

**PARECER SOBRE**

***“PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2020”***

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário<sup>1</sup> (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, alterado pelo artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, “(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*”<sup>2</sup>

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

Nos termos do n.º 5 do art.º 5.º do Regimento Interno o CT procedeu à audição, em 21 de outubro de 2019, do Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC) – Eng.º Paulo Tomás.

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 2020*”, concretizado em 30/10/2019.

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 2020*”<sup>3</sup> (doravante abreviado por: Proposta de Tarifas e Preços para 2020), 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 2020”***

I

**GENERALIDADE**

**A. Comunicação dos Impactos Tarifários**

O CT regista o facto de a ERSE ter publicado pela primeira vez, em outubro de 2019, através do Dossier de imprensa sobre a Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2020, a proposta de variação entre 2019 e 2020 das tarifas de venda a clientes finais para os clientes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira (RA).

Destaca-se que as tarifas das RA são integralmente reguladas e aplicadas à totalidade dos consumidores destas regiões o que por si só justifica, conforme o CT tem vindo a referir em anteriores pareceres, o esclarecimento da evolução tarifária prevista para as RA, aquando da emissão pela ERSE, em outubro de cada ano, dos respetivos comunicados de imprensa.

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

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

<sup>3</sup> N/Ref# /Comunicação PCA da ERSE, de 15 outubro/2019.

## **B. Recomendações anteriores do CT**

Nos seus Pareceres, que emite a solicitação expressa da ERSE, o CT integra um conjunto de sugestões e recomendações a que a ERSE dá o encaminhamento que observa como mais adequado, considerada a sua não vinculação a esses mesmos Pareceres.

Em novembro de 2018, no Parecer do CT sobre a “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2019”, as recomendações que nele constavam, e que a seguir se revisitam, foram comentadas pela ERSE em documento específico e obtiveram, ou não, o seguimento que a recomendação sugeria.

O CT constatou assim que a ERSE integrou na sua “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2019”, as seguintes recomendações do CT:

- Incorporação no documento final das Tarifas para 2019 da renda do ajustamento final dos Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) na Parcela de Acerto;
- Complemento do documento de “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2019” com um quadro resumo dos montantes das principais parcelas dos CMEC considerados em tarifas no passado e os montantes a reconhecer até às tarifas de 2027;
- Integração, no capítulo da “Análise da Convergência Tarifária”, da apreciação da ERSE sobre o processo da convergência tarifária das RA, objeto de esclarecimento ao CT em tempo útil;
- Alteração da faturação das tarifas de acesso às redes na Iluminação Pública.

O CT constatou também que a ERSE não considerou as seguintes recomendações do CT:

- Registo dos custos com a interruptibilidade nos “Custos de Interesse Económico Geral (CIEG)”;
- Alteração das previsões do consumo referido à emissão.

Complementarmente, o CT observa que:

- No que respeita à recomendação do CT para que a transferência dos montantes resultantes das decisões constantes do Orçamento de Estado seja efetuada para os credores do défice tarifário, a ERSE considera tê-la registado, comentando que a medida terá efeito limitado dada a titularização da maioria da dívida tarifária;
- No domínio da recomendação para uma gestão prudencial na atribuição da licença de comercialização, a ERSE referiu partilhar das preocupações do CT e deu conhecimento da realidade existente no espaço europeu;
- A sua concordância com uma gestão integrada de riscos e de garantias no contexto do Sistema Elétrico Nacional (SEN) e a recomendação da entidade que considera mais adequada a essa gestão, tiveram também acolhimento expresso por parte da ERSE;
- Nos proveitos da atividade de distribuição de energia elétrica, a ERSE informou estar a trabalhar com a ANACOM na procura de uma definição dos montantes a pagar pelos operadores de telecomunicações pela utilização dos apoios das redes aéreas de baixa tensão;



- A necessidade de um enquadramento específico para regular a atividade de distribuição de energia elétrica exclusivamente em baixa tensão é interpretada pela ERSE como tendo de se ajustar ao quadro normativo a preparar para o próximo período regulatório. Este tema é objeto de ponto específico neste Parecer.

O CT expressou ainda algumas recomendações em 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.

O CT efetuou ainda, em Pareceres anteriores ao de 2018 e nesse também, um conjunto de recomendações cujo âmbito importa sintetizar para avaliar o seu possível seguimento:

- PPEC - recomendação que o CT considera satisfeita com a “77ª Consulta Pública - Regras do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia”;
- Fraudes e furtos – necessidade de revisão de legislação. Este tema é objeto de ponto específico neste Parecer;
- Estrutura das tarifas de acesso – a ERSE concorda com a revisão desta estrutura, embora remeta alguns desenvolvimentos futuros para os resultados do estudo do projeto-piloto de aperfeiçoamento da tarifa de acesso às redes em Muito Alta Tensão, Alta Tensão e Média Tensão (MAT, AT e MT);
- Planos de investimento das RA – passarão a ser apresentados à ERSE em 2020, como resultado da alteração regulamentar do Regulamento de Acesso às Redes e Interligações (RARI) em vigor desde 19 de dezembro de 2017;
- Contadores inteligentes – a ERSE promoveu em 2018 a atualização do estudo sobre custos e benefícios destes equipamentos.

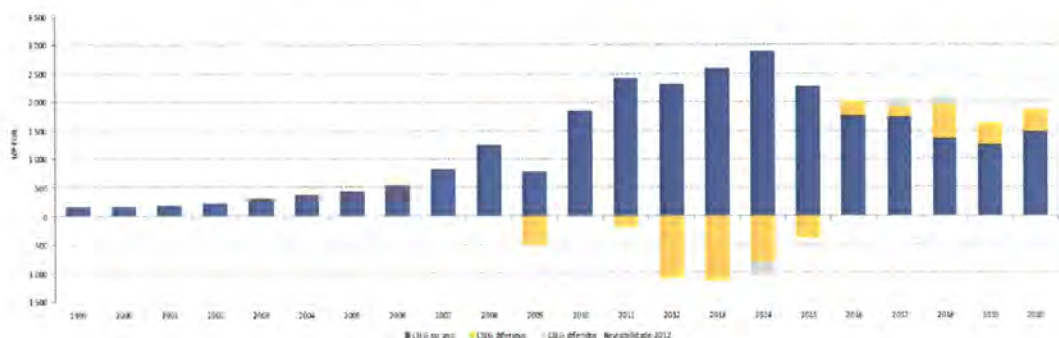
## II

### ESPECIALIDADE

#### A. Evolução dos CIEG

1. Os CIEG representam uma componente significativa das tarifas de eletricidade e, por esse motivo, ao longo dos anos, têm merecido a preocupação do CT.
2. Desde 2015 que se tem registado uma trajetória de redução de custos, como se pode verificar na figura abaixo reproduzida.
3. No entanto, o CT regista a inversão desta tendência para o ano de 2020.

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



Fonte: Proposta de Tarifas e