TEE a custos de referência	5,92%	5,63%	5,63%	5,35%	5,35%

Fonte: ERSE, Documento “Proposta de Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2021 das Empresas Reguladas do Setor Elétrico”

4. Através do quadro anterior, que identifica as taxas de remuneração finais para os anos de 2019 e 2020, e as taxas previstas para 2021, o CT regista a tendência verificada, em todas as rubricas, de diminuição expressiva daquelas taxas, considerado o período temporal em causa.
5. Atendendo ao enquadramento que serve de base ao cálculo das taxas de remuneração dos ativos das empresas reguladas, o CT relembra que o mecanismo de indexação em causa, conforme descrito pela ERSE no documento de “Parâmetros de regulação para o período

2018 a 2020”, apresenta um limite superior (*cap*) e um limite inferior (*floor*) que, a serem atingidos:

- No caso do *cap*, é dado um sinal claro às empresas de que não devem continuar a investir, tendo em conta o impacto tarifário decorrente da remuneração de tais investimentos, onde a taxa de remuneração é superior em 4,00 p.p. ao do valor de partida;
 - No caso do *floor*, representa uma situação de risco de contexto mínimo, onde a taxa de remuneração é inferior em cerca de 1,00 p.p. ao ponto inicial do mecanismo de indexação.
6. Neste sentido, o CT constata que as taxas de remuneração finais para o ano de 2020 e as previstas para o ano de 2021, se encontram acima do *floor* definido para o atual período de regulação em apenas 0,10 p.p., o que limita a continuação da tendência de diminuição até esse valor.
7. Finalmente, o CT salienta ainda as diferenças significativas que se registam entre as taxas consideradas para efeitos de tarifa e as taxas finais, para 2019 e 2020, com impacto nos proveitos permitidos através dos respetivos ajustamentos.

C. Taxas de juro e spreads a aplicar no cálculo dos proveitos permitidos em 2021

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 2021 do spread a aplicar aos ajustamentos de 2020 (t-1).
2. No documento “Proposta de Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2021 das Empresas Reguladas do Setor Elétrico”, a ERSE realiza uma análise às principais variáveis associadas à definição daquele spread, a partir da qual se pode concluir que:
 - É expectável a manutenção, por um período alargado de tempo, de yields historicamente baixas, permanecendo apenas neste ponto um cenário de alguma incerteza que se reflete, nomeadamente, no facto de a dívida soberana portuguesa se manter com ratings ainda baixos,
 - É reforçada a expectativa de que, no atual contexto, e ainda pelo facto da inflação média anual core (que não considera os preços de energia), se ter vindo a manter estável em níveis ligeiramente acima de 1% na zona euro, as taxas de juro de curto prazo na zona euro se venham a manter em níveis baixos por um período prolongado de tempo,
 - É expectável, tal como tem vindo a acontecer, e a acentuar-se nos últimos meses, verificar-se a diminuição do diferencial das yields das obrigações portuguesas com maturidade a 2 anos face às yields das obrigações alemãs com mesma maturidade.
3. Face ao exposto, considerando e concordando com a análise realizada que leva à decisão da ERSE em manter o valor do spread para as empresas reguladas do Continente e das Regiões Autónomas, para 2020, 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 setembro de 2020, igual ao spread do ano 2019 (que passa a ser o spread para t-2), o CT regista a diferença deste spread no setor do Gás Natural, superior neste último caso.

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

1. A atual proposta tarifária incorpora uma previsão, para 2021, de 49,52EUR/MWh para o custo médio de aquisição do CUR, o que se traduz num aumento de 6,36% face ao valor equivalente estimado para 2020, conforme indica o quadro seguinte.

Quadro: Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes

	2020P em T2020	2020E em T2021	2021P em T2021
Custo global de aquisição de energia para fornecimentos do CUR (inclui todas as parcelas de custos, EUR/MWh)	61,33	46,56	49,52

Fonte: ERSE, Documento “Proposta de Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2021 das Empresas Reguladas do Setor Elétrico”, Quadro 2-5

2. De acordo com a ERSE, foram considerados na definição do custo médio de aquisição do CUR previsto para 2021 as previsões para as entregas de energia elétrica em 2020 e 2021, plasmadas no mercado de futuros de energia elétrica do OMIP, acrescido dos custos previstos com o acerto ao preço de mercado diário devido ao perfil de compra do CUR, de outros custos previstos, e dos resultados dos leilões de aprovisionamento do CUR, no âmbito do mecanismo regulado de contratação em mercado a prazo de energia elétrica. Foram ainda refletidas as tendências observadas nos preços dos mercados de petróleo e do carvão.
3. Face aos valores em apreço, o CT regista a importante variação ocorrida entre o valor previsto de 2020 em Tarifas 2020 (61,33EUR/MWh) e o agora estimado, também para 2020, na atual proposta tarifária, para o custo médio de aquisição do CUR.
4. Tal variação parece refletir, em grande medida, os efeitos do surgimento abrupto da pandemia de COVID-19, e o respetivo impacto nos diferentes itens que definem o custo médio de aquisição do CUR, a saber, entre outros: a diminuição da procura de energia elétrica e a substancial redução nos mercados dos preços do petróleo e da energia elétrica; fatores que nem a estabilidade propiciada pelo mecanismo de leilões de aprovisionamento do CUR conseguiu contrariar.

E. Tarifas reguladas em 2021 no Continente e nas RA

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

1. As propostas de TAR apresentadas integram os custos da tarifa de uso global do sistema, que são fundamentalmente condicionados pelos custos de política energética e interesse económico geral (CIEG), das tarifas de uso das redes de transporte e distribuição, e de ajustamentos de anos anteriores.

2. A proposta de tarifas de acesso às redes a aplicar no continente, apresentam, em termos médios, os aumentos que se indicam no quadro seguinte:

Quadro 0-5 - Variação tarifária das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental em 2021

	MAT	AT	MT	BTE	BTN
Tarifas de Acesso às Redes	5,8%	5,8%	5,8%	7,3%	7,4%

Fonte: ERSE, proposta de TeP para 2021

3. Por nível de tensão e discriminação de componentes verificam-se os seguintes aumentos percentuais:

Nível de Tensão	Energia				Potência em Ponta	Potência Contratada
	P	CH	V	SV		
MAT	+4,7%	+5,4%	+4,5%	+4,5%	+4,4%	+13,9%
AT	+4,9%	+5,7%	+5,7%	+5,8%	+4,2%	+14,8%
MT	+5,7%	+5,9%	+4,1%	+4,3%	+4,1%	+11,4%
BTE	+9,9%	+10,7%	+2,9%	+3,2%	+2,4%	+7,5%
BTN -S	+9,3%					+7,6%
BTN-Bi	+9,4%		+5,7%			
BTN-Tri <=20.7	+8,6%	+8,9%	+5,7%			
BTN-Tri > 20.7	+8,8%	+9,6%	+16,2%			

Fonte: Cálculos efetuados sobre os valores da ERSE em €/kW/dia.

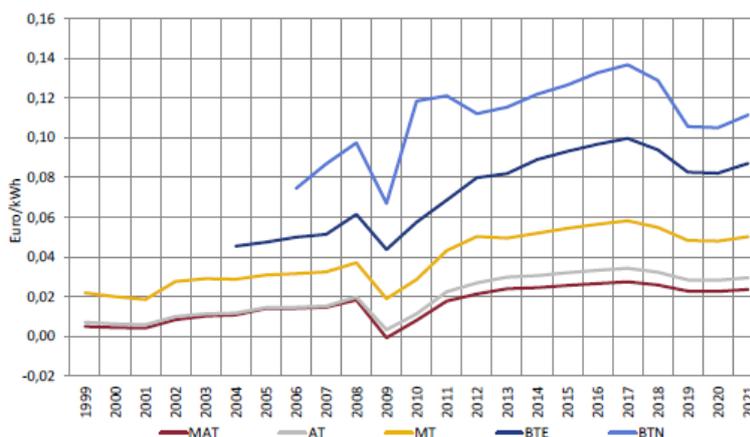
4. O CT constata que existe um agravamento de todas as componentes do preço (energia + potências), sendo ainda de assinalar que ocorre um aumento mais substancial da potência contratada na MAT +13,9%, na AT +14,8% e na MT de 11,4%.
5. As tarifas de acesso propostas para 2021 comportam um aumento médio de 6,9% e vêm na sequência dum período de 5 anos, entre 2016 e 2020, em que a evolução média foi quase nula (-1,3%), como se indica e decorre dos valores do quadro seguinte:

	2016	2017	2018	2019	2020	Proposta 2021
Acesso às redes	+6,2%	+4,7%	-4,4%	-14,3%	+1,3%	+6,9%
Uso das Redes	+2,3%	+3,9%	-11,7%	-4,6%	-5,1%	+1,6%
Uso Global do Sistema	+9,2%	+5,2%	+0,7%	-20,2%	+ 5,9%	+10,3%

6. Importa contudo realçar que, como afirma a ERSE, "os preços médios das tarifas de Acesso às Redes de MAT, AT, MT, BTE e BTN tiveram desde 1999 variações médias anuais reais de 7,3%, 6,7%, 3,8%, 3,9% e 2,7%, respetivamente, a preços constantes de 2020", pelo que a comparação entre os aumentos propostos e os valores verificados num período curto de anos recentes pouco infere para justificar os valores elevados das TAR.

7. A evolução verificada consta do gráfico e do quadro seguinte:

Figura 7-23 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços constantes de 2020)



Fonte: ERSE, proposta de TeP para 2021

Quadro 7-3 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes, por nível de tensão

		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Variação média anual
MAT	real	100	88	83	168	203	214	280	280	292	365	-15	162	354	425	477	487	510	529	546	515	453	450	471	7,3%
	nominal	100	91	89	187	235	254	343	354	380	482	-20	217	475	568	652	671	717	757	793	758	678	687	726	9,4%
AT	real	100	88	82	140	160	165	205	207	214	279	46	159	316	379	420	430	450	467	482	454	400	398	415	6,7%
	nominal	100	91	88	157	185	196	250	261	279	369	62	214	424	506	574	593	633	669	700	669	599	606	641	8,8%
MT	real	100	91	85	126	133	131	141	144	148	169	87	131	197	229	226	237	248	257	265	250	220	219	229	3,8%
	nominal	100	94	91	141	153	155	172	182	193	224	116	176	265	307	308	326	349	368	385	369	330	334	353	5,9%
BTE	real	-	-	-	-	-	100	104	110	113	135	96	126	151	176	180	196	205	213	219	207	182	181	192	3,9%
	nominal	-	-	-	-	-	100	108	117	124	151	109	144	171	198	208	228	243	257	269	257	230	233	250	5,5%
BTN	real	-	-	-	-	-	-	100	117	131	90	159	163	151	155	164	170	178	184	173	142	141	150	2,7%	
	nominal	-	-	-	-	-	-	100	120	137	95	170	173	159	168	179	189	202	211	202	168	170	183	4,1%	

Nota: O ano 1999 corresponde à base 100, exceto nos casos da BTE e da BTN.

Fonte: ERSE, proposta de TeP para 2021

8. O aumento das TAR resulta principalmente do incremento em 10,3% da tarifa de UGS - que inclui os CIEG - cuja explicitação é desenvolvida em detalhe no ponto F. deste parecer, e ainda, em menor grau, das variações da tarifa de uso de redes de transporte e distribuição e da operação logística de mudança de comercializador, com os valores médios indicados no quadro seguinte:

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

Tarifa	Preço médio 2020	Preço médio 2021	Variação preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	0,00003 €/kWh Receitas: 1 198 mil € Quantidades: 46 298 GWh	0,00003 €/kWh Receitas: 1 189 mil € Quantidades: 45 599 GWh	0,8%	-0,9%	1,8%
Tarifa de Uso Global do Sistema	0,0413 €/kWh Receitas: 1 913 903 mil € Quantidades: 46 298 GWh	0,0459 €/kWh Receitas: 2 091 818 mil € Quantidades: 45 599 GWh	11,0%	10,3%	0,6%
Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT	0,0029 €/kWh Receitas: 6 799 mil € Quantidades: 2 382 GWh	0,0028 €/kWh Receitas: 6 892 mil € Quantidades: 2 436 GWh	-0,9%	3,5%	-4,2%
Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT	0,0056 €/kWh Receitas: 245 206 mil € Quantidades: 43 916 GWh	0,0058 €/kWh Receitas: 252 081 mil € Quantidades: 43 162 GWh	4,6%	3,3%	1,3%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT	0,0016 €/kWh Receitas: 68 807 mil € Quantidades: 43 916 GWh	0,0016 €/kWh Receitas: 69 691 mil € Quantidades: 43 162 GWh	3,1%	2,1%	0,9%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT	0,0071 €/kWh Receitas: 260 176 mil € Quantidades: 36 785 GWh	0,0073 €/kWh Receitas: 264 842 mil € Quantidades: 36 128 GWh	3,6%	2,7%	0,9%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT	0,0307 €/kWh Receitas: 660 338 mil € Quantidades: 21 515 GWh	0,0312 €/kWh Receitas: 671 559 mil € Quantidades: 21 506 GWh	1,7%	0,5%	1,2%

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

Fonte: ERSE, proposta de TeP para 2021

9. A variação tarifária indicada neste quadro resulta da consideração de um preço da energia 20% mais baixo que o de referência de 2020.
10. Isto decorre da sua projeção para 2021 tomando por referência o valor verificado este ano - muito influenciado pelo efeito da redução do consumo em consequência da pandemia - que poderá não se verificar caso ocorra a retoma económica prevista.

E.1.2 Notas finais

1. Conforme o CT alertou no seu parecer de 11 de novembro de 2018 “o facto de as medidas mitigadoras com carácter extraordinário, cujas receitas são alocadas à diminuição das tarifas, ao diminuírem os proveitos permitidos apenas num determinado ano, geram um agravamento tarifário da mesma dimensão nos anos subsequentes, porque nesses anos os proveitos permitidos são repostos para o nível que se verificava antes da aplicação da medida em causa”, o agravamento das TAR vem dar razão a esse mesmo alerta.
2. Com efeito, após a diminuição das TAR em 2018 e 2019 e de se ter registado o seu aumento moderado em 2020, constata-se, para 2021, um aumento mais significativo, situação que, associada aos efeitos decorrentes da pandemia do Covid 19, o CT considera ter consequências gravosas para a economia e para as famílias.

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

1. A proposta de TTVCF no continente, designadas de transitórias por se prever a sua eliminação e substituição por fornecimentos em mercado liberalizado, não são aumentadas em 2021 relativamente ao preço médio de 2020, a qual incorpora a revisão em baixa de energia em abril de 2020, como indicado no quadro seguinte:

Quadro 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental em 2021

	MT	BTE	BTN
Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais	0,0%	0,0%	0,0%

Fonte: ERSE, proposta de TeP para 2021

2. A manutenção do valor das tarifas transitórias é conseguida pelo efeito da redução da tarifa de energia, que compensa o aumento dos CIEG, no âmbito das tarifas de acesso às redes.
3. As tarifas sociais de venda a clientes finais em BTN dos comercializadores de último recurso, a vigorarem em 2021, apresentam um desconto de 33,8% estabelecido pelo Despacho n.º 9807/2020, de 12 de outubro.

E.3. Tarifas de venda nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira

1. A proposta de evolução das tarifas da energia elétrica para 2021 relativamente a 2020, apresenta os seguintes valores:

Quadro 0-2 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores em 2021

	MT	BTE	BTN
Tarifas de Venda a Clientes Finais	-6,7%	-2,4%	0,0%

Fonte: ERSE, proposta de TeP para 2021

Quadro 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira em 2021

	MT	BTE	BTN
Tarifas de Venda a Clientes Finais	-4,8%	-2,2%	-0,8%

Fonte: ERSE, proposta de TeP para 2021

2. Os valores propostos para as tarifas nas regiões autónomas aplicados como resultante da convergência tarifária, apresentam o efeito desta medida conforme quadro seguinte:

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

Tarifas de Venda a Clientes Finais	Sem convergência	Com convergência
Região Autónoma dos Açores	55,0%	-2,1%
Região Autónoma da Madeira	46,0%	-1,8%

Fonte: ERSE, proposta de TeP para 2021

E.4. Tarifas de acesso à mobilidade elétrica

1. Quanto à mobilidade elétrica, a proposta de 2021 para os utilizadores de veículos elétricos UVE relativamente a 2020, contempla as seguintes evoluções de tarifas:

Pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica									
Energia ativa em BT		2020	T2021		Energia ativa em MT		2020	T2021	
Preço		(EUR/kWh)			Preço		(EUR/kWh)		
Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	0,1933	0,2097	8,5%	Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	0,1656	0,1812	9,4%
	Horas cheias	0,0838	0,0909	8,5%		Horas cheias	0,0570	0,0633	11,1%
	Horas de vazio	0,0396	0,0418	5,6%		Horas de vazio	0,0325	0,0348	7,1%
Tarifa Bi-horária	Horas fora de vazio	0,1081	0,1179	9,1%	Tarifa Bi-horária	Horas fora de vazio	0,0811	0,0901	11,1%
	Horas de vazio	0,0396	0,0418	5,6%		Horas de vazio	0,0325	0,0348	7,1%

Fonte: Proposta de TeP para 2021 e TeP de 2020

2. As tarifas de fornecimento de energia elétrica aplicáveis à mobilidade elétrica apresentam aumentos em linha com os das restantes tarifas de acesso.

E.5. Tarifas do autoconsumo

1. O Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, nos termos do art.º 2.º, alínea d), define o autoconsumo 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”. Por outras palavras, trata-se da produção de energia elétrica através de fontes de energia renováveis, dentro das instalações de utilização, sejam elas a habitação, espaços comerciais ou outras empresas.
2. O autoconsumo pode ser realizado por autoconsumidores individuais ou coletivos, tendo subjacente a proximidade entre as instalações de utilização e as unidades de produção para autoconsumo.

E.5.1 Enquadramento regulamentar

1. Em Portugal o regime do autoconsumo foi recentemente alterado, com a publicação do Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, que consagrou a transposição parcial da Diretiva (UE) 2018/2001, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis.
2. Deste novo regime destacam-se as seguintes novidades:
 - a. criação da figura do autoconsumidor coletivo, que permite que pelo menos dois autoconsumidores individuais se juntem para produzir e partilhar energia;
 - b. simplificação dos processos de registo e licenciamento de unidades de produção para autoconsumo;
 - c. criação das comunidades de energia renovável;

- d. simplificação do processo de autorização de instalação de unidades de produção para autoconsumo em prédios constituídos em propriedade horizontal.
3. No que respeita à regulamentação do autoconsumo importa ainda salientar o Regulamento da ERSE n.º 266/2020, publicado a 20 de março, que aprova o Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica, e a Diretiva da ERSE n.º 5/2020, publicada a 20 de março, que aprova as tarifas de acesso às redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP em 2020.

E.5.2 - Tarifas Reguladas específicas do Autoconsumo

1. O quadro abaixo replicado explicita a tarifa regulada de acesso às redes, aplicável ao autoconsumo através da RESP, que se aplica quando a unidade de produção de autoconsumo (UPAC) utiliza a RESP para a condução da energia produzida na unidade de produção para uma instalação de utilização (IU).

Quadro 4-2 - Tarifas Reguladas específicas do Autoconsumo

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
Tarifa de Acesso às Redes aplicáveis ao Autoconsumo através da RESP	TAR _{ac}	Operadores das redes de distribuição, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Entrega a clientes em MAT, AT, MT e BT que atuam como autoconsumidores	Uso das redes e serviços associados	Aplicável à energia veiculada entre a unidade de produção para autoconsumo (UPAC) e a instalação de utilização de clientes autoconsumidores quando essa veiculação utiliza a RESP

Fonte: ERSE, Proposta de TeP para 2021

2. A coberto do princípio do utilizador pagador, as IU abastecidas por UPAC que utilizem a RESP para veicular energia elétrica estão obrigadas ao pagamento de TAR correspondentes ao consumo no nível de tensão de ligação com a IU.
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.
4. Os critérios para determinar se uma UPAC está em situação de inversão de fluxo a montante não estão concretizados no diploma que estabelece o regime do autoconsumo. A ERSE, aquando da elaboração do Regulamento do Autoconsumo, optou por equiparar, por simplificação, as situações com inversão de fluxo às situações sem inversão em termos de preços das tarifas de acesso às redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP.
5. O CT considera que foi uma boa solução manter para 2021 a opção tomada em 2020, de equiparar as situações com inversão de fluxo às situações sem inversão de fluxo.

E.5.3 Isenção de CIEG aplicável ao autoconsumo

1. A recente alteração do regime jurídico do autoconsumo, consagrada pelo Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, possibilitou a criação de um regime de isenção, parcial ou total, de pagamento dos CIEG nas tarifas devidas pelas unidades de produção para autoconsumo,

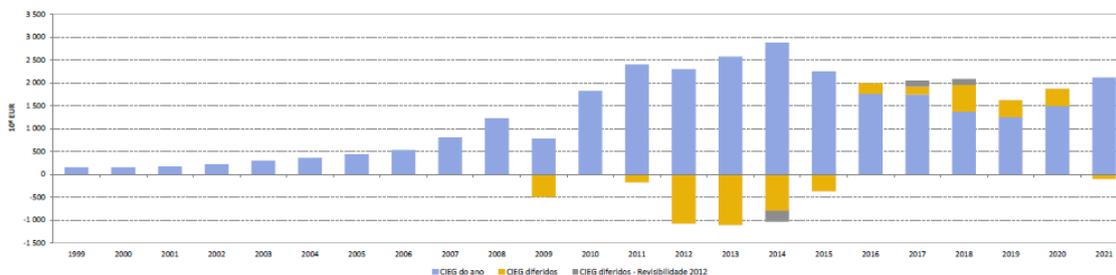
cabendo ao membro do Governo responsável pela área da energia aprovar até 15 de setembro de cada ano, o regime de isenções a vigorar a partir de 2021.

2. Posteriormente, o Despacho n.º 6453/2020, de 19 de junho, do Secretário de Estado Adjunto e da Energia, estabeleceu isenções ao pagamento dos encargos com os CIEG, para o autoconsumo na modalidade coletiva e individual. Estabelece este Despacho que as isenções serão válidas por um período de 7 anos para os projetos de autoconsumo individual (50% de isenção) e coletivo (100% de isenção) que utilizem a RESP. Poderão beneficiar deste regime de isenção todos os projetos de autoconsumo que reúnam as condições necessárias para iniciar exploração até dezembro de 2021.
3. No que respeita a esta matéria, o CT sublinha o princípio consagrado no artigo 18º número 6: *“A parte dos CIEG a deduzir deve ter 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.”*
4. Como é notório nesta proposta de TeP o peso dos CIEG nas tarifas de acesso às redes é elevado, sendo que, como já foi alertado anteriormente por este Conselho no âmbito do parecer à 82ª CP, a garantia da sustentabilidade financeira do SEN, presente e futura, determina que os montantes de deduções totais ou parcelares de CIEG que beneficiem os autoconsumidores sejam suportados pelos consumidores que se abasteçam exclusivamente da RESP.
5. O CT reforça as recomendações constantes do Parecer da ERSE sobre o Projeto de Despacho que prevê a isenção de CIEG nas tarifas de acesso às redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP, de maio de 2020, nomeadamente, *“que a isenção de pagamento de CIEG a determinados consumidores implica uma redistribuição desses custos pelos outros consumidores, afetando as tarifas de acesso às redes aplicáveis. Na ausência de fontes de financiamento alternativas para suportar isenções de pagamento de CIEG, o impacto tarifário para os restantes consumidores de eletricidade pode ser significativo”*.
6. O CT considera essencial a quantificação e a avaliação do impacto desta medida nas tarifas de acesso às redes, pagas pelos consumidores em geral, por forma a acautelar-se a sustentabilidade financeira a longo prazo do SEN, tal como expresso no Decreto-Lei nº 162/2019, de 25 de outubro, bem como e a verificação de uma justa redistribuição dos CIEG por todos os utilizadores da RESP.

F. Evolução dos CIEG

1. Os custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CIEG), influenciam significativamente a evolução das tarifas de energia elétrica.
2. Como se pode verificar na figura abaixo, em 2015 iniciou-se uma tendência de diminuição destes custos, que se manteve até 2019, voltando a aumentar agora em 2020 e 2021.

Figura 0-5 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 1999



Fonte: ERSE Proposta de TeP para 2021

3. O CT nota, para o ano de 2021, a inversão da tendência de decréscimo dos CIEG que se vinha a verificar entre 2016 e 2019.

Quadro 0-9 - Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas para 2021

Unidade: Milhares de euros

	2020	2021	Varição 2021/2020
Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	1 493 608	2 105 990	41,0%
Sobrecusto da PRE	883 679	1 501 028	69,9%
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	-433	-74 243	-32,1%
Sobrecusto dos CAE a recuperar pela tarifa	289 045	381 795	32,1%
Rendas de concessão da distribuição em BT	263 622	258 248	-2,0%
Sobrecusto da RAA e da RAM	126 089	121 507	-3,6%
Terrenos das centrais	12 349	12 296	-0,4%
Custos com garantia de potência e remuneração da Reserva de Segurança do SEN	14 452	1 940	-86,6%
Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	0	0	-
ERSE	6 611	6 650	0,6%
Custos com a concessionária da Zona Piloto	429	432	0,8%
Autoridade da Concorrência	389	377	-3,3%
Tarifa Social	-102 623	-104 039	-1,4%
Alisamento dos custos da PRE	376 485	-101 230	-126,9%
Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral recuperados nas tarifas do ano	1 870 093	2 004 761	7,2%
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	134 020	133 768	-0,2%
Custos ou proveitos de anos anteriores com a aquisição de energia elétrica	34 606	34 540	-0,2%
Custos ou proveitos de anos anteriores relacionados com CIEG	99 414	99 227	-0,2%
Medidas de sustentabilidade de mercados	-69 128	-47 417	-30,7%
Diferencial extinção TVCF	-4 070	-1 309	-29,2%
Sobreproveito	-2 132	-2 255	-56,4%
Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados	58 690	82 787	41,1%
Total CIEG e Sustentabilidade	1 928 783	2 087 547	8,2%

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.

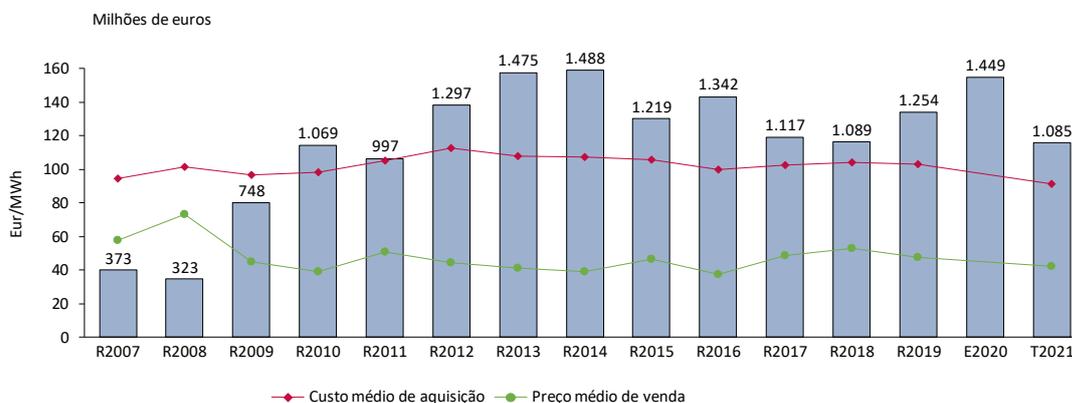
Fonte: ERSE, Proposta de TeP para 2021

4. Relativamente à proposta de Tarifas e preços para 2021, o CT constata que a variação dos CIEG, entre 2020 e 2021, representa um aumento de 41%, resultante, em grande parte, do sobrecusto da PRE (+70%).
5. No entanto, o impacto global para a fixação de tarifas para 2021 situa-se em +8,2%, para o que contribuíram: uma redução significativa dos custos com a garantia de potência

(revogação da Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, através da Portaria n.º 233/2020, de 2 de outubro), a revisibilidade dos CMEC e o alisamento dos custos da PRE.

F.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. A figura seguinte apresenta a evolução do valor real do diferencial do custo da PRE do ano, no período de 2007 a 2019, sendo que, no que diz respeito aos anos de 2020 e 2021, os valores apresentados se referem a estimativas da ERSE.



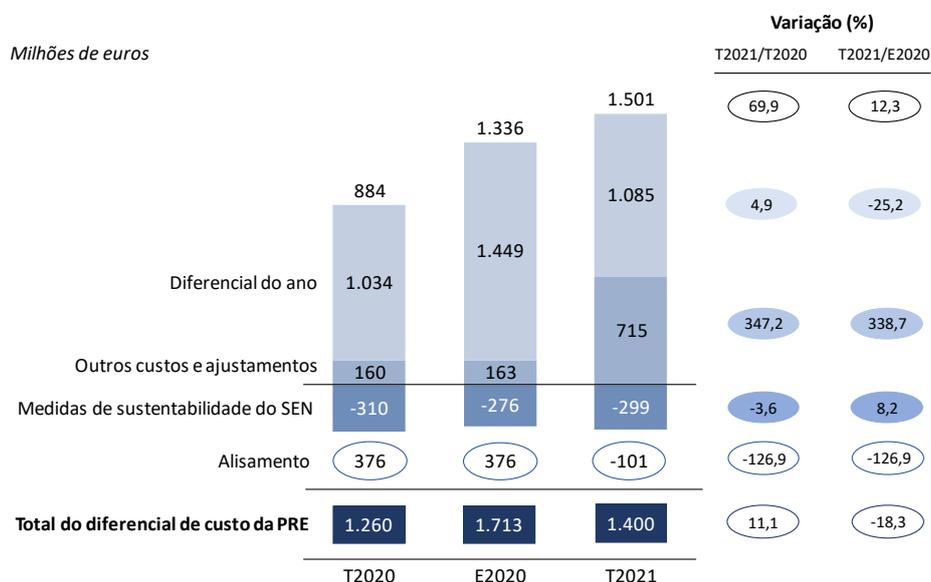
Notas:

(1) Fonte da informação: Anexos aos documentos anuais das tarifas, relativos aos proveitos e ajustamentos tarifários

(2) Na estimativa do diferencial de custo da PRE de 2020, constante da proposta de tarifas para 2021, não é apresentada a previsão do fornecimento da PRE, não sendo possível determinar o custo médio de aquisição e o preço médio de venda

3. O CT destaca a previsão do Regulador para 2021, que retoma a tendência decrescente do valor do diferencial do custo da PRE e realça a expectativa da ERSE, que refere 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”*.
4. É de notar que o diferencial de custos com a PRE, para além do custo do próprio ano, incorpora:
 - Os custos de funcionamento e outros custos, nomeadamente os associados aos pagamentos da tarifa de acesso à rede de transporte a suportar pelos produtores em regime especial;
 - Os ajustamentos definitivos do ano t-2 e os provisórios do ano t-1;

- As medidas de sustentabilidade do SEN com impacte na PRE decorrentes da legislação em vigor, incluindo o mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade, estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho;
 - O diferimento do diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial, determinado pela aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal, estabelecido no artigo 73.º-A do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto, e no Decreto-Lei n.º 79/2020, de 1 de outubro.
5. Na figura seguinte pode observar-se a variação do valor total do diferencial de custo da PRE considerado nas tarifas de 2020 e 2021, rúbrica integrada nos CIEG.



Fonte: Anexo Proveitos permitidos e ajustamentos para 2021 das empresas reguladas do setor elétrico, pág. 111 (T2020 e T2021) e pág. 184 (E2020)

6. O CT destaca a redução significativa, em cerca de 25%, da estimativa do valor do diferencial do sobrecusto da PRE do ano, entre 2020 e 2021, resultado da descida acentuada do preço de venda em mercado em 2020. No entanto, verifica-se um crescimento no valor total do diferencial, excluindo o montante de alisamento, uma vez que em 2021 se reflete o ajustamento tarifário de 2020 e o acerto do ajustamento de 2019, de acordo com o definido no Regulamento Tarifário.

F.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. 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 154M€, a pagar ao produtor durante os próximos 10 anos, a que acresce a parcela fixa anual de 67,5M€. Os valores foram homologados por Despacho do Secretário de Estado da Energia de 23 de abril de 2018.
4. 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 2018⁴, 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.”*
5. 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.
6. No seguimento do ponto anterior, o CT constata que a ERSE continua a aplicar o plano definido inicialmente abatendo, nas tarifas para 2021, o valor de 86,48M€, a título de devolução referente à remuneração dependente dos coeficientes de disponibilidade das centrais.

⁴ 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 2021

Unidade: 10³ EUR

	Ano 2021
Parcela Fixa	
Renda anual - valor inicial	67 532
Desvios faturação	-3 360
Parcela de Acerto	
Devolução de valores do passado	-86 480
Reversão serviços sistema	-72 900
Regularização ajustamento parcela acerto	-1 336
Renda anual - ajustamento final	18 948
Desvios faturação	3 268
Parcela de alisamento	
Desvios de faturação t-1 - parcela fixa	-12 753
Desvios de faturação t-1 - parcela acerto	12 837
Total	-74 243

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

7. O valor final apurado de 74,2M€, a devolver aos consumidores, reflete, para além dos desvios de faturação de CMEC ocorridos no passado, o valor de 72,9M€ relativos a serviços de sistema, respeitante à revisibilidade de 2015 (nos termos do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro).
8. O CT considera que a ERSE deveria adotar uma postura prudente na definição final das tarifas para 2021, mormente pela certeza jurídica do valor de 72,9M€ a devolver.
9. 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: 10⁶ 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				...	
Total	0,0	64,6	86,5	...	86,5

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

10. O CT destaca a retoma dos CMEC como 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 4.
11. Nesse sentido, o CT releva a perspetiva quantitativa desta importante rubrica dos CIEG, contribuindo, assim, para um melhor esclarecimento.

12. Como nota complementar, 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”*.
13. 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.

F.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. Este diferencial de custo é recuperado através da tarifa de Uso Global do Sistema, que é paga por todos os consumidores de energia elétrica.
3. Atualmente, são detentores de CAE não cessados, a central térmica a carvão do Pego, detida pela Tejo Energia, e a central de ciclo combinado da Tapada do Outeiro, detida pela Turbogás.
4. O diferencial do custo dos CAE, recuperado através da tarifa de UGS, resulta 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 Diretiva n.º 2/2014, de 3 de janeiro;
 - c) O ajustamento definitivo do ano t-2 e o ajustamento provisório do ano t-1.
5. 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.

- Adicionalmente, salienta-se que, no presente processo tarifário, está também em apreciação pelo CT uma proposta de alteração aos incentivos do Agente Comercial, que visa responder ao fim do CAE da Tejo Energia, em 2021, e às potenciais alterações das quantidades de gás natural a serem consumidas pela central da Turbogás até ao final do seu CAE, no primeiro trimestre de 2024. O CT dará parecer autónomo a esta proposta.
- O acréscimo do montante respeitante a ajustamentos resultantes de desvios de anos anteriores contribui para a variação de +32,1% desta componente dos CIEG, conforme se pode constatar pela análise do quadro seguinte.

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

		Unidade 10 ³ EUR	
		Tarifas 2020	Tarifas 2021
A = 1 + 2 - 3	Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE	193 340	224 594
1	Custos com aquisição de energia eléctrica, aos produtores com CAE	517 612	417 633
2	Outros custos, designadamente, custos com tarifa de URT e custos com aquisição de energia eléctrica dos produtores com CAE	7 303	7 540
3	Proveitos com a venda da energia eléctrica dos produtores com CAE	331 574	200 579
B = 4 + 5 + 6*7	Custos de funcionamento no âmbito da actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	1 215	1 347
	Custos de exploração da actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica (valor líquido)	1 187	1 315
5	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	27	31
6	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, líquido de amortizações e comparticipações	14	19
7	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	4,88%	4,60%
C	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, no ano t-1	-53 416	-112 508
D	Adiamento do ajustamento no ano t, dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, tendo em conta os valores ocorridos em t-1	0	0
E	Ajustamento no ano t, dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, tendo em conta os valores ocorridos em t-2	-41 441	-43 346
F = A+B - C - D - E	Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a transferir para a GGS	289 413	381 795

Fonte: ERSE, Proposta TeP para 2021: “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2020”, p. 52

F.4. Repartição dos CIEG por níveis de tensão ou tipos de fornecimento

- O peso dos CIEG incluídos na formação das Tarifas de acesso de redes (TAR) mantém-se em proporções elevadas, próximas do que verifica nas tarifas de 2020, uma vez que, consoante o nível de tensão, o seu peso no valor das mesmas oscila entre 61 e 75%, conforme indicado no quadro seguinte, face a uma oscilação entre 69 e 75% verificada nas tarifas de 2020.

Quadro 4-32 - Parâmetros a aplicar no cálculo do valor dos custos de interesse económico geral

Nível de tensão / Tipo de fornecimento	% (CIEG / Tarifas de Acesso)
MAT	75%
AT	68%
MT	63%
BTE	64%
BTN > 20,7 kVA	61%
BTN ≤ 20,7 kVA	66%

Fonte: ERSE, Proposta de TeP para 2021

- No quadro que se segue apresenta-se 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 2021.

Quadro 3-6 - Repartição dos CIEG por níveis de tensão ou tipos de fornecimento

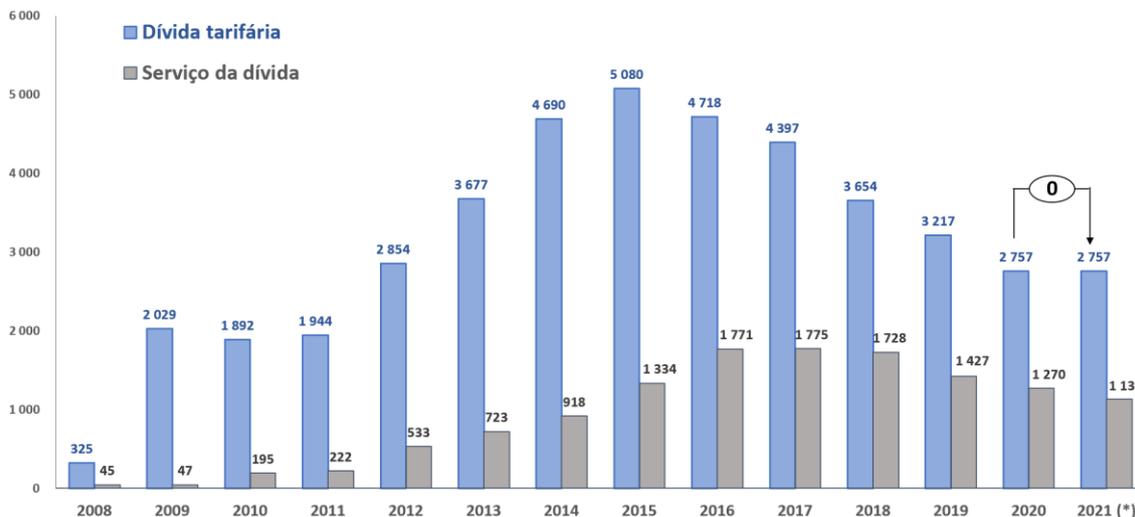
Unidades: milhões de euros	MAT	AT	MT	BTE	BTN>	BTN≤	TOTAL
Sobrecusto PRE (DL90/2006)	0,0	0,0	3,8	5,5	10,1	925,2	944,6
Sobrecusto PRE (não DL90/2006)	14,6	38,6	94,7	24,2	21,1	261,9	455,2
Sobrecusto dos CAE	15,7	55,5	208,8	71,3	42,3	-11,8	381,8
CMEC	-1,2	-2,4	-9,1	-3,0	-3,6	-54,9	-74,2
Garantia de potência	0,1	0,3	0,6	0,1	0,1	0,7	1,9
Sobrecusto RAs	9,0	35,9	134,7	46,2	23,5	-127,8	121,5
Estabilidade (DL 165/2008)	7,1	20,6	42,9	9,4	5,8	47,9	133,8
Ajust. de aquisição de energia	-2,5	-7,3	-15,2	-3,3	-2,1	-17,0	-47,4
Diferencial extinção TVCF	-0,1	-0,2	-0,4	-0,1	-0,1	-0,5	-1,3
Sobreprovento	-0,1	-0,3	-0,7	-0,2	-0,1	-0,8	-2,3
Terrenos	0,7	1,9	3,9	0,9	0,5	4,4	12,3
PPEC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL	43,3	142,6	464,0	151,0	97,6	1 027,4	1 925,9

Fonte: ERSE, Proposta de TeP para 2021

G. Dívida Tarifária e Serviço da Dívida

- 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.
- O diferimento da recuperação dos proveitos não incluídos nas tarifas do próprio ano constitui o chamado “serviço da dívida tarifária” (juros e amortização) e representa uma das maiores parcelas dos montantes a recuperar pela tarifa UGS, pelo que importa monitorizar e ajustar a sua evolução.
- 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 2021, 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 2021

Fonte: ERSE, Proposta TeP para 2021

4. A proposta de tarifas e preços para 2021 interrompe o movimento de redução do volume de dívida tarifária iniciado em 2016 ⁽⁵⁾ propondo a manutenção do volume de dívida em cerca de 2.757M€.
5. Tal resulta essencialmente da correspondência entre o montante de diferimento do sobrecusto da PRE de 2021 e os montantes de amortização do sobrecusto da PRE de 2017 a 2020 e da amortização do défice criado com o DL 165/2008, de 21 de agosto, num montante de 1.104M€.

H. Fontes de financiamento do SEN/medidas mitigadoras

1. O processo anual de fixação de tarifas pela ERSE deve permitir a recuperação dos custos das atividades reguladas, assumindo a 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 2021, bem como as previsões efetuadas pelas empresas reguladas, e ainda os parâmetros definidos para o período regulatório 2018-2021.

5

Anos	2016	2017	2018	2019	2020
Redução da dívida tarifaria (M€)	362	321	743	436	461

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 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 do sistema, através da identificação e consignação de receitas a reverter para o SEN.
6. O CT considera que seria útil encontrar, com facilidade, um quadro que resuma e sistematize o conjunto das medidas mitigadoras previstas em cada ano, seu montante estimado, a sua origem normativa, bem como um apanhado do que efetivamente foi concretizado no ano anterior.
7. Não foram raras as vezes que medidas incorporadas no exercício tarifário acabaram por não se aplicar ou produzirem efeitos muito aquém do previsto, provocando uma indesejada necessidade de ajustamentos posteriores.
8. O CT constata que, mais uma vez, essa informação não está centralizada na proposta apresentada para 2021.
9. Em resposta ao pedido específico do CT sobre essa matéria, a ERSE elaborou o quadro seguinte ⁽⁶⁾:

⁶ Resposta da ERSE, de 5 de novembro de 2020, ao Conselho Tarifário.

	2 019		2019T		Unidade: Milhares de euros		Observações	Origem normativa
	2019	2019T	2019T	2021T	2020T	2021T		
Revisão do mecanismo previsto no DL 74/2013	17 890	41 000	56 152	30 200				Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho e Despacho n.º 10177/2020, de 22 de outubro
Receitas geradas pela venda em leilão das licenças de emissão de gases com efeito de estufa que revertem para o SEN	153 551	163 362	149 687	125 036				Decreto-Lei n.º 38/2013, de 15 de março (revogado), Decreto-Lei n.º 10/2019, de 7 de dezembro (revogado) e Decreto-Lei n.º 12/2020, de 6 de abril
Compensação dos produtores edícos resultante dos pagamentos destes produtores como contrapartida da adesão a regimes remuneratórios alternativos para um período adicional além do inicial	28 148	27 416	27 387	0				Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro
Transferência decorrente do FSSSE	155 594	154 000	51 966	137 500				Decreto-Lei n.º 55/2014, de 9 de abril, alterado pelo Decreto-Lei n.º 109-A/2018, de 7 de dezembro
Receitas adicionais no âmbito do CELE		35 000					Este valor, relativo às transferências do CELE incluídas em Tarifas 2019, foi efetivamente reconhecido no valor real de 2018 relativo às receitas dos leilões de licenças de emissão de CO2 com efeitos em Tarifas 2020.	Decreto-Lei n.º 38/2013, de 15 de março, Artigo 17.º, número 6, com a redação dada pelo Decreto-Lei n.º 10/2019, de 18 de janeiro (posteriormente substituído pelo Artigo 23.º, número 5, do Decreto-Lei n.º 12/2020, de 6 de abril)
50% receita gerada pela tributação do carvão em sede de ISP e adicionamento de CO2	0	0	10 896	0			Valor implícito nas transferências do CELE	Decreto-Lei n.º 73/2010, de 21 de junho, alterado pela Lei n.º 82 -O/2014, de 31 de dezembro, e Portaria n.º 6-A/2019, de 4 de janeiro
Receita das vendas de Garantias de Origem que reverte para o SEN	0	0	13 834	6 009				Decreto-Lei n.º 141/2010, de 31 de dezembro, cuja última alteração foi introduzida pelo Decreto-Lei n.º 60/2020, de 17 de agosto
Montante a devolver pelos produtores que beneficiaram cumulativamente dos apoios às energias renováveis	0	140 000	0	0				Portaria n.º 268-8/2016, de 13 de outubro
Custos de organização e operacionalização do procedimento concorrencial para atribuição de reserva de capacidade de injeção para energia solar fotovoltaica	0	0	368	0				Despacho do Secretário de Estado Adjunto e da Energia de dezembro de 2019
Reversão do valor apurado por atuação indevida no mercado de serviços de sistema – efeitos da auditoria da Brratie				72 900				Comunicação da DGEG - Informação n.º 89/DGEG, de 12 outubro de 2020
Revogação incentivo à garantia de potência na modalidade de incentivo ao investimento				14 200				Portaria n.º 233/2020, de 2 de outubro
Redução gradual do regime de interruptibilidade				16 210			Decorrente do regime do autoconsumo e de isenção de CIEG (Despacho n.º 6453/2020, de 5 de junho) e de possíveis imposições europeias, que permitam alterações ao atual regime de interruptibilidade no sentido da sua redução.	
TOTAL medidas de contenção tarifária	355 183	560 777	310 329	402 056				

10. Na posse destes elementos, o CT constata a substancial diferença entre o montante concretizado em 2019 face ao inscrito no respetivo exercício previsional na fixação de tarifas, uma vez que, de conhecimento do CT, mais de um terço das receitas não foram recebidas.
11. O CT reitera a importância de efetiva concretização das medidas mitigadoras incluídas nas tarifas de cada ano, dada a sua importância para a sustentabilidade económica do SEN.
12. Por fim, sugere o CT que a ERSE torne mais visível o grau de concretização de cada medida mitigadora para uma transparente e necessária responsabilização dos seus proponentes.

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

1. O Decreto-Lei n.º 104/2019, de 9 de agosto, procede à primeira alteração ao Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, que prevê a criação de um mecanismo regulatório tendente a assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade em Portugal, com incidência na componente de custos de interesse económico geral (CIEG) da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS).
2. Este diploma legal, na sua redação em vigor, estabelece que a ERSE deve elaborar, em cada ano, um estudo sobre *“o impacto na formação de preços médios da eletricidade no mercado grossista em Portugal de medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia, o qual deve ponderar, quando aplicável e sempre que justificado, os efeitos de mecanismos de remuneração da capacidade e outras políticas de segurança de abastecimento existentes noutros Estados-Membros na referida formação de preços”*, cabendo ao membro do Governo responsável pela área da energia estabelecer, através de portaria, a regulamentação necessária à sua execução.

3. A Portaria n.º 282/2019, de 30 de agosto, estabelece o procedimento de elaboração, incluindo calendário e demais trâmites, do estudo sobre os impactos de medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia. É também através desta Portaria que se estabelece o procedimento de elaboração do estudo a efetuar pela ERSE e se operacionaliza o mecanismo de cálculo do valor do pagamento por conta e da compensação devida, a final, pelos produtores que tenham benefícios não expectáveis decorrentes dos eventos extramercado identificados.
4. A mesma portaria, estabelece, ainda, a forma de dedução aos CIEG dos valores a suportar, em função dos resultados do estudo da ERSE, pelos produtores de energia elétrica abrangidos pelo mecanismo de equilíbrio concorrencial definido pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, na sua redação atual.
5. O n.º 3 do art.º 3.º do Decreto-Lei n.º 104/2019, de 9 de agosto, introduziu a possibilidade de, sob proposta da ERSE, o membro do Governo responsável pela área da energia poder estabelecer, para cada ano, através de Despacho, um valor de pagamento por conta a aplicar aos produtores de energia elétrica abrangidos pelo presente mecanismo de equilíbrio concorrencial.
6. O Despacho n.º 8521/2019, de 26 de setembro, determina no seu ponto 1 que:
“O pagamento por conta a aplicar para o ano de 2019 assume os seguintes valores:
 - a. *2,71€/MWh, para os produtores de energia elétrica que explorem centros electroprodutores com tecnologia de carvão;*
 - b. *4,18€/MWh, para os produtores de energia elétrica que explorem centros electroprodutores com as restantes tecnologias abrangidas pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, na sua atual redação.”*
7. A determinação dos valores definitivos é concretizada com base nos resultados de um estudo a elaborar, para cada ano, pela ERSE, sobre o impacto na formação de preços médios da eletricidade no mercado grossista em Portugal de medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia.
8. Para efeitos da elaboração do Estudo relativo ao ano t, cabe também ao membro do Governo responsável pela área da energia aprovar, por Despacho a publicar até 31 de dezembro de cada ano t-1, o conjunto de medidas e eventos de ordem interna a considerar na determinação de efeitos de eventos internos ao SEN para o ano t seguinte.
9. Assim, em 27 de dezembro de 2019, foi publicado o Despacho n.º 12424-A/2019, do Gabinete do Secretário de Estado Adjunto e da Energia, que determina as medidas e eventos internos ao SEN a considerar no Estudo a elaborar pela ERSE no ano de 2020 são os seguintes:
 - a. A tributação dos produtos petrolíferos e energéticos utilizados na produção de eletricidade, nos termos previstos no artigo 283.º da Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro, que aprovou o Orçamento de Estado para 2019;

- b.** A Contribuição Extraordinária sobre o Setor Energético, nos termos previstos no artigo 228.º da Lei n.º 83-C/2013, de 31 de dezembro, na sua atual redação;
 - c.** A tarifa social de eletricidade, nos termos previstos no Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, na sua atual redação.
- 10.** Nos termos das suprarreferidas disposições legais, a ERSE apresentou ao CT em 2020 uma proposta de estudo sobre o impacto de eventos extramercado em 2019, em que considerou dois cenários distintos para o apuramento dos valores dos eventos extramercado de ordem interna:
 - i.** um cenário base, que considera os eventos internos identificados pelo Governo no Despacho n.º 12424-A/2019, de 27 de dezembro, considerando de forma combinada e cumulativa, os efeitos do regime do Imposto sobre os Produtos Petrolíferos (ISP), do regime da Contribuição Extraordinária sobre o Sector Energético (CESE) e dos custos com o financiamento de tarifa social;
- e,
 - ii.** um cenário alternativo, referente à consideração de apenas o regime de ISP, à semelhança do que foi assumido no Despacho n.º 8521/2019, de 26 de setembro, para efeitos de apuramento do pagamento por conta.
- 11.** A 29 de maio de 2020 o CT emitiu parecer sobre a proposta de estudo da ERSE, abordando apenas o cenário base, uma vez que era o único que estava de acordo com o legal e regulamentarmente estabelecido.
- 12.** O Despacho n.º 6740/2020, de 30 de junho, estabelece o valor de pagamento por conta a aplicar em 2020 aos produtores de energia elétrica abrangidos pelo mecanismo de equilíbrio concorrencial.
- 13.** De acordo com o preâmbulo do referido despacho:

“Na sua proposta, a ERSE identifica como único evento extramercado externo ao Sistema Elétrico Nacional (SEN), passível de influenciar o preço do mercado e as receitas dos diferentes produtores portugueses, as medidas fiscais sobre os centros eletroprodutores em Espanha.

Por outro lado, foram identificados como eventos extramercado internos ao SEN, que afetam exclusivamente os centros eletroprodutores em Portugal, o regime de tributação dos produtos petrolíferos e energéticos utilizados na produção de eletricidade a partir do carvão e do gás natural, a contribuição extraordinária sobre o setor energético e a tarifa social de eletricidade.

Tendo a ERSE procedido à apresentação da respetiva proposta, importa, agora, estabelecer o valor dos mencionados pagamentos por conta a aplicar em 2020”.
- 14.** Nesse sentido, o Despacho n.º 6740/2020, de 30 de junho, vem determinar o pagamento por conta a vigorar durante o ano de 2020:

“a) O pagamento por conta a aplicar para o ano de 2020 assume o valor de 2,24€/MWh, por unidade de energia injetada na rede elétrica de serviço público;

b) O valor referido no número anterior aplica-se a todos os produtores de energia elétrica que explorem centros eletroprodutores abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, na sua redação atual, com exceção dos centros eletroprodutores incluídos no âmbito dos eventos extramercado internos identificados”.

15. O Despacho n.º 10177/2020, de 22 de outubro, veio determinar o valor final relativo ao ano 2019, considerando como único evento extramercado interno ao SEN o regime de ISP, determinando assim um valor de 2,24€/MWh para as centrais hídricas, a gás e PRE em mercado e de 0,68€/MWh para as centrais a carvão, optando por manter o critério de definição dos eventos extramercado internos alinhado com o que se encontrava subjacente à definição do pagamento por conta para 2019 (no Despacho n.º 8521/2019, de 26 de setembro).
16. Por seu turno, o Despacho n.º 12424-A/2019, de 27 de dezembro, veio determinar a consideração também da Tarifa Social e da CESE como eventos extramercado internos a incluir no estudo a elaborar pela ERSE no ano de 2020.
17. Na Proposta Tarifária para o ano de 2021 a ERSE considera como único evento extramercado interno ao SEN para os anos de 2019, 2020 e 2021 o regime de tributação dos produtos petrolíferos e energéticos utilizados na produção de eletricidade (ISP).
18. O CT solicita que seja explicitado o fundamento para a opção tomada pela ERSE de não consideração do Despacho n.º 6740/2020, de 22 de junho, para a fixação de tarifas de 2021, dada a divergência do sentido dos dois últimos despachos relativos a esta componente que afeta os proveitos permitidos.
19. A exemplo de anos anteriores, o CT considera que a ERSE deveria adotar uma postura prudente na definição final das tarifas para 2021.

J. Estrutura Tarifária do Setor Elétrico

J.1. Aditividade Tarifária

1. A definição da estrutura tarifária é um dos aspetos mais importantes na definição de tarifas, dado transmitir sinais eficientes aos consumidores finais de energia elétrica e aos utilizadores das redes.
2. A legislação consagra os princípios aplicáveis ao cálculo das tarifas e respetiva estrutura, considerando, entre outros, o princípio da «inexistência de subsidiações cruzadas entre atividades e entre clientes, através da adequação das tarifas aos custos e da adoção do princípio da aditividade tarifária».

3. O princípio da aditividade tarifária é aplicado na definição das tarifas transitórias de venda a clientes finais através de preços que resultam da adição dos preços das tarifas aplicáveis, por atividade, em cada nível de tensão e opção tarifária, aos clientes do CUR, nomeadamente:
 - i. tarifa de Energia;
 - ii. tarifa do Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC);
 - iii. tarifa de Uso Global do Sistema;
 - iv. tarifa de Uso da Rede de Transporte;
 - v. tarifas de Uso da Rede de Distribuição;
 - vi. tarifa de Comercialização.
4. Complementarmente, o RT do Setor Elétrico estabelece mecanismos de convergência para tarifas aditivas que, segundo a ERSE, *“tem sido implementada de forma gradual, garantindo a estabilidade e protegendo os clientes face à evolução das tarifas, evitando-se impactes tarifários significativos por cliente”*. Este processo depende, por um lado, da variação da tarifa de acesso, que é afetada pelos efeitos da Portaria nº 332/2012, de 22 de outubro, e por outro lado, do mecanismo de limitação dos acréscimos por termo tarifário.
5. A Portaria nº 332/2012, de 22 de outubro, define os critérios de imputação das rubricas de custos dos CIEG a determinadas variáveis de faturação, condicionando o processo de convergência para as tarifas aditivas. A ERSE, ao abrigo do n.º 9 do art.º 4º e pelo n.º 10 do art.º 5º, ambos da Portaria nº 359/2015, de 14 de outubro, pode determinar estes parâmetros de imputação dos CIEG, caso o membro do Governo responsável pela área da energia não publique os despachos relativos aos parâmetros, situação verificada nos últimos cinco anos.
6. No âmbito do mecanismo de convergência tarifária a ERSE definiu para a BTN, no continente e em 2021, um limite à variação máxima por termo tarifário de 1,2% face ao preço em vigor no final do ano de 2020, com exceção dos termos de potência contratada, para os quais se estabeleceu, como limite máximo, a variação de preço que resulta da tarifa de Acesso às Redes.
7. Segundo a ERSE, este tratamento diferenciado para a potência contratada teve em conta a necessidade de não deteriorar demasiado o processo de convergência para as tarifas aditivas.
8. No entanto, verifica-se que a aditividade plena por opção e termo tarifário não foi ainda atingida. Com efeito, constata-se que apenas na BTN< Simples e na BTN< sazonal simples e bi-horária, se verificou uma aproximação à aditividade total, sendo que nas restantes opções se registou um agravamento da distorção, face a 2020, como se pode observar no gráfico seguinte.

Figura 4-2 - Distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN

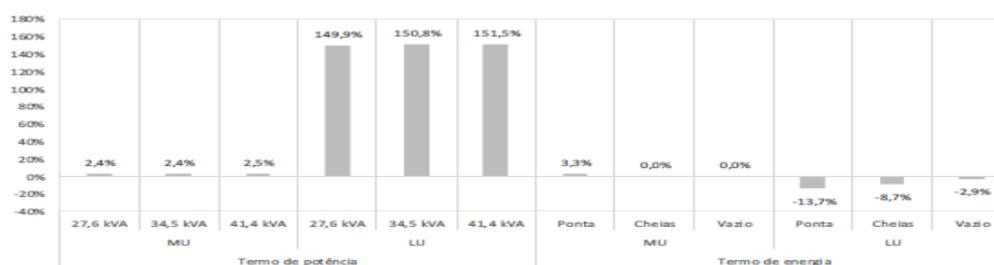


Fonte: ERSE, Proposta TeP para 2021: Anexo Estrutura tarifária do setor elétrico em 2021, pág. 42

9. Por outro lado, o CT não entende a evolução da diferença entre a tarifa transitória e a tarifa aditiva, nos anos de 2020 e 2021, nomeadamente no termo de potência contratada da opção de BTN> LU. Com efeito, nas tarifas de 2020, nesta componente, a tarifa transitória situava-se cerca de 150% acima da tarifa aditiva, conforme se apresenta no gráfico da *Figura 4-4 - Tarifas 2020*. Acresce ainda que, nas tarifas de 2021, a ERSE define uma redução da tarifa aditiva (de cerca de -57%) significativamente superior à redução da tarifa transitória (de cerca de -26%), como se observa na *Figura 4-4 – Tarifas 2021*. Assim, seria de esperar um aumento da diferença entre a tarifa transitória e a tarifa aditiva, o que não se verifica, de acordo com a *Figura 4-5 – Tarifas 2021*, em que esta distância se reduz para cerca de 74%.

Figura 4-4 – Tarifas 2020

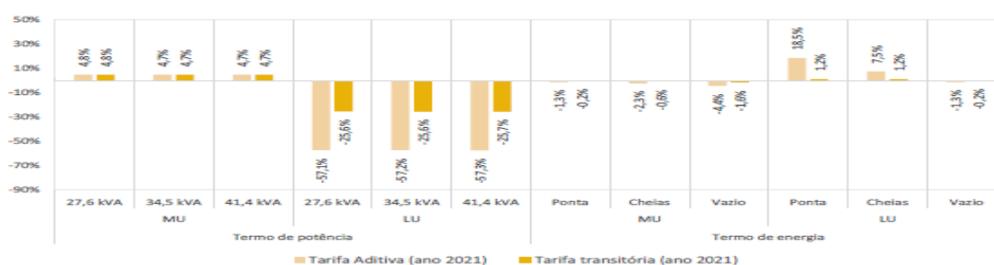
Figura 4-4 - Distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN >, por termo tarifário



Fonte: ERSE, Anexo Estrutura tarifária do setor elétrico em 2020, pág. 42

Figura 4-4 – Tarifas 2021

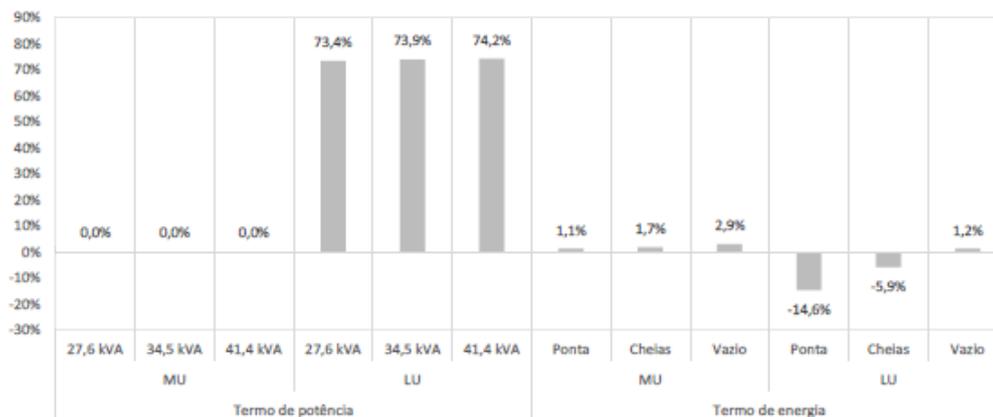
Figura 4-4 - Variações dos preços da tarifa transitória em BTN >



Fonte: ERSE, Anexo Estrutura tarifária do setor elétrico em 2021, pág. 46

Figura 4-5 – Tarifas 2021

Figura 4-5 - Distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN >, por termo tarifário



Fonte: ERSE, Anexo Estrutura tarifária do setor elétrico em 2021, pág. 46

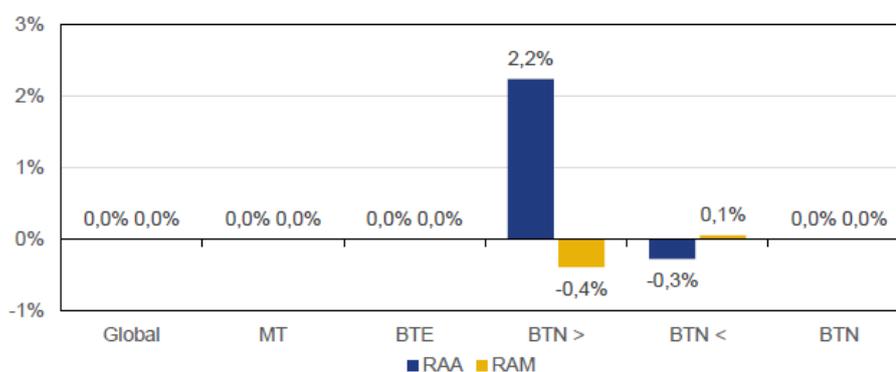
10. Neste contexto, o CT propõe que se efetue a verificação e a eventual correção desta informação no documento final das Tarifas.

11. Por último, o CT recomenda que a ERSE proceda aos ajustamentos necessários para minimizar o agravamento das distorções na preparação das Tarifas finais, para que o processo de convergência siga um percurso no sentido da aditividade plena.

J.2. Convergência tarifária das RA para a tarifa aditiva

1. O CT releva o facto de, em 2021, a ERSE prever para as Regiões Autónomas e pela primeira vez a convergência em preço médio para os fornecimentos em MT, BTE e BTN individualmente, conforme se pode observar no Quadro 7-54⁷.

Figura 7-54 - Desvio dos preços médios das TVCF nas Regiões Autónomas face à tarifa aditiva em 2021

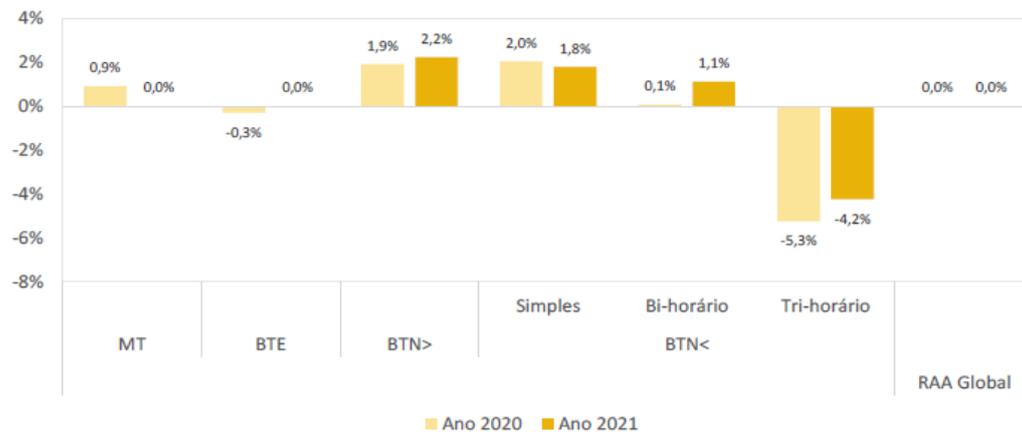


Fonte: ERSE, Proposta TeP para 2021

⁷ Quadro 7-54 do documento ERSE "PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2021"

- No entanto, não obstante este marco histórico, continuam a observar-se desvios face à tarifa aditiva na BTN> e em BTN<.
- Na RAA, constata-se que para a BTN> e Bi-horário aumentou a distorção face à tarifa aditiva, enquanto nas restantes opções tarifárias de BTN verifica-se um trajeto de convergência para a aditividade tarifária.

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

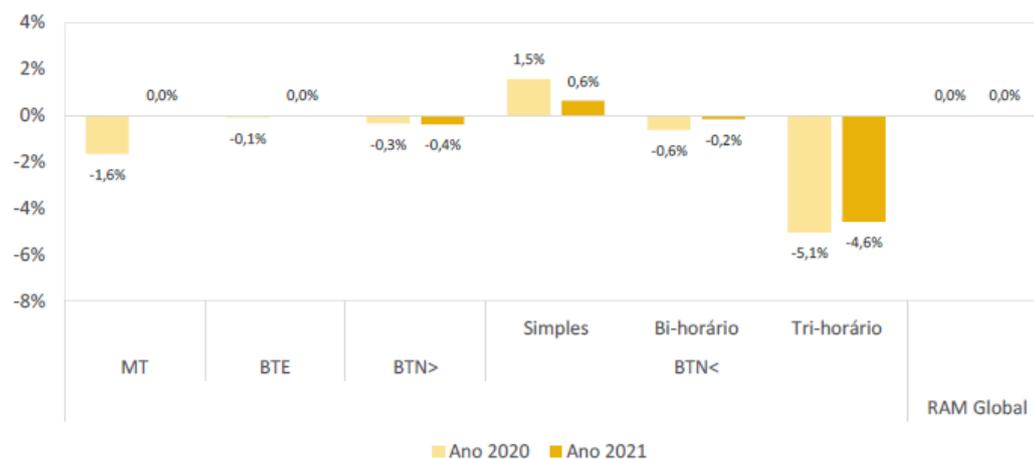


Nota: O valor apresentado determina para cada ano a diferença entre o preço médio da TVCFA e o preço médio da tarifa aditiva, em percentagem do preço médio da tarifa aditiva.

Fonte: ERSE, Proposta TeP para 2021

- Na RAM, constata-se que para a BTN se verifica uma evolução positiva na trajetória da aditividade tarifária em todas as opções tarifárias, com exceção da BTN>.

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



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

Fonte: ERSE, Proposta TeP para 2021

5. Neste contexto o CT, apesar de reconhecer que se está perante um exercício complexo, recomenda que a ERSE prossiga e reforce o trabalho necessário para minimizar qualquer agravamento da distorção das TVCF, ao nível da BTN, face à tarifa aditiva.

K. Caracterização da Procura de Energia Elétrica em 2021

1. A ERSE considera para o cálculo tarifário de 2021 um consumo referido à emissão de 50.359GWh, cerca de 3,6% superior ao valor estimado para 2020 de 48.593GWh, 3,5% inferior ao verificado 2019. Esta queda em 2020, seguida de recuperação em 2021, reflete a expectativa da ERSE face ao impacte dos efeitos associados à pandemia, próxima da variação da estimativa para 2020 da E-REDES (setembro 2020) com informação mais recente, afastando o cenário previsto em junho de 2020 pela E-REDES e pela própria REN, que naturalmente refletem menor informação disponível.
2. Nos quadros seguintes verifica-se a evolução do fornecimento de energia elétrica considerado em tarifas e as previsões do consumo referido à emissão no Continente:

Quadro 0-13 - Evolução do fornecimento de energia elétrica considerada em tarifas Quadro 0-13 - Evolução do fornecimento de energia elétrica considerada em tarifas

Fornecimentos de energia elétrica (GWh)				Fornecimentos de energia elétrica (GWh)			
	Tarifas 2019	Tarifas 2020	Δ% T2020 / T2019	Tarifas 2020	Tarifas 2021	Δ% T2021 / T2020	
Fornecimentos CUR + ML	46 647	46 298	-0,7%	46 298	45 599	-1,5%	
MAT	2 222	2 382	7,2%	2 382	2 436	2,3%	
AT	7 158	7 131	-0,4%	7 131	7 034	-1,4%	
MT	15 389	15 270	-0,8%	15 270	14 623	-4,2%	
BTE	3 451	3 374	-2,2%	3 374	3 192	-5,4%	
BTN	18 428	18 141	-1,6%	18 141	18 313	1,0%	

Fonte: ERSE, TeP 2020, dezembro de 2019

Fonte: ERSE, Proposta TeP para 2021

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

	2016 GWh	2017 GWh	2018 GWh	2019 GWh	2020 GWh	2021 GWh
Real	49 269	49 637	50 898	50 340		
(Variação média anual)	0,6%	0,7%	2,5%	-1,1%		
Previsões para Tarifas 2021						
REN - Junho 2020					47 070	47 070
(Variação média anual)					-6,5%	0,0%
E-Redes - Junho 2020 [1]					47 069	49 107
(Variação média anual)					-6,5%	4,3%
E-Redes - Setembro 2020 [1]					48 346	49 713
(Variação média anual)					-4,0%	2,8%
ERSE					48 593	50 359
					-3,5%	3,6%

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

Fonte: ERSE, Proposta de TeP para 2021: “Proposta de Caracterização da procura de energia elétrica em 2021”, out 2020

3. Há um desafio duplo na estimação dos consumos para 2021, por um lado o comportamento da procura nos meses mais próximos do fim do ano que já demonstram alguma recuperação refletida na estimativa da E-Redes de setembro, e a projeção desse consumo para 2021. Dado que a estimativa da REN se reporta a junho de 2020 o CT reconhece que, quer os valores da E-Redes quer os da ERSE se situarão mais próximos da realidade.

4. O CT considera aceitável o valor estimado pela ERSE para 2021 por não ser excessivamente otimista embora dentro das incertezas que se adivinham, com incidência na capacidade de limitação do efeito negativo da pandemia na atividade económica.

L. Regresso ao Mercado Regulado

1. A Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, vem consagrar a possibilidade de os clientes com contratos em regime de mercado optarem pelo regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas, viabilizando, nas situações previstas na Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro, a contratação do fornecimento junto do comercializador de último recurso.
2. Não obstante o facto de entre janeiro de 2018 e agosto de 2020 terem regressado ao mercado regulado 16.620 clientes, mais 1.734 clientes face a agosto de 2019, o que representa cerca de 0,3% dos clientes em mercado livre, a ERSE considera que podem existir impactos no ritmo de transição de clientes para o mercado liberalizado decorrente da possibilidade de regresso ao mercado regulado.
3. Este regime implica que se mantenham as exigências impostas aos comercializadores em mercado livre de promoverem na sua fatura um conjunto de informações, nomeadamente, a relativa à diferença entre o preço praticado em regime de mercado e a tarifa regulada.
4. Recomenda o CT que, relativamente ao regime equiparado ao das tarifas transitórias que teve início em 2018, a ERSE apresente um balanço da sua aplicação e os impactos previsíveis, quer no mercado livre, quer no CUR.

M. Processo de extinção das TTVCF

1. O processo de extinção das tarifas transitórias de venda a clientes finais de eletricidade (TTVCF), no continente e para os níveis de tensão MAT, AT, MT e Baixa Tensão Especial (BTE) foi estabelecido no Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, que definiu a extinção das tarifas reguladas a 1 de janeiro de 2011 e criou um regime transitório de vigência das tarifas de venda a clientes finais.
2. O prazo de vigência do regime transitório tem vindo a ser sucessivamente prorrogado. O Decreto-Lei n.º 13/2014, de 22 de janeiro, procedeu à extinção do regime transitório para os clientes com consumos em MAT e alterou a forma de fixação do prazo do regime transitório, prevendo que a respetiva data seja definida por Portaria do membro do Governo responsável pela área da energia.
3. Assim, a data de vigência do regime transitório das tarifas de venda a clientes finais foi aprovada pela Portaria n.º 27/2014, de 4 de fevereiro, e, seguidamente pela Portaria n.º 97/2015, de 30 de março, que fixou o período até 31 de dezembro de 2017.
4. Em cumprimento do disposto na Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, a Portaria n.º 39/2017, de 26 de janeiro, determinou um novo prolongamento do prazo para extinção das

tarifas transitórias aplicáveis ao fornecimento de eletricidade aos clientes em baixa tensão normal (BTN), estendendo o prazo até 31 de dezembro de 2020.

5. Com a Portaria n.º 364-A/2017, de 4 de dezembro, veio também a ser fixada, em 31 de dezembro de 2020, a obrigatoriedade de fornecimento de eletricidade, pelos comercializadores de último recurso, a clientes finais com consumos em AT, MT e BTE que não tivessem contratado no mercado livre.
6. A Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, regulamentada pela Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro, e a Diretiva ERSE 1/2018, de 3 de janeiro, introduziu o regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas de que podem beneficiar os clientes finais com contrato de fornecimento de eletricidade com um comercializador em regime de mercado, alargando as opções de escolha dos consumidores em BTN a todas as ofertas, quer do mercado liberalizado, quer do mercado regulado.
7. Recentemente a Lei n.º 2/2020, de 31 de março, que aprovou o Orçamento de Estado para 2020, desenvolvida, neste particular, pela Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, veio proceder novamente à prorrogação do prazo de extinção das tarifas transitórias para o fornecimento de eletricidade para os clientes em BTN, definindo 31 de dezembro de 2025 como nova data. Adicionalmente, estabelece os prazos de prolongamento para a extinção das tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos de eletricidade em MT e Baixa Tensão Especial (BTE), para 31 de dezembro de 2021 e 31 de dezembro de 2022, respetivamente.
8. Atualmente permanecem ainda no mercado regulado cerca de 989 mil clientes, concentrados especialmente no segmento residencial, totalizando um consumo anualizado de 2,3 TWh.
9. Adicionalmente, importa referir que, de acordo com o Boletim das Ofertas Comerciais de Eletricidade publicado pela ERSE, referente ao 3º trimestre de 2020, existem atualmente cerca de 11 comercializadores em mercado livre que apresentam um preço mais competitivo do que a tarifa regulada, o que corresponde a uma poupança anual significativa face à tarifa transitória.

Poupança anual da oferta mais competitiva face ao Mercado Regulado			
			
Eletricidade 	55 €	147 €	287 €
Dual 	85 €	154 €	272 €

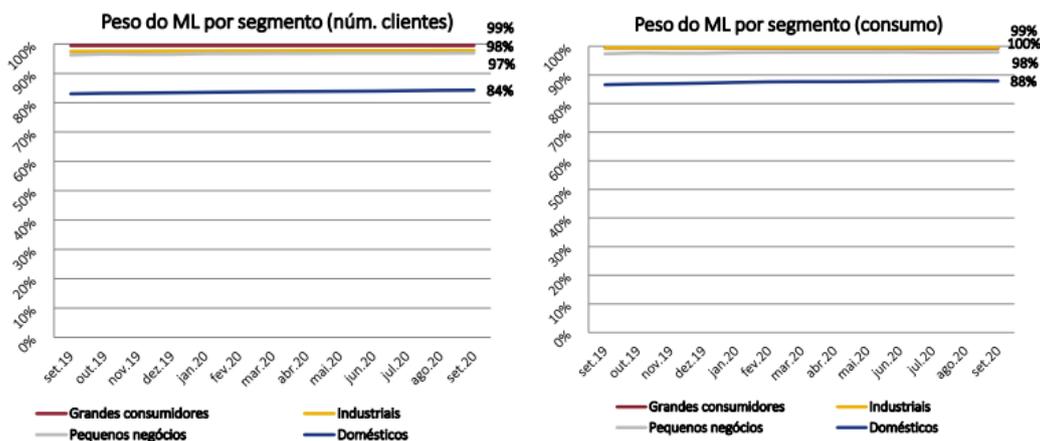
Comercializadores com ofertas mais competitivas do que a Tarifa Regulada			
			
Eletricidade 	11	11	11
Dual 	4	4	4

Fonte: Boletim das Ofertas Comerciais de Eletricidade – 3º trimestre de 2020, de outubro de 2020

10. O CT reconhece a importância do aprofundamento do mercado livre e, por esse motivo, recomenda que a ERSE transmita mensagens claras e informativas ao mercado, nomeadamente sobre a coexistência entre mercado regulado e mercado livre, a existência de simuladores, bem com outras matérias capazes de aumentar o desejável nível de literacia energética dos consumidores.
11. Tendo em consideração a recente atualização da vigência das tarifas transitórias, e observando-se uma estabilização da dimensão do mercado regulado, o CT recomenda que a ERSE continue a monitorizar uma adequada transição dos clientes em mercado regulado para o mercado liberalizado, salvaguardando os interesses dos consumidores e assegurando o adequado equilíbrio económico-financeiro do comercializador de último recurso.

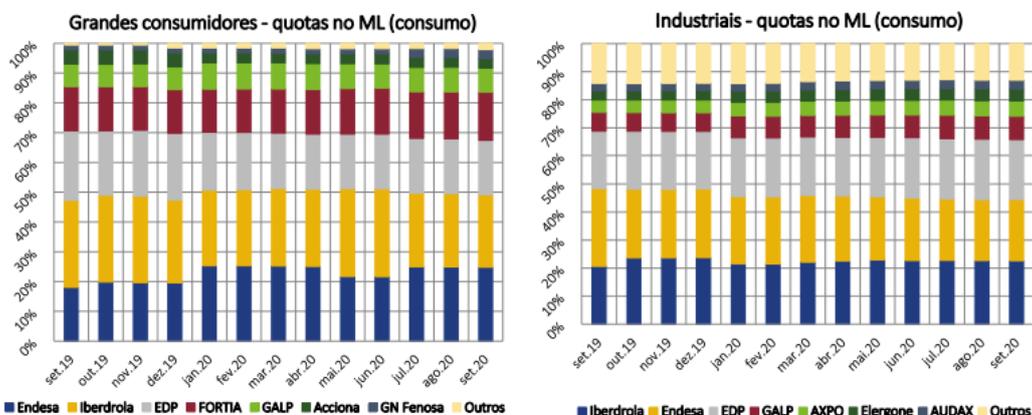
N. Evolução do Mercado Livre

1. De acordo com o último Relatório do Mercado Liberalizado de Eletricidade publicado pela ERSE, no final do mês de setembro de 2020, em termos absolutos, o número acumulado de clientes em mercado livre ascende a 5.323.736 (84% do número total de clientes), representando o seu consumo cerca de 95% do consumo total.
2. De referir que a esmagadora maioria dos clientes já optaram por um comercializador em mercado livre, conforme se pode verificar na tabela abaixo:



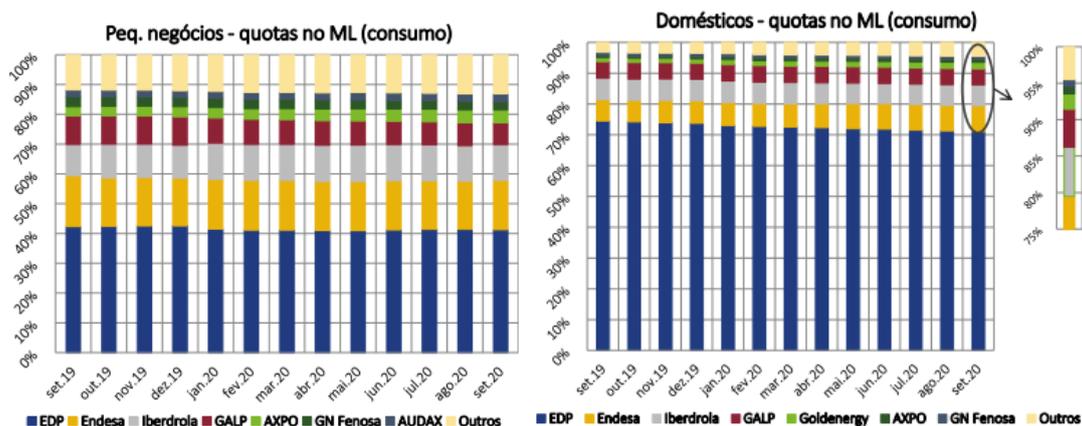
Fonte: Boletim sobre Liberalização do Mercado de Eletricidade da ERSE, de setembro de 2020

3. Importa também destacar que os indicadores demonstram um mercado bastante dinâmico e competitivo principalmente nos segmentos industrial e dos grandes consumidores:



Fonte: Boletim sobre Liberalização do Mercado de Eletricidade da ERSE, de setembro de 2020

4. Relativamente aos segmentos pequenos negócios e domésticos os indicadores demonstram uma reduzida diminuição da concentração de mercado ao longo do tempo:



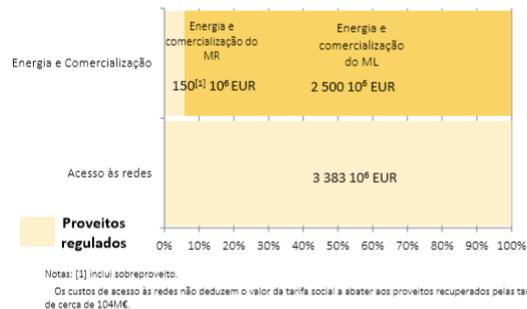
Fonte: Boletim sobre Liberalização do Mercado de Eletricidade da ERSE, de setembro de 2020

5. No entanto, após um período de aceleração das migrações para o regime de mercado, desde setembro de 2019 que o crescimento do número de consumidores (i.e. do segmento residencial) no mercado livre regista uma taxa média mensal de aproximadamente 0,2%.
6. Nesse sentido, o CT reconhece ser fundamental o acompanhamento da evolução do número de consumidores no mercado livre, bem como promover o esclarecimento e a capacitação dos consumidores, nomeadamente, relativamente à existência de simuladores que lhes permitem avaliar as várias ofertas comerciais disponíveis.

O. Proveitos Permitidos e Ajustamentos de 2019 e 2020 a refletir em 2021

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.

Figura 3-1 – Rendimentos estimados do setor elétrico



Fonte: ERSE, Proposta de TeP para 2021

O total de proveitos, em M€, a recuperar com as Tarifas de Acesso às Redes (TAR) em 2021:

Total Proveitos a recuperar com as Tarifas de Acesso	2020		2021		Var. proveitos 2021/2020
	Valor	%	Valor	%	
Proveitos do ORD (CAPEX+OPEX+Incentivos)	322,8	10%	318,6	9%	-1%
Proveitos do ORD (CAPEX+OPEX+Incentivos)	765,2	24%	766,0	23%	0%
Proveitos do OLMC (CAPEX+OPEX+Incentivos)	1,2	0%	1,2	0%	2%
CIEG (*)	1919,9	60%	1430,0	42%	-26%
Desvios de anos anteriores	172,9	5%	867,3	26%	402%

Valores a pagar pelos consumidores	2020	2021
Paga pelos produtores (ao ORD)	25,5	25,1
Tarifa social paga pelos produtores ao ORD via ORD	102,6	104,0

(*) Inclui o valor da Interruptibilidade

Fonte ERSE: documento de Proveitos Permitidos em 2020 e 2021

No que respeita aos fornecimentos de energia elétrica em 2020, decresceram 5,3% em relação ao pressuposto em Tarifas de 2020 (Documento “Caracterização da Procura de Energia elétrica em 2021”):

Quadro 2-3 - Evolução dos fornecimentos de energia elétrica em Portugal continental

	Fornecimentos de Energia Elétrica (GWh)									
	2018 real	2019 real	Δ%	Tarifas 2020	2020E	Δ% 2020E / T2020	Δ% 2020E / 2019	Tarifas 2021	Δ% T2021 / 2019	Δ% T2021 /
Fornecimentos MR	3 016	2 658	-11,9%	2 421	2 337	-3,5%	-12,1%	2 141	-19,5%	-11,6%
MAT	0	0	-	0	0	-	-	0	-	-
AT	28	50	79,2%	35	47	34,7%	-5,8%	0	-100,0%	-100,0%
MT	95	77	-19,1%	36	56	56,4%	-27,3%	82	5,7%	127,3%
BTE	101	85	-15,5%	48	54	12,4%	-36,8%	29	-66,2%	-39,9%
BTN	2 792	2 445	-12,4%	2 302	2 180	-5,3%	-10,9%	2 030	-17,0%	-11,8%
Fornecimentos ML	43 042	42 941	-0,2%	43 877	41 529	-5,4%	3,4%	43 458	1,2%	-1,0%
MAT	2 338	2 293	-1,9%	2 382	2 314	-2,8%	-0,9%	2 436	6,2%	2,3%
AT	7 017	7 035	0,3%	7 096	6 655	-6,2%	5,7%	7 034	0,0%	-0,9%
MT	14 886	14 846	-0,3%	15 234	13 842	-9,1%	7,3%	14 541	-2,1%	-4,5%
BTE	3 258	3 270	0,4%	3 326	2 878	-13,5%	13,6%	3 164	-3,3%	-4,9%
BTN	15 543	15 497	-0,3%	15 838	15 840	0,0%	-2,2%	16 283	5,1%	2,8%
Fornecimentos MR + ML	46 059	45 599	-1,0%	46 298	43 866	-5,3%	4,0%	45 599	0,0%	-1,5%
MAT	2 338	2 293	-1,9%	2 382	2 314	-2,8%	-0,9%	2 436	6,2%	2,3%
AT	7 045	7 085	0,6%	7 131	6 702	-6,0%	5,7%	7 034	-0,7%	-1,4%
MT	14 981	14 923	-0,4%	15 270	13 898	-9,0%	7,4%	14 623	-2,0%	-4,2%
BTE	3 359	3 355	-0,1%	3 374	2 932	-13,1%	14,4%	3 192	-4,9%	-5,4%
BTN	18 335	17 942	-2,1%	18 141	18 020	-0,7%	-0,4%	18 313	2,1%	1,0%
Quotas do ML (média ano)	93,5%	94,2%		94,8%	94,7%			95,3%		
MAT	100,0%	100,0%		100,0%	100,0%			100,0%		
AT	99,6%	99,3%		99,5%	99,3%			100,0%		
MT	99,4%	99,5%		99,8%	99,6%			99,4%		
BTE	97,0%	97,5%		98,6%	98,2%			99,1%		
BTN	84,8%	86,4%		87,3%	87,9%			88,9%		

O.1. Operador logístico de Mudança de Comercializador (OLMC)

1. Nos termos do Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, 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 de colaboração na transparência dos mercados de eletricidade e de gás natural.
2. 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. artigo. 6.º, n.º 1, alínea c). A legislação determina, igualmente, que o OLMC deverá ser um operador comum ao SEN e ao SNGN. O citado diploma legal determina, ainda, que a criação do OLMC não pode agravar os custos já existentes para os consumidores finais de eletricidade e de gás natural.
3. Para assegurar que não haja 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 evolui com a aplicação de uma metodologia de IPIB-X.
4. 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. O plano de negócios da ADENE foi revisto e ajustado pela ERSE de modo a ter em conta o custo de capital previsto para os ativos regulados para esse período.
5. O montante de proveitos permitidos à ADENE na atividade de OLMC é dado pelas expressões constantes do artigo 90º do Regulamento Tarifário em vigor, apresentando-se no Quadro 4.34 do documento *“Proposta de proveitos permitidos e ajustamentos para 2021 das empresas reguladas do setor elétrico”* os resultados do cálculo dos proveitos permitidos e ajustamentos na atividade de OLMC.
6. Verifica-se que a ADENE no ajustamento de 2019 constante das tarifas de 2021 contempla um montante de 0,018 M€ a devolver.

O.2 Transporte de Energia Elétrica

O.2.1. 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 designadamente, a interruptibilidade, os CAE, e na generalidade os CIEG.

2. Sobre os custos diretamente relacionados com a atividade (OPEX e custos com capital), o CT constata que os mesmos resultam da aplicação da metodologia de apreciação da base de custos e dos parâmetros fixados para o período regulatório 2018-2020 estendida por mais um ano.
3. Relativamente aos custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, o CT releva:
 - **Sobre os CIEG** - o CT tem reiteradamente recomendado à ERSE a necessidade de os preços fixados para a prestação de atividades reguladas apresentarem uma maior aderência aos custos reais, evitando-se a existência de ajustamentos tarifários nos anos seguintes. Na proposta para 2021, a título de exemplo, o sobrecusto dos CAE inclui a recuperação de desvios de anos anteriores, num total de 150M€, que compara com 100 M€ de 2020.
 - **Parcela associada aos terrenos do domínio público hídrico** – Sendo ativos associados a uma concessão e integrados nos custos de Gestão de Sistema, a sua remuneração está dependente de classificação atribuída por uma Comissão de Auditoria nos termos do Decreto-lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, cuja promoção cabe à DGEG através da emissão de um relatório que, segundo a ERSE, foi enviado pela última vez em 2015. Face à ausência de relatório, a remuneração considerada em tarifas é nula. O CT não pode deixar de estranhar a ausência de relatórios posteriores ao de 2015.
 - **Custos com interruptibilidade** – A proposta da ERSE tem por base a previsão da REN, embora reduzida em 20% referindo “...por se admitir, por um lado, que com o regime de autoconsumo e de isenção de CIEG se gere a diminuição dos clientes interruptíveis e, por outro, que, por imposições europeias, possam existir alterações ao atual regime de interruptibilidade no sentido da sua redução”.

O.2.2. Atividade de Transporte de Energia Elétrica

1. Relativamente aos proveitos permitidos desta atividade, o CT releva o facto de para as tarifas de 2021 o acréscimo de proveitos de 13M€ serem justificados, exclusivamente, pelos desvios a recuperar de anos anteriores, uma vez que, devido à redução da taxa de remuneração da base de ativos líquida e dos fatores de eficiência, os proveitos permitidos reduzem-se em 6M€.
2. Igualmente destaca o CT que, no caso do incentivo à racionalização económica do investimento, a ERSE está a propor alterar a metodologia de cálculo para o ano 2021 utilizando como fundamento “Em termos práticos, verifica-se que o I_{REI} apresenta características próprias, diferenciadas dos demais mecanismos de incentivo existentes, dado o seu carácter inovador e pelo facto de estar associado a uma forte dimensão prospetiva, com grande incerteza na evolução de grandezas utilizadas na sua parametrização.”.

3. Tendo em conta que o mecanismo em vigor foi desenhado de forma a não depender exclusivamente de eventos singulares de um só ano, cada indicador é calculado utilizando a média dos 3 anos, incluindo o do ano para o qual se está a calcular o incentivo.
4. A metodologia de cálculo do incentivo agora proposta pela ERSE para 2021, substitui a média de 3 anos de cada um dos parâmetros e seu consequente impacte no mecanismo em vigor, pela média dos 3 anos do valor do incentivo. A fixação do valor do incentivo, independentemente do desempenho do operador no ano 2021, altera a metodologia de apuramento do incentivo no decurso do período regulatório, conduzindo a uma indesejável instabilidade regulatória. Neste quadro o CT recomenda que seja reponderada a decisão.

0.3. Proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica (DEE)

0.3.1. Breve introdução ao modelo regulatório em vigor e ao período tarifário em curso

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.
2. Este tipo de regulação, baseada na aplicação de metas de eficiência aos custos do Operador da Rede de Distribuição (ORD), é enquadrável numa regulação do tipo *price cap*, uma vez que as componentes unitárias associadas aos indutores de custos, previstos nos proveitos, têm um valor que se reduz de acordo com o fator de eficiência, ao longo do período de regulação.
3. Por outro lado, existe um conjunto de incentivos, cujo principal objetivo é garantir que a redução de custos não compromete a melhoria do serviço prestado nem a qualidade da operação e gestão das Redes de Distribuição. Os incentivos atualmente estabelecidos na regulação dos proveitos da DEE são o incentivo à redução de perdas, o incentivo à melhoria da continuidade de serviço e o incentivo ao investimento em redes inteligentes.
4. Os prémios/penalizações resultantes do desempenho do ORD nos incentivos são refletidos nos proveitos permitidos com dois anos de desfasamento.
5. O período de regulação 2018-2020 foi, após proposta apresentada pela ERSE na sua Consulta Pública n.º 88, estendido até final de 2021. Deste modo, os proveitos da atividade de DEE mantiveram o modelo e os parâmetros em vigor desde 2018.
6. Os proveitos AT/MT são calculados através de uma metodologia do tipo *price cap* aplicada ao OPEX, enquanto os custos com capital (CAPEX) são remunerados de acordo com a taxa de retorno definida pela ERSE.
7. O investimento AT/MT, remunerado de acordo com a taxa definida pela ERSE, é feito de acordo com o previsto no Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Distribuição (PDIRD-E), elaborado pelo Operador da RND a cada dois anos, e que carece de aprovação por parte do governo, após um processo que envolve a abertura de consulta pública sobre a proposta de PDIRD-E, e que conta com pareceres de diversas entidades, nomeadamente a ERSE, a DGEG, o operador da RNT e a Assembleia da República.

8. Os proveitos permitidos da atividade de DEE em BT são calculados através de uma metodologia do tipo *price cap*, aplicada ao TOTEX, isto é, a meta de eficiência é aplicada ao OPEX e ao CAPEX do ORD. Esta nova metodologia para a definição dos proveitos permitidos em BT foi introduzida na revisão regulamentar de 2017.
9. As rendas de concessão em BT, pagas aos municípios, fazem também parte dos proveitos da atividade de DEE, não estando sujeitas à meta de eficiência estabelecida pela ERSE para o TOTEX na BT, seguindo a abordagem usada para outros custos não controláveis pelo ORD.
10. Com a publicação do Regulamento ERSE n.º 610/2019, de 2 de agosto, a atividade de distribuição de energia elétrica passou ainda a contemplar um incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes (ISI). Contudo, tendo em conta a informação disponibilizada pelo operador, até ao final de 2019 não houve instalações a cumprirem as regras de acesso a este incentivo, pelo que não se consideram quaisquer valores nos proveitos permitidos (na componente de ajustamentos) desta atividade para 2021.

0.3.2. Proveitos permitidos da DEE em 2021

1. Os proveitos permitidos da DEE em 2021, apresentados pela ERSE na proposta de tarifas, são de:
 - a. 1.024M€, face a 1.029M€ na versão final dos proveitos permitidos para 2020.
 - b. 1.006M€, face a 989M€ nos proveitos de 2020, se os ajustamentos forem tidos em consideração.
2. Embora os proveitos permitidos com ajustamentos registem um ligeiro aumento, esta variação positiva também se deve, conforme explicitado pela ERSE na Proposta de Proveitos Permitidos das Empresas Reguladas do Setor Elétrico, ao facto de em 2020 terem existido montantes devolvidos às tarifas, nomeadamente referentes a parte da remuneração obtida entre 2015 e 2017 com o aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações, e à correção extraordinária da base de custos anterior.
3. O Quadro 4-53 do documento de proveitos permitidos à atividade de DEE apresenta em detalhe a proposta de proveitos permitidos de 2021, por comparação com os valores de 2020.

Quadro 4-53 - Proveitos permitidos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica

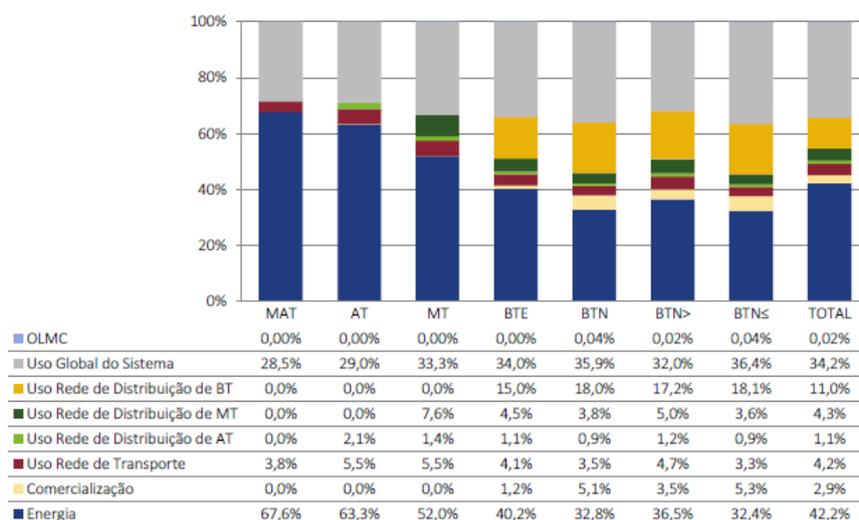
Unidade: 10⁶ EUR

		Tarifas 2020	Tarifas 2021
$a = [(1)+(2)(3)+(4)(5)/1000]$	Custos de exploração líquidos aceites pela ERSE	111 278	111 076
(1)	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT	22 071	22 143
(2)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€/MWh)	0,97676	0,97991
(3)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - energia distribuída (GWh)	45 889	45 112
(4)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€/Km)	530,95042	532,66444
(5)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - extensão da rede (Km)	83 593	83 970
$b = (6) + [(7)(8)] - (9)$	Custo com capital	228 711	220 334
(6)	Amortizações dos activos fixos	149 231	149 683
(7)	Valor médio dos activos fixos	1 754 290	1 677 623
(8)	Taxa de remuneração dos activos fixos	5,13%	4,85%
(9)	Ajustamento t-1 CAPEX	10 563	10 644
c	Ganhos e perdas actuariais	8 782	9 246
d	Montantes associados a planos de reestruturação de efectivos	12 200	11 516
e	Custos com a promoção do desempenho ambiental	0	0
f	Incentivo aos investimentos em rede inteligente	0	0
g	Outros custos não sujeitos a metas de eficiência	-18 058	-16 612
h	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t-2 em AT/MT	13 930	1 027
A = a + b + c + d + e + f + g - h	Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT	328 983	334 534
$i = [(10)*1000*(11)+(12)*(13)+(14)*(15)+(16)*(17)]/1000$	Custos totais líquidos aceites pela ERSE	371 923	370 567
(10)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€/MWh/Taxa remuneração)	1 151,83108	1 155,54944
(11)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - Taxa de remuneração (%)	5,38%	5,10%
(12)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€/MVA)	2175,31881	2182,34122
(13)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - potência instalada	20 868	20 918
(14)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€/Km)	311,60114	312,60706
(15)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - Kms de rede	144 032	145 497
(16)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€/Cliente)	35,04361	35,15674
(17)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - número clientes	6 267 821	6 273 281
j	Ganhos e perdas actuariais	23 743	24 999
k	Montantes associados a planos de reestruturação de efectivos	25 954	24 288
l	Custos com rendas de concessão	263 622	258 248
m	Custos com a promoção do desempenho ambiental	0	0
n	Incentivo aos investimentos em rede inteligente	0	0
o	Outros custos não sujeitos a metas de eficiência	-9 852	-26
p	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t-2 em BT	15 051	6 518
B = g + h + i + j + k + l + m + n + o - p	Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	660 338	671 559
C = A + B	Total de proveitos	989 322	1 006 092

Fonte: ERSE, Proposta TeP para 2021

4. Para além dos proveitos calculados com base nos parâmetros fixados para o atual período de regulação, faz parte dos proveitos permitidos desta atividade para 2021 a rubrica “outros custos não sujeitos a metas de eficiência”, onde a ERSE incluiu, entre outros, a devolução dos seguintes proveitos:
 - a. Proveitos associados a não conformidades detetadas na auditoria aos ativos em BT de 2017;
 - b. Metade das mais-valias líquidas obtidas com a alienação de imóveis entre 2009 e 2018.
5. O peso da atividade de DEE no preço médio de referência registou uma subida, pela primeira vez desde 2017, ao passar de 15% para 16,4%, conforme pode ser visto na Figura 7-31 do documento de Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2021, embora seja um peso distante dos 18,9% registados em 2017.

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



Fonte: ERSE, Proposta TeP para 2021

6. O peso da tarifa de URD em 2021, está sobretudo associado à queda de 14,4% na tarifa de energia, na proposta de tarifas para 2021, o que se traduziu num aumento do peso relativo das Redes no preço médio de referência.
7. No que diz respeito à variação tarifária do Uso de Rede de Distribuição (URD), esta tem um aumento em todos os níveis de tensão, de 2,7%, 2,1% e 0,5%, nas tarifas URD AT, URD MT e URD BT, respetivamente, em resultado da queda da componente de energia.
8. O CT regista que, nos últimos anos, tem havido uma trajetória de redução de custos ao nível dos proveitos permitidos associados à atividade de DEE, que se tem refletido numa redução do peso da atividade de DEE na tarifa paga pelos clientes do SEN.

O.4. Perdas

1. O RT do Setor Elétrico estabelece um mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição, que tem por finalidade influenciar as decisões de investimento do operador da rede, no sentido de manter um valor de perdas tão baixo quanto possível.
2. O atual mecanismo de incentivo apresenta uma estrutura simétrica, com um valor de referência de 7,8% de perdas, sendo este valor calculado como percentagem da energia saída da rede de distribuição. Existe uma banda morta, de amplitude $\pm 1,2\%$, em torno do valor de referência, ou seja, caso as perdas se situem entre os 6,6% e os 9%, não há lugar ao recebimento nem ao pagamento de qualquer montante.
3. O prémio referente ao incentivo exige que as perdas se situem abaixo dos 6,6%, e o incentivo atinge o valor máximo para um valor de perdas igual ou inferior a 3,6%. Já a penalidade se

inicia a partir de um valor de perdas de 9%, e o valor máximo da penalidade corresponde a 12% de perdas.

4. Na Figura 4-11 da Proposta de Proveitos Permitidos das Empresas Reguladas do Setor Elétrico apresenta-se a estrutura do mecanismo de incentivo, e na Figura 4-12 apresenta-se a evolução das perdas, desde 1998, ano em que estas passaram a estar sujeitas a um mecanismo de incentivo.

Figura 4-11 - Mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição

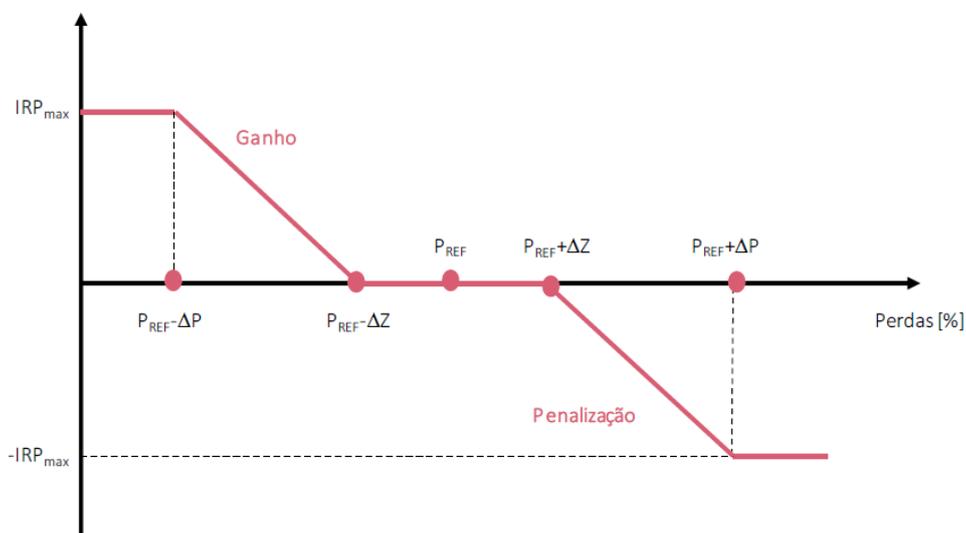
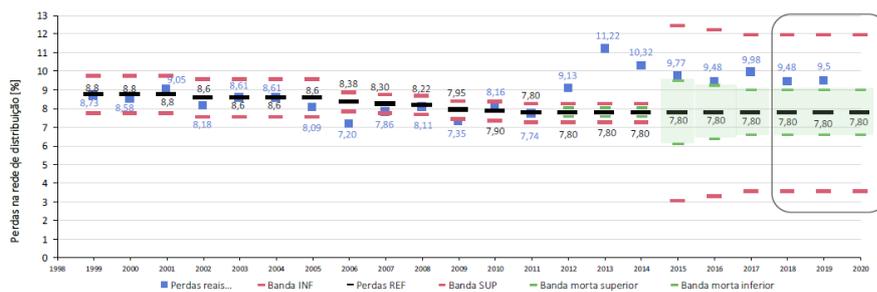


Figura 4-12 - Evolução das perdas verificadas nas redes de distribuição no seu referencial de saída



Fonte: ERSE, Proposta TeP para 2021

5. O prémio/penalidade referente ao mecanismo de incentivo é considerado em sede de proveitos 2 anos depois, de modo a refletir o valor definitivo das perdas. Deste modo, a proposta de tarifas para 2021 contempla o incentivo relativo ao ano 2019. Em 2019, as perdas reais nas redes de distribuição foram de 9,5%, ou seja, um valor superior a 9%, e por isso o incentivo dá lugar ao pagamento de uma penalidade, que será de 3,458M€. O Quadro 4-59 da proposta de proveitos permitidos apresenta, em detalhe, a aplicação do mecanismo de incentivo, em 2018 e 2019.

Quadro 4-59 - Aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição no período regulatório 2018-2020

		2018	2019
Valor real das perdas	(%)	9,48	9,50
Valor limite superior do incentivo	(%)	12,00	12,00
Valor limite superior da banda morta	(%)	9,00	9,00
Valor das perdas de referência	(%)	7,80	7,80
Diferença de perdas	p.p.	0,48	0,50
Valorização das perdas Vp	(EUR/MWh)	19,15	15,96
Energia fornecida	(TWh)	43,752	43,345
Valor a pagar pela empresa	(10 ⁶ EUR)	4,022	3,458

Fonte: ERSE, Proposta TeP para 2021

6. Nos últimos anos, o valor de perdas tem vindo a situar-se na zona correspondente ao pagamento de penalidade.
7. A este facto não tem sido alheio o aumento das perdas não técnicas, nomeadamente a fraude e o furto de energia elétrica. É ainda neste contexto que a proposta de tarifas e preços da ERSE para 2021 faz referência a uma proposta da EDP Distribuição para a definição de preços para serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento no âmbito da fraude ou furto de energia elétrica.
8. No mesmo documento, a ERSE refere que os operadores das redes dispõem de meios para, através da via judicial, acionar a responsabilidade civil e eventualmente criminal dos infratores, para efeitos de ressarcimento, dando também nota de que a consideração de todos estes serviços no âmbito dos serviços de interrupção e de restabelecimento retira transparência ao procedimento de determinação dos custos e à necessária individualização dos preços dos serviços e atividades associados.
9. No entender do CT, o atual enquadramento legislativo e regulamentar não penaliza nem sequer desincentiva a fraude e o furto de energia elétrica, podendo até conferir ganhos económicos a quem os pratique. Adicionalmente, como as perdas não técnicas acabam repartidas pelas carteiras de compras dos comercializadores, é legítimo assumir que, no final, acabam por se traduzir em prejuízos para os consumidores cumpridores, criando situações de injustiça e de concorrência desleal que distorcem o mercado.
10. O CT compreende os motivos indicados pela ERSE para não aceitar os preços propostos para estes serviços pela EDP Distribuição, entendendo, contudo, que as razões invocadas pelo ORD refletem a necessidade de um enquadramento mais robusto do tratamento a dar às situações de fraude ou furto de energia elétrica, em particular no sentido de fazer recair sobre os agentes fraudulentos os encargos decorrentes da fraude, evitando penalizar os agentes cumpridores.

11. Ainda sobre esta matéria, o CT recomenda que a ERSE, no seu papel de regulador sectorial, promova uma melhoria do enquadramento regulamentar, nomeadamente através da sensibilização do legislador e da apresentação de propostas técnicas. Esta melhoria da legislação será essencial para um adequado tratamento a adotar nas situações de fraude e de furto de energia.

O.5. Taxa de remuneração da atividade e sua evolução

1. De acordo com a metodologia de definição da taxa de remuneração apresentada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”, o custo de capital varia com base na evolução da média das cotações diárias das Obrigações do Tesouro (OT) da República Portuguesa com maturidade a 10 anos para empréstimos em euros, calculada ao longo de um período de 12 meses que termina no mês de setembro do ano a que diz respeito as tarifas. Neste sentido, o valor fixado provisoriamente em tarifas 2020 foi de 5,13% para a atividade de Distribuição de Energia Elétrica.
2. Tendo em conta a evolução das cotações médias diárias das Obrigações do Tesouro da República Portuguesa a 10 anos, a taxa de remuneração final para esse ano corresponde a 4,85%.
3. O CT observa que, face a esta evolução, o valor proposto para 2021 corresponde à taxa mais baixa desde que a atividade de distribuição é regulada.

O.6. Mais-valias de edifícios

1. As tarifas para o ano 2020 previam, nos proveitos permitidos à atividade de DEE, a devolução de 50% das mais-valias líquidas obtidas com a venda de imóveis, entre os anos 2009 e 2018. Na sequência da publicação das tarifas de 2020 por parte da ERSE, a 16 de dezembro de 2020, o Concedente, por Despacho do Senhor Secretário de Estado da Energia, determinou que a totalidade das mais-valias deveria reverter para as tarifas.
2. Na sequência do Despacho, a ERSE decidiu deduzir, nos proveitos permitidos para 2021, os restantes 50% do valor correspondente às mais-valias, o que corresponde a uma dedução de 16,612M€ aos proveitos permitidos.
3. Esta decisão foi tomada, *“face ao entendimento da ERSE de que a decisão do Concedente é válida e encontra-se a produzir efeitos, uma vez que não foi determinada a suspensão da sua eficácia⁸”*.

O.7. Devolução de receita da utilização de apoios BT

1. Na rubrica de outros custos não sujeitos a metas de eficiência em BT é incorporado um montante a abater de cerca de 3,7M€ relativa aos ganhos com o aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações, referente à diferença entre os ganhos reais obtidos em 2019

⁸ Pág. 146 do Documento “Proveitos Permitidos E Ajustamentos para 2021 das Empresas Reguladas do Setor Elétrico”

com esta atividade e os valores considerados na base de custos definida para o atual período regulatório.

2. Assim, procede-se à devolução integral aos clientes do SEN dos ganhos obtidos com o aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações.
3. O CT mantém as recomendações efetuadas no parecer relativo às tarifas de 2020:
 - a. o CT entende que devem ser criadas, no próximo período regulatório, as adequadas condições regulamentares e legais que enquadrem esta atividade.
 - b. O CT reitera a recomendação à ERSE para que 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.
 - c. Mais entende o CT que deve ser fixada a repartição adequada desta contrapartida entre concedentes, concessionários e tarifas.

O.8. Comercializador de último recurso

1. Os proveitos permitidos a recuperar pelo CUR, para além de refletirem os custos com a aquisição de energia para fornecimento da sua carteira de clientes e com a compra e venda da Produção em Regime Especial que beneficia de remuneração garantida, analisados respetivamente nos pontos II.C e II.E.1 deste Parecer, incluem o proveito permitido da atividade de Comercialização de Energia Elétrica.
2. A aplicação, em 2021, dos parâmetros regulatórios fixados pela ERSE no início do atual período de regulação para a atividade de Comercialização, resulta num proveito permitido de 21,3M€⁹, 6% abaixo do valor considerado nas Tarifas de 2020 (22,6M€), acompanhando a redução da carteira de clientes do CUR antecipada pela ERSE, bem como a diminuição do montante a recuperar pela empresa através do ajustamento tarifário de t-2.
3. A respeito da evolução do número de clientes abrangidos pela tarifa regulada, o CT nota que, no cálculo dos proveitos permitidos do CUR, a ERSE parte do pressuposto de que os dois clientes em AT ainda abastecidos no mercado regulado¹⁰ deverão migrar para o mercado livre até ao final do ano em curso¹¹, procedendo à extinção das TTVCF de AT em 2021, em cumprimento do disposto no quadro legal que regula a liberalização do mercado de eletricidade.
4. Com efeito, a Portaria n.º 364-A/2017, de 4 de dezembro, estabelece a obrigatoriedade de os CUR continuarem a fornecer os clientes abastecidos em AT que, até 31 de dezembro de 2020, não tenham contratado o seu fornecimento no mercado livre.

⁹ Documento “Proposta de proveitos permitidos e ajustamentos para 2021 das empresas reguladas do setor elétrico”, Quadro 4-78

¹⁰ Segundo o Boletim do Mercado Liberalizado de Eletricidade divulgado pela ERSE a 29 de outubro p.p., no final de setembro de 2020 havia ainda dois pontos de entrega em AT abastecidos pelo CUR.

¹¹ Documento “Caracterização da procura de energia elétrica em 2021”, p. 13

5. Na eventualidade desses clientes não transitarem para o mercado livre dentro do prazo estipulado, o CT considera importante que a ERSE especifique as ações necessárias à resolução desta situação.

O.9. Proveitos das empresas reguladas das RA

Custos de referência para a aquisição de combustíveis - Metodologia regulatória aplicada às empresas reguladas das RA

1. No período regulatório em vigor, na atividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema (AGS), no que diz respeito aos custos com aquisição de combustíveis, manteve-se a aplicação de uma metodologia regulatória para a aquisição do fuelóleo nas RA, baseada na definição de custos de referência e na aplicação de metas de eficiência para a aquisição do fuelóleo.
2. Na base da definição destes parâmetros, aplicados pela ERSE no atual período regulatório (inicialmente 2018-2020), esteve o estudo¹² que o consultor externo DNV GL concluiu em novembro de 2016.
3. Em outubro de 2019, durante a elaboração do seu parecer à proposta de tarifas para 2020, o CT tomou conhecimento que entre o final do ano de 2018, início de 2019, a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM (EEM), com assessoria da DNV GL, encetou uma consulta ao mercado através do lançamento de um concurso público internacional para aquisição de fuelóleo com teor de enxofre de 1%, cujos parâmetros das fórmulas para determinação dos preços respeitaram os limites definidos pela ERSE para efeitos do cálculo do custo aceite. Apesar de se terem inscrito 3 entidades no procedimento, somente um proponente (a Galp Madeira) apresentou uma proposta, tendo o incumprimento desses parâmetros, levado à sua exclusão.
4. Adicionalmente, no decorrer do ano de 2019, a EEM foi informada pelo atual fornecedor que a obrigatoriedade imposta pela nova diretiva da *International Maritime Organization* (IMO) 2020 de utilização pelos navios de fuelóleo com teor de enxofre igual ou inferior a 0,5% “coloca uma forte pressão no sistema refinador da Galp (...), evitando a todo o custo a sua contaminação com fuéis com maiores teores de enxofre” e que “esta limitação obrigamos a substituir os fuéis 1,0%S (...) pelo fuel 0,50%S”.
5. Saliente-se que esta mudança regulatória já tinha sido abordada pela DNV GL, no estudo mencionado no acima ponto 2.
6. Neste sentido, o CT recomendou à ERSE que, face à relevância e urgência desta situação, se desenvolva, conjuntamente com as empresas reguladas das RA, um conveniente modelo no sentido de encontrar uma solução rápida que permita adequar os parâmetros de aceitação dos custos com os combustíveis à nova realidade e dinâmica deste mercado.

¹² DNV GL, Study on Reference Costs and Setting Efficiency Targets in the fuel purchase activity, 2016.

7. O CT sugeriu ainda que, atendendo ao período regulatório que se iniciaria em 2021, considerava premente a elaboração de um novo estudo que suportasse os parâmetros a definir.
8. No seu documento de comentários ao parecer do CT sobre a proposta de tarifas e preços para 2020, é reconhecido pela ERSE que: *“as diretivas da IMO estabelecem 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. Esta mudança no tipo de fuelóleo a utilizar no transporte marítimo resulta no aumento de custos de transporte dos combustíveis.”*
9. Nesta perspetiva, a ERSE refere que é sua intenção realizar um estudo de atualização dos parâmetros regulatórios para avaliar a verdadeira dimensão do problema e as eventuais alternativas técnica e económicas para a sua resolução. Refere ainda, que *“Face à situação exposta, na próxima revisão de parâmetros com vista ao novo período regulatório a iniciar em 2021, suportados pelo estudo a contratar, serão tidas em conta as alterações ao nível das condições de fornecimento a partir de janeiro de 2020, ...”*
10. Entretanto, em maio de 2020, em consequência da crise sanitária decorrente da COVID-19, foi aprovado pela ERSE o Regulamento n.º 496/2020, de 26 de maio, que estabelece o prolongamento do atual período regulatório de 2018-2020 em mais um ano, até 31 de dezembro de 2021, vinculando, dessa forma, os parâmetros em vigor que a metodologia em causa integra até ao final do ano de 2021.
11. Assim, na atual proposta de tarifas para o ano de 2021, é referido que *“foi adjudicado pela ERSE um novo estudo que servirá de referência para a definição dos custos eficientes com a descarga, armazenamento, transporte e comercialização dos combustíveis, previstos consumir no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica, nos termos definidos pela ERSE, para o período regulatório a iniciar em 2022.”*
12. O CT salienta que, efetivamente, as diretivas da IMO estabelecem, desde janeiro de 2020, a obrigatoriedade de utilização, no transporte marítimo, de fuelóleo de teor de enxofre igual ou inferior a 0,5%.
13. O CT relembra, como expresso no enquadramento do atual parecer, que a proposta da ERSE de prolongamento do atual período regulatório de 2018-2020 em mais um ano, até 31 de dezembro de 2021, mereceu o acordo unânime do CT, porquanto, entre outros fatores, a proposta de alteração:
 - a. *Deve ser monitorizada de perto pela ERSE, em especial quanto aos impactes no equilíbrio económico-financeiro das Empresas Reguladas;*
 - b. *Mantém em vigor os Art.º 203º e 204º, relativos à revisão excecional dos parâmetros no período de regulação. “*
14. Neste sentido, o CT recomenda que a ERSE, suportada nos resultados do estudo contratado, para além de definir novos parâmetros na próxima revisão dos mesmos com vista ao novo período regulatório a iniciar em 2022, tenha também em conta as alterações ao nível das

condições de fornecimento de fuelóleo, comprovadamente não controláveis por parte das empresas das Regiões Autónomas, a partir de janeiro de 2020.

O.10. Operadores de Rede Exclusivamente em Baixa Tensão (ORD bt)

1. O CT entende que hoje é consensual que o enquadramento regulamentar dos ORDbt como clientes de média tensão determinou uma inadequada estrutura tarifária no domínio das TAR que lhe foram aplicadas.
2. Observada a situação, a ERSE determinou a correspondente correção, sustentada em iguais variações percentuais a ocorrer em quatro anos, com início em 2018.
3. O CT concordou com a metodologia adotada, não obstante recomendar a criação de um enquadramento regulamentar específico para os ORDbt.
4. Na resposta da ERSE a essa recomendação do CT, renovada no seu Parecer à Proposta de Tarifas e Preços para 2020, a ERSE indicou ter previsto, para 2021, a publicação de um regulamento para a atividade dos ORDbt.
5. Entenderá certamente a ERSE, como entende o CT, que para um ORD exclusivamente em BT, a inexistência de operação conjunta de redes de BT e de MT não permite a obtenção das sinergias significativas que decorrem dessa operação, as quais se traduzem em benefício para o consumidor de energia elétrica.
6. O CT considera, assim, correta a posição expressa pela ERSE, pelo que, na previsão da envolvente futura, expressa o seu apoio à proposta a apresentar para o ano de 2021.

P. Gestão de riscos e garantias no SEN

1. Através da Diretiva n.º 2-A/2020, de 14 de Fevereiro, a ERSE veio definir regulamentarmente as atividades de gestão de garantias e riscos e de prestação de garantias no âmbito do SEN, bem como a atividade e procedimentos a observar pelo Gestor Integrado de Garantias (GIG), papel que atualmente se encontra atribuído à entidade OMIP, S.A..
2. Ao abrigo desta Diretiva, o GIG passa a receber dos operadores de redes e do Gestor Global de Sistema (GGS), diariamente, as responsabilidades associadas a cada agente, de 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. A Diretiva estabelece ainda que os custos eficientes de operação da gestão integrada de garantias deverão ser suportados pelos operadores de redes 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. Ainda de acordo com a Diretiva, 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.

4. O CT observa que nesta proposta tarifária não há referência à inclusão destes encargos nos proveitos do ORD para 2021. O CT entende que estes encargos, decorrendo de uma determinação regulamentar, não são controlados pelos operadores de redes e pelo GGS.
5. Neste sentido, o CT recomenda que, na repercussão destes custos nos proveitos permitidos destas entidades, estes sejam enquadrados como repasse tarifário no respetivo modelo de regulação económica.

Q. Preço dos Outros Serviços

Q.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 2021:

Q.1.1 – Em Portugal continental

- Redução até 0,5% dos serviços de interrupção e restabelecimento, nos níveis de tensão/fornecimento AT, MT e BTE.
- Aumentos que, em alguns casos, atingem os 5% em 2021 dos serviços de leitura extraordinária e de interrupção e restabelecimento, em BTN.
- Aumento de 0,7% dos preços dos serviços da recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamentos de medição inteligente não integradas em redes inteligentes.

Q.1.2 – Nas regiões autónomas

- Aumento de 1,4% 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 2021)
- Aumento de 1,4% dos preços dos serviços de leitura extraordinária e de interrupção e restabelecimento nas regiões autónomas.

Q.2.1 – Aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos operadores das redes de distribuição em baixa tensão

1. A ERSE considera que a presente matéria carece de melhor esclarecimento jurídico, quer na fundamentação quer no conteúdo. Assim:

“A ERSE propõe para 2021 a não aprovação de preços de aquisição de equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos operadores das redes, ao abrigo do estabelecido no artigo 33.º do RSRI.

Em contrapartida, propõe-se a aprovação de preços para este serviço ao abrigo do disposto no Decreto-Lei n.º 162/2019 e no RAC, como se concretiza no capítulo 6.3.

Por último, cabe referir que, nos termos estabelecidos no Decreto-Lei n.º 162/2019, o RAC será objeto de revisão pela ERSE ainda durante o ano de 2020, antecipando-se a consagração autónoma do preço do serviço regulado em causa, bem como a revogação do preço previsto na alínea d), do n.º 1 do artigo 33.º do RSRI.”

2. Nos termos estabelecidos no Decreto-Lei n.º 162/2019 e no Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica (RAC), aprovado pelo Regulamento n.º 266/2020, de 20 de março, a ERSE aprova anualmente, sob proposta dos operadores das redes de distribuição em baixa tensão, os preços para aquisição dos equipamentos de medição inteligentes em BTN, pelos autoconsumidores, aos operadores das redes.
3. Trata-se, como refere a ERSE, da primeira vez que estes preços são aprovados ao abrigo do RAC.
4. Salienta-se a maior exigência ao nível dos requisitos funcionais dos equipamentos, em particular ao nível da desagregação temporal dos registos e da periodicidade diária de leitura remota face ao previsto no Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica (RSRI), de modo a assegurar a operacionalização imediata das instalações.
5. Esta circunstância determina a necessidade de instalação de equipamentos de medição de tecnologia GPRS, monofásicos ou trifásicos, em detrimento da tecnologia PLC.
6. O CT regista as acrescidas necessidades técnicas para os equipamentos de medição, no caso do ponto de ligação da unidade de produção para autoconsumo coletivo, recomendando à ERSE a reformulação do quadro 6-25. Com efeito, neste quadro, é apresentada uma comparação da evolução dos preços cuja comparabilidade não se afigura correta, dadas as diferenças técnicas dos equipamentos em análise.

Quadro 6-25 - Preços de aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos operadores das redes de distribuição em baixa tensão – Proposta da E-Redes para 2021

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços em vigor em 2020	Preços propostos pela E-Redes para 2021	Variação (%)
BTN	Aquisição dos equipamentos de medição inteligentes:			
	Contagem trifásica	51,18	115,39	125,5%
	Contagem monofásica	24,15	79,99	231,2%

Aos valores indicados no Quadro 6-25 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

7. Sugere-se igualmente à ERSE que assegure a correta aplicação do preço para as RAA dado que não se encontra justificação cabal para uma extrapolação direta dos custos dos equipamentos do continente, propostos pela E-Redes e aceites pela ERSE.

Q.2.2 – Recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes.

1. A ERSE aceita as propostas das empresas

- Continente: a E-REDES propõe atualizar o preço de 2020 num acréscimo de 0,7% 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 se somam os custos com o armazenamento, tratamento e disponibilização dos diagramas de carga - 29,79€.
- Madeira e Açores: a EEM propõem aplicar o deflador ao preço de 2020 - 29,99€.

2. O CT valoriza a descida generalizada dos preços de interrupção e restabelecimento de fornecimento em AT, MT e BT. Manifesta, porém, alguma apreensão com os aumentos previstos para intervenções ao nível do ponto de alimentação, intervenções técnicas especiais ao nível do ramal e restabelecimento urgente de fornecimento que, em alguns casos, são significativas.

3. Independentemente da validade dos critérios subjacentes a estes aumentos, as circunstâncias presentes, que fazem prever cenários futuros de desgaste social e económico e ruturas financeiras das famílias em larga escala, poderão vir a retirar peso à argumentação favorável aos aumentos agora definidos.

4. O CT reconhece a dificuldade que a ERSE terá relativamente ao quadro legal aplicável à definição do preço para a aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos operadores das redes de distribuição em baixa tensão.

5. O CT ficaria mais confortável, e conseqüentemente todos os *players* em jogo se, nesta e em quaisquer outras matérias respeitantes ao SEN, o legislador e o regulador estabelecessem canais de comunicação desimpedidos e eficazes que permitissem uma adesão fácil e imediata entre o legislado e o regulado.

R. Qualidade de serviço técnica

1. A qualidade de serviço constitui uma componente muito importante do processo regulatório e assume um papel determinante para a competitividade das empresas e para a tomada de decisão dos clientes.

2. 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).

3. O CT assinala positivamente a publicação do Relatório da Qualidade de Serviço Técnica do Setor do Elétrico (continuidade de serviço e qualidade da energia elétrica), referente ao ano de 2019, que avalia a qualidade do fornecimento de energia elétrica percebida pelos clientes e o desempenho dos operadores de redes.
4. O CT sinaliza, com agrado, o cumprimento generalizado por parte das empresas reguladas, em 2019, dos padrões associados aos indicadores de qualidade de serviço, na vertente técnica, mantendo-se deste modo a trajetória registada nos últimos anos.
5. 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.
6. 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.

S. Diversos

Nos seus últimos pareceres relativos ao tema da *Proposta de Tarifas e Preços da Energia Elétrica*, o CT tem vindo a tecer algumas considerações relativamente a matérias que, sendo do âmbito legislativo, não permitem à ERSE uma intervenção direta e imediata, como sejam o IVA na fatura da eletricidade, a Contribuição Audiovisual (CAV) e os Saldos de Gerência.

Neste parecer, o CT volta a abordar aquelas matérias.

S.1. Taxa de IVA na fatura de eletricidade

Não obstante a publicação do Decreto-Lei 74/2020, de 24 de setembro, o CT volta a salientar que considera que a taxa reduzida de IVA é a única que se afigura coerente aplicar a um serviço público essencial.

S.2. Contribuição para o audiovisual (CAV)

1. O CT reitera a sua discordância com a cobrança da contribuição para o audiovisual (CAV), criada pela Lei n.º 30/2003, de 22 de agosto, através da fatura de eletricidade, considerando não só não existir qualquer conexão entre os dois serviços – fornecimento de eletricidade e serviço de rádio e televisão – como também que esta prática não contribui para uma correta e transparente forma de transmissão dos custos da eletricidade para os consumidores.
2. Em consequência, não pode o CT deixar de persistir na necessidade de alteração desta situação.

S.3. Saldos de gerência

1. Os pareceres do CT relativos à “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2019” e à “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços

em 2020” abordaram a questão dos saldos de gerência e da sua devolução às tarifas, explicitada no Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.

2. A este propósito, o CT recorda que, nos termos do Estatutos da ERSE (n.º 6 do Art.º 50º, do Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho), e da 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), caso se verifiquem saldos de gerência, os mesmos devem reverter a favor dos clientes de eletricidade e gás natural, através da dedução dos saldos à tarifa de acesso, na proporção das contribuições cobradas.
3. Neste sentido, aguarda o CT que o valor remanescente, à data, em saldo de gerência seja finalmente transferido para as tarifas, com efeitos já em 2021.

T. Recomendações para o próximo período regulatório

1. Atento ao impacte *ex-ante* e *ex-post* das medidas mitigadoras na formação das tarifas, o CT reitera a importância da sua definição prévia pelos responsáveis e pela sua efetiva transferência financeira para o SEN. Neste contexto, o CT insiste em recomendar a necessidade de estimar adequadamente o montante a incluir nas tarifas de cada ano, por forma a minimizar os acertos futuros.
2. Observada a utilidade de dispor de um quadro que, para cada ano, sistematize o conjunto das medidas mitigadoras, dos seus montantes, da sua origem normativa, bem como do realizado no ano anterior, o CT recomenda que a ERSE concretize a sua visibilidade, com a inerente discriminação daqueles montantes, incluindo-os na Proposta de Tarifas.
3. Considerando que nas RA as TCVF publicadas pela ERSE constituem a única opção para os consumidores nelas residentes, sugere-se que seja evidenciado o impacte que se perspetiva para 2021. Assim, o CT recomenda que a ERSE evidencie aquele impacte comparando com o tarifário atual.
4. Observada a diferenciação da metodologia de cálculo das tarifas de mobilidade que incorporam a parte correspondente à potência contratada, a qual é individualizada nas outras tarifas, o CT recomenda que seja assegurado que os custos referentes à utilização das redes sejam os mesmos em cada nível de tensão, independentemente do seu uso.
5. O CT recomenda que seja quantificado e avaliado o impacto da medida de isenção do pagamento dos encargos com os CIEG para o autoconsumo nas tarifas de acesso às redes pagas pelos consumidores em geral, por forma a acautelar-se a sustentabilidade financeira a longo prazo do sistema elétrico nacional, tal como expresso no Decreto-Lei nº 162/2019, de 25 de outubro.
6. O CT recomenda que a ERSE continue a sensibilizar o Legislador para a diminuição sustentada dos CIEG, de forma a obter TAR tendencialmente mais baixas.
7. No que respeita ao único evento extramercado *interno ao SEN considerado pela ERSE para os anos de 2019, 2020 e 2021 (o regime de tributação dos produtos petrolíferos e energéticos*

utilizados na produção de eletricidade-ISP), o CT solicita que seja explicitado o fundamento para a opção tomada pela ERSE de não consideração do Despacho n.º 6740/2020, de 22 de junho, para a fixação de tarifas de 2021, dada a divergência do sentido dos dois últimos despachos relativos a esta componente que afeta os proveitos permitidos, pelo que recomenda que a ERSE adote uma postura prudente na definição final das tarifas para 2021.

- 8.** O CT recomenda que a ERSE continue a minimizar qualquer agravamento da distorção das TVCF, ao nível da BTN, face à tarifa aditiva.
- 9.** O CT recomenda que para a fixação final das tarifas seja considerada uma previsão da procura para 2021 que reflita a informação mais recente, designadamente o consumo registado até novembro de 2020.
- 10.** Relativamente ao regime equiparado ao das tarifas transitórias que teve início em 2018, o CT recomenda que a ERSE apresente um balanço da sua aplicação e impactos quer no mercado livre, quer no CUR.
- 11.** Reconhecendo a importância do aprofundamento do mercado livre o CT recomenda que a ERSE transmita mensagens claras e informativas ao mercado, nomeadamente sobre a coexistência entre mercado regulado e mercado livre, a existência de simuladores, bem com outras matérias capazes de aumentar o nível de literacia energética dos consumidores.
- 12.** Em complemento, e observada a recente atualização da vigência das tarifas transitórias bem como a estabilização da dimensão do mercado regulado, o CT recomenda que a ERSE continue a monitorizar uma adequada transição dos clientes em mercado regulado para o mercado liberalizado, salvaguardando os interesses dos consumidores e assegurando o adequado equilíbrio económico-financeiro do comercializador de último recurso.
- 13.** No que se refere às perdas não técnicas nas redes de distribuição, o CT recomenda que a ERSE, no seu papel de regulador sectorial, promova uma melhoria do enquadramento regulamentar, nomeadamente através da sensibilização do legislador e da apresentação de propostas técnicas. Esta melhoria da legislação será essencial para um adequado tratamento a adotar nas situações de fraude e furto de energia.
- 14.** No âmbito da taxa de remuneração da atividade de DEE, considera o CT que importa efetuar uma análise de mercado envolvendo, entre outros aspetos, a comparação com outros países, no sentido de garantir um valor adequado que viabilize a realização dos investimentos necessários à rede de distribuição, em particular no atual contexto da transição energética.
- 15.** No que diz respeito aos proveitos obtidos com o aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações, o CT mantém as recomendações efetuadas no parecer às tarifas de 2020:
 - a.** *O CT entende que devem ser criadas, no próximo período regulatório, as adequadas condições regulamentares e legais que enquadrem esta atividade.*

- b. O CT reitera a recomendação à ERSE para que 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.*
 - c. Mais recomenda o CT que deve ser fixada a repartição adequada desta contrapartida entre concedentes, concessionários e tarifas.*
- 16.** Na atual proposta de tarifas para o ano de 2021, é referido: *“foi adjudicado pela ERSE um novo estudo que servirá de referência para a definição dos custos eficientes com a descarga, armazenamento, transporte e comercialização dos combustíveis, previstos consumir no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica, nos termos definidos pela ERSE, para o período regulatório a iniciar em 2022.”.*

Desta forma, o CT recomenda que a ERSE, suportada nos resultados do estudo contratado, para além de definir novos parâmetros na próxima revisão dos mesmos com vista ao novo período regulatório a iniciar em 2022, tenha também em conta as alterações ao nível das condições de fornecimento de fuelóleo, comprovadamente não controláveis por parte das empresas RA, a partir de janeiro de 2020.

- 17.** O CT recomenda que a ERSE prossiga as ações tendentes à aplicação da taxa de IVA reduzida ao consumo de eletricidade, considerando tratar-se de um serviço público essencial.

IV CONCLUSÕES

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

Em 16 de novembro de 2020, o parecer que antecede teve a seguinte votação:

Votos a favor na globalidade: 20 (vinte)

Votos contra os seguintes pontos específicos: 1 voto, Ponto I; **3 votos**, Ponto C.3.

tendo sido aprovado por **maioria**.

O parecer que antecede contém **62 (sessenta e duas)** páginas, sendo **2 (duas)** destinadas à votação e assinatura dos membros do conselho tarifário.

Constam ainda, mais **22** páginas, que fazem parte integrante do mesmo:

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

o que perfaz um total de **84** folhas.

NOME E ENTIDADE REPRESENTADA	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
António Cavalheiro Representante de associações que tenham associados consumidores de eletricidade em média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT)	Anexo 2	—	—
Carlos Silva Representante de associações que tenham associados consumidores de eletricidade em média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT)	Anexo 3	—	—
Célia Marques Representante de associações de defesa do consumidor de caráter genérico -UGC	Anexo 4	—	—
Carolina Gouveia Representante de associações de defesa do consumidor de caráter genérico -DECO	Anexo 5	—	—
Eduardo Quinta Nova Representante de associações de defesa do consumidor de caráter genérico -UGC	Anexo 4	—	—
Jorge Reis Representante dos consumidores da região autónoma dos Açores - (ACRA)	Anexo 6	—	—
Fernando Ferreira Representante das empresas do sistema elétrico da região dos Açores - (EDA)	Anexo 7 Global exceto C.3.	Ponto C.3.	—
Ricardo Ferrão Representante de comercializadores de eletricidade em regime livre (Endesa)	Anexo 8	—	—
Joana Simões Representante do comercializador de último recurso de eletricidade que, nestas funções, atue em todo o território do continente - (SU-Eletricidade)	Anexo 9 Global exceto C.3	Ponto C.3	—
Joaquim Teixeira Representante de entidades concessionárias de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT) - (CEVE)	Anexo 10	—	—
Francisco Lopes Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição de eletricidade (RND) - (EDPD)	Anexo 11	—	—

NOME E ENTIDADE REPRESENTADA	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
Vinay Pranjivan Representante dos consumidores da região autónoma da Madeira – (DECO)	Anexo 12	—	—
Patrícia Carolino Representante da Direcção-Geral do Consumidor - (DGC)	Anexo 13	—	—
Luís Vasconcelos Representante da Associação Nacional de Municípios - (ANMP)	Anexo 14	—	—
Pedro Furtado Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT) - (REN)	Anexo 15	—	—
Rui Vieira Representante das empresas do sistema elétrico da região Madeira - (EEM)	Anexo 16 Global exceto C.3.	Ponto C.3.	—
Vítor Machado Representante de associações de defesa do consumidor de carater genérico - (DECO)	Anexo 17	—	—
Ricardo Nunes Representante dos pequenos comercializadores da energia	Anexo 18	—	—
Rafaela Matos Personalidade de reconhecido mérito e independência a designar pelo membro do Governo responsável pela área do Ambiente	Anexo 19	—	—

	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO	VOTO DE QUALIDADE
Manuela Moniz Presidente do Conselho Tarifário nos termos do Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho	Anexo 1 Global, exceto Ponto I.	Ponto I.	—	—

DECLARAÇÃO de VOTO

Maria Manuela Pires Nunes Coelho Moniz, Presidente do Conselho Tarifário secção do Setor Elétrico, voto globalmente a favor do presente parecer, exceto ponto **“I. Mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade, decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013”**, que voto contra, atentas as seguintes razões:

1. A questão colocada no ponto 18 *“O CT solicita que seja explicitado o fundamento para a opção tomada pela ERSE de não consideração do Despacho n.º 6740/2020, de 22 de junho, para a fixação de tarifas de 2021, dada a divergência do sentido dos dois últimos despachos relativos a esta componente que afeta os proveitos permitidos,”* carece de sentido dado ser meu entendimento que a ERSE explica cabalmente o fundamento da sua decisão no documento *“Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2021 das Empresas Reguladas do Setor Elétrico”*, pág.115 a 119.
2. Acresce que o Despacho a publicar até 31 de dezembro de cada ano t-1, fixa o valor dos pagamentos por conta a considerar para o ano seguinte, que, por sua vez, pode indiciar quais os eventos extramercado de ordem interna a considerar, mas não os estabelece em definitivo.
3. O anteriormente expresso é comprovado pelo Despacho n.º 6740/2020, de 30 de junho, que estabelece o valor de pagamento por conta a aplicar em 2020 aos produtores de energia elétrica abrangidos pelo mecanismo de equilíbrio concorrencial:

“Na sua proposta¹, a ERSE identifica como único evento extramercado externo ao Sistema Elétrico Nacional (SEN), passível de influenciar o preço do mercado e as receitas dos diferentes produtores portugueses, as medidas fiscais sobre os centros eletroprodutores em Espanha.

Por outro lado, foram identificados como eventos extramercado internos ao SEN, que afetam exclusivamente os centros eletroprodutores em Portugal, o regime de tributação dos produtos petrolíferos e energéticos utilizados na produção de eletricidade a partir do carvão e do gás natural, a contribuição extraordinária sobre o setor energético e a tarifa social de eletricidade.

Tendo a ERSE procedido à apresentação da respetiva proposta, importa, agora, estabelecer o valor dos mencionados pagamentos por conta a aplicar em 2020, determinando o pagamento por conta a vigorar durante o ano de 2020:

“a) O pagamento por conta a aplicar para o ano de 2020 assume o valor de 2,24 €/MWh, por unidade de energia injetada na rede elétrica de serviço público;

¹ “Proposta de Pagamentos por Conta Relativo a Impactes de Eventos Extramercado na Formação no Preço de Mercado Grossista de Eletricidade para o ano 2020”, elaborada pela ERSE em maio de 2020, a solicitação do SEAE de 5 de maio. A ERSE fundamentou a sua proposta em questões de consistência e coerência metodológica; questões de incerteza jurídica circunstância de, no passado, ter sido anulada a sua consideração em sede de pagamentos relativos ao regime de equilíbrio concorrencial, por ser considerada inviável, no plano jurídico, a sua consideração a desconto naqueles pagamentos; e na variabilidade tarifária que advém da consideração eventual e posterior desconsideração dos eventos extramercado internos ao SEN.

b) O valor referido no número anterior aplica-se a todos os produtores de energia elétrica que explorem centros eletroprodutores abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, na sua redação atual, com exceção dos centros eletroprodutores incluídos no âmbito dos eventos extramercado internos identificados”.

4. Na Proposta Tarifária para o ano de 2021 a ERSE, mantendo assim o racional da última decisão conhecida, considera como único evento extramercado interno ao SEN, o regime de tributação dos produtos petrolíferos e energéticos utilizados na produção de eletricidade (ISP).
5. Pessoalmente revejo-me nesta decisão da ERSE, por ser aquela que poderá garantir a previsibilidade e estabilidade regulatórias, pelas quais o CT tem sempre propugnado.

Manuela Moniz

Lisboa, 16 de novembro de 2020

Eng.ª Manuela Moniz

Parecer sobre a

"Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços para 2021"

VOTO

Na qualidade de representante dos consumidores de MAT. AT e MT, venho pelo presente documento manifestar o meu voto favorável na generalidade ao parecer do Conselho Tarifário, secção elétrica, relativo à proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2021, com a declaração de voto anexa.

Com os meus melhores cumprimentos,

António Cavalheiro

Ex Ma Sr^a. Presidente do Conselho Tarifário
Eng^a. Manuela Moniz

Parecer sobre a
PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS PARA
2021

Declaração de voto

Num ano em que a situação é tremendamente grave e para minimizar os impactos económicos da pandemia são tomadas medidas de contenção de custos nas diferentes atividades, no caso da energia elétrica é proposto um aumento médio de 6,9% das tarifas de acesso às redes, como se estivéssemos numa fase de crescimento económico normal em que esse crescimento de preços seria comportável e por isso aceitável, quando infelizmente a realidade é o oposto disso.

Esta situação deriva do facto de o sistema elétrico funcionar numa espécie de bolha isolada na qual existem um conjunto de rendimentos garantidos e intocáveis, que, independentemente das suas consequências, a grande maioria dos consumidores têm de pagar, mesmo que para “amaciar” a situação se façam alguns deferimentos.

Como afirma a ERSE *“os preços médios das tarifas de Acesso às Redes de MAT, AT, MT, BTE e BTN tiveram desde 1999 variações médias anuais reais de 7,3%, 6,7%, 3,8%, 3,9% e 2,7%, respetivamente, a preços constantes de 2020”*, aumentos, estes dum nível em nada comparável com o verificado em quaisquer outros produtos.

Perante o mencionado entendem os representantes empresariais que esta realidade contribui para a perda de competitividade do País e, conseqüentemente, trava o seu progresso e recuperação, pelo que se impõe que todo o sistema seja repensado de modo a possibilitar a diminuição das tarifas de acesso para valores mais comportáveis.

Em 2021 encontra-se prevista a revisão dos parâmetros regulatórios, que não sendo só por si suficiente para corrigir de forma significativa a situação, é contudo uma oportunidade para impor alguma melhoria pela maior contenção dos custos do sistema.

António Moreira Cavalheiro

Lisboa, 16 de novembro de 2020

Ex. Ma Sr^a Presidente do Conselho Tarifário

Eng.^a Manuela Moniz

Parecer sobre a

"Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços para 2021"

VOTO

Na qualidade de representante dos consumidores de MAT. AT e MT, venho pelo presente documento manifestar o meu voto favorável ao parecer do Conselho Tarifário, secção elétrica, relativo à proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2021, com uma observação constante da declaração de voto anexa.

Com os meus melhores cumprimentos,

Carlos Silva

Ex Ma Sr^a. Presidente do Conselho Tarifário
Eng^a. Manuela Moniz

Parecer sobre a
PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS PARA 2021

Declaração de voto

Num ano em que a situação é tremendamente grave e para minimizar os impactos económicos da pandemia são tomadas medidas de contenção de custos nas diferentes atividades, no caso da energia elétrica é proposto um aumento médio de 6,9% das tarifas de acesso às redes, como se estivéssemos numa fase de crescimento económico normal em que esse crescimento de preços seria comportável e por isso aceitável, quando infelizmente a realidade é o oposto disso.

Esta situação deriva do facto de o sistema elétrico funcionar numa espécie de bolha isolada na qual existem um conjunto de rendimentos garantidos e intocáveis, que, independentemente das suas consequências, a grande maioria dos consumidores têm de pagar, mesmo que para “amaciar” a situação se façam alguns deferimentos.

Como afirma a ERSE “*os preços médios das tarifas de Acesso às Redes de MAT, AT, MT, BTE e BTN tiveram desde 1999 variações médias anuais reais de 7,3%, 6,7%, 3,8%, 3,9% e 2,7%, respetivamente, a preços constantes de 2020*”, aumentos, estes dum nível em nada comparável com o verificado em quaisquer outros produtos.

Perante o mencionado entendem os representantes empresariais que esta realidade contribui para a perda de competitividade do País e, conseqüentemente, trava o seu progresso e recuperação, pelo que se impõe que todo o sistema seja repensado de modo a possibilitar a diminuição das tarifas de acesso para valores mais comportáveis.

Em 2021 encontra-se prevista a revisão dos parâmetros regulatórios, que não sendo só por si suficiente para corrigir de forma significativa a situação, é, contudo, uma oportunidade para impor alguma melhoria pela maior contenção dos custos do sistema.

Carlos Alberto Fonseca da Silva

Porto, 16 de novembro de 2020



UNIÃO GERAL DE CONSUMIDORES

PARECER SOBRE A PROPOSTA DE “TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2021”

Exma. Senhora

Presidente do Conselho Tarifário

Eduardo Quinta-Nova e Célia Marques, representantes da UGC na Secção do Sector 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 2021”***

Com os melhores cumprimentos,

Lisboa, 16 de Novembro de 2020

Eduardo Quinta-Nova

Célia Marques

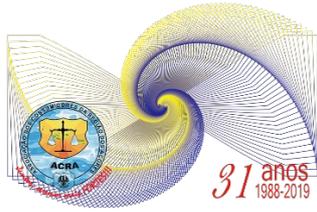


Carolina Gouveia, representante da DECO no Conselho Tarifário da ERSE, **secção do setor elétrico, vota favoravelmente na globalidade** o parecer relativo à “Proposta de Tarifas e Preços de Eletricidade para 2021”

Lisboa, 16 de novembro de 2020

Carolina Gouveia

Representante da DECO no Conselho Tarifário da ERSE



ASSOCIAÇÃO DOS CONSUMIDORES DA REGIÃO DOS AÇORES

Rua Ernesto do Canto, 40 1º

9500-312 Ponta Delgada



PARECER SOBRE

“Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros
Serviços em 2021”

Voto

Na qualidade de representante dos Consumidores da Região Autónoma dos Açores no Conselho Tarifário da ERSE, voto FAVORAVELMENTE o parecer em apreciação sobre a “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2021”

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

Informo que 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 2021”**, com exceção do ponto **C.3 da Especialidade**, *“Taxas de juro e spreads a aplicar no cálculo dos proveitos permitidos em 2021”*, o qual **voto contra**, conforme Declaração de voto em anexo.

Com os melhores cumprimentos,

Fernando Ferreira

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 2021”

Na qualidade de representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma dos Açores, na Secção do Sector Eléctrico do Conselho Tarifário da ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos), **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 2021”**, **com exceção do ponto C.3 da Especialidade**, *“Taxas de juro e spreads a aplicar no cálculo dos proveitos permitidos em 2021”*, o qual **voto contra**, com o seguinte fundamento.

Nos termos do Regulamento Tarifário em vigor, os ajustamentos tarifários são remunerados à taxa de juro Euribor a 12 meses, acrescida de um spread, o qual é fixado pela ERSE com base na análise da evolução dos mercados financeiros no curto a médio prazo.

Relativamente à taxa de juro a considerar na remuneração dos ajustamentos tarifários de 2020, a ERSE propõe manter o spread de 0,5 pontos percentuais sobre a EURIBOR a 12 meses.

Tendo em conta que a EURIBOR a 12 meses continua a apresentar uma tendência cada vez mais negativa, a taxa de remuneração dos ajustamentos tarifários tenderá para zero, não podendo ser expectável que uma empresa se financie sem custos.

Por outro lado, a decisão da ERSE em manter o valor do spread para as empresas reguladas das Regiões Autónomas igual ao das empresas reguladas do Continente, também não se afigura razoável.

Na verdade, as Empresas insulares além de não serem empresas cotadas em bolsa, são empresas com uma dimensão inferior às comparáveis consideradas e operam exclusivamente nas Regiões Autónomas - cujos ratings são naturalmente inferiores ao da República Portuguesa - num mercado de dimensão significativamente mais reduzida e com limitada capacidade de crescimento devido a condicionantes geográficas.

Acresce, que em junho passado, no âmbito do processo de definição das tarifas de gás natural para o ano gás 2020-2021, a ERSE estabeleceu um spread superior, de 0,75 pp, justificado pela *“incerteza relacionada com os impactes económico-financeiros da crise de saúde pública internacional provocada pela COVID-19”*.

Neste contexto, considero indispensável uma revisão do spread em alta, à semelhança do ocorrido no setor do gás natural, razão pela qual voto contra o ponto C.3 da Especialidade.

Ponta Delgada, 16 de novembro de 2020

**DECLARAÇÃO DE VOTO DOS COMERCIALIZADORES DE ELETRICIDADE EM
REGIME LIVRE AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO REFERENTE À
“PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS
SERVIÇOS EM 2021”**

O representante dos comercializadores de eletricidade em regime livre vota favoravelmente o Parecer do Conselho Tarifário da ERSE sobre a “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2021”.

Lisboa, 16 de novembro de 2020

Ricardo António Torcato Ferrão

Representante dos Comercializadores de Eletricidade em Regime Livre



Declaração de voto da representante do comercializador de último recurso que atua em todo o território do continente, relativa ao Parecer do

CONSELHO TARIFÁRIO

“PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2021”

Como representante do Comercializador de último recurso voto favoravelmente na globalidade o Parecer do Conselho Tarifário relativo à Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2021”, exceto nos seguintes pontos:

A) Voto contra no ponto “III Generalidade C. Taxas de juro e spreads a aplicar no cálculo dos proveitos permitidos em 2021”

Nos termos do RT, os ajustamentos tarifários são remunerados à taxa de juro Euribor a 12 meses, acrescida de um spread, o qual é fixado pela ERSE com base na análise da evolução dos mercados financeiros no curto a médio prazo.

Relativamente à taxa de juro a considerar na remuneração dos ajustamentos tarifários de 2019 e 2020, a ERSE propõe manter o spread de 0,5 pontos percentuais sobre a EURIBOR a 12 meses.

Os ajustamentos tarifários de 2019 e 2020 apresentam valores muito significativos a recuperar pela SU ELETRICIDADE, o que implica uma maior necessidade de financiamento da empresa.

Tendo em conta que a EURIBOR continua a apresentar uma tendência cada vez mais negativa, a taxa de remuneração dos ajustamentos tarifários tenderá para zero, não podendo ser expectável que a empresa se financie sem custos.

Em junho passado, no âmbito do processo de definição das tarifas de gás natural para o ano gás 2020-2021, a ERSE estabeleceu um spread superior, de 0,75 pp, justificado pela “incerteza relacionada com os impactes económico-financeiros da crise de saúde pública internacional provocada pela COVID-19”.

Neste contexto, considero indispensável uma revisão do spread em alta, à semelhança do ocorrido no setor do gás natural, **razão pela qual voto contra o ponto III C.**

B) Ponto III H: Fontes de financiamento do SEN/medidas mitigadoras

A SU Eletricidade reforça o referido nos pontos H6 a H12 do Parecer, e demonstra especial preocupação por mais de um terço das receitas de medidas mitigadoras consideradas na fixação de tarifas para 2019 não terem sido efetivamente recebidas. A maior parte destes “erros” de previsão traduziram-se em desvios que a SU Eletricidade teve de suportar, remunerados a uma taxa de juro que não paga o custo de capital da empresa.

Para 2021, a ERSE volta a considerar um montante elevado de medidas de mitigação, algumas das quais levantam dúvidas quanto à sua efetiva concretização:

Em primeiro lugar, o valor do clawback de 2020 e 2021 não tem em consideração o Despacho n.º 6740/2020, de 22 de junho, e o Despacho n.º 12424-A/2019, de 27 de dezembro, prevendo-se a acumulação de desvios na SU Eletricidade por este motivo.

Em segundo lugar, o valor relativo ao FSSSE de 137,5 milhões de euros, para além de ser superior às transferências para o setor elétrico previstas na Proposta de Lei de Orçamento de Estado, não se destina na totalidade a reduzir o défice tarifário e considera o pagamento de CESE por parte de todas as empresas abrangidas por esta contribuição, o que não se verificou no passado.

Por último, relativamente ao montante de 72,9 milhões de euros, considerado nas medidas mitigadoras, o Parecer menciona que a ERSE deveria adotar uma postura prudente na definição final das tarifas para 2021, mormente pela certeza jurídica do valor de 72,9M€ a devolver. Caso haja uma reversão da situação as tarifas no futuro serão sobrecarregadas promovendo indesejável volatilidade tarifária.

Finalmente, recomenda-se que a ERSE adote uma postura prudente na definição final das tarifas para 2021, tal como mencionado no próprio Parecer, nomeadamente no que concerne aos seguintes pontos:

- **I. Mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade, decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013**
- **H. Fontes de financiamento do SEN/medidas mitigadoras, designadamente no que se refere à projeção da receita da CESE**
- **F.2. Custos dos CMEC, designadamente no que se refere à certeza jurídica da devolução da alegada sobrecompensação das centrais CMEC no mercado de serviços de sistema, avaliada em 72,9 M€**

Lisboa, 16 de novembro de 2020

MARIA JOANA MARQUES MANO PINTO SIMÕES

representante do comercializador de último recurso

Votação

ORDbt

Proposta de Tarifas e Preços Para a Energia Elétrica e Outros Serviços em
2021

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 2021.

Lisboa, 15 de novembro de 2020

Joaquim A Correia Teixeira

**Declaração de voto do representante da entidade concessionária da
RND – Rede Nacional de Distribuição
Parecer do CT – Conselho Tarifário, sobre:
“Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2021”**

DECLARAÇÃO DE VOTO NA GENERALIDADE

O representante da entidade concessionária da RND vota favoravelmente o parecer do CT à “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2021”.

Lisboa, 16 de novembro de 2020

O representante da entidade concessionária da RND

Dados pessoais

Francisco Lopes



Vinay Pranjivan, representante da DECO no Conselho Tarifário secção da eletricidade da ERSE, **vota favoravelmente na globalidade** o parecer relativo ao estudo **“Proposta de Tarifas e Preços de Eletricidade para 2021”**.

Lisboa, 16 de novembro de 2020

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 2021”

Patricia Joana Almeida Carolino, na qualidade de representante designada pela Direção-Geral do Consumidor vota favoravelmente, na globalidade, o Parecer do Conselho Tarifário relativo à “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2021”.

.

Lisboa, 16 de novembro de 2020

A representante da Direção-Geral do Consumidor

Patricia Carolino



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

Na qualidade de representante da Associação Nacional de Municípios Portugueses (ANMP) no Conselho Tarifário (CT), setor da eletricidade, 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 2021**”.

Lisboa, 16 de novembro de 2020

Dados pessoais

(Luis Vasconcelos)

A concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT) vota favoravelmente na generalidade o Parecer do Conselho Tarifário sobre a “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2021”.

Lisboa, 16 de novembro de 2020

Dados pessoais

Representante da Concessionária da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade

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 2021”

Na qualidade de representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira, voto favoravelmente, na globalidade, o Parecer do Conselho Tarifário relativo à “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2021”, com exceção do ponto “III C. da Especialidade - Taxas de juro e spreads a aplicar no cálculo dos proveitos permitidos em 2021”, em relação ao qual voto contra.

- Voto contra no ponto “III C. da Especialidade - Taxas de juro e spreads a aplicar no cálculo dos proveitos permitidos em 2021”

Nos termos do Regulamento Tarifário em vigor, os ajustamentos tarifários são remunerados à taxa de juro Euribor a 12 meses, acrescida de um spread, o qual é fixado pela ERSE com base na análise da evolução dos mercados financeiros no curto a médio prazo.

Relativamente à taxa de juro a considerar na remuneração dos ajustamentos tarifários de 2020, a ERSE propõe manter o spread de 0,5 pontos percentuais sobre a EURIBOR a 12 meses.

Tendo em conta que a EURIBOR a 12 meses continua a apresentar uma tendência cada vez mais negativa, a taxa de remuneração dos ajustamentos tarifários tenderá para zero, não podendo ser expectável que uma empresa se financie sem custos.

Por outro lado, a decisão da ERSE em manter o valor do spread para as empresas reguladas das Regiões Autónomas igual ao das empresas reguladas do Continente, também não se afigura razoável.

Na verdade, as Empresas insulares além de não serem empresas cotadas em bolsa, são empresas com uma dimensão inferior às comparáveis consideradas e operam exclusivamente nas Regiões Autónomas - cujos ratings são naturalmente inferiores ao da República Portuguesa - num mercado de dimensão significativamente mais reduzida e com limitada capacidade de crescimento devido a condicionantes geográficas.

Acresce, que em junho passado, no âmbito do processo de definição das tarifas de gás natural para o ano gás 2020-2021, a ERSE estabeleceu um spread superior, de 0,75 pp, justificado pela “incerteza relacionada com os impactes económico-financeiros da crise de saúde pública internacional provocada pela COVID-19”.

Neste contexto, considero indispensável uma revisão do spread em alta, à semelhança do ocorrido no setor do gás natural, razão pela qual voto contra o ponto III C.

Funchal, 16 de novembro de 2020

Dados pessoais

Rui Miguel Aveiro Vieira
(Representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira)



Vitor Manuel Figueiredo Machado, na qualidade de representante da **DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor**, vota **favoravelmente** o parecer do Conselho Tarifário da ERSE relativo à *“Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2021 “*

Lisboa, 15 de novembro de 2020

Vitor Manuel Figueiredo Machado

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

Parecer do CTERSE – EL sobre “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2021”

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 2021”**

Lisboa, 15 de Novembro de 2020

(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 2021”***.

Lisboa, 16 de novembro de 2020

Rafaela de Saldanha Matos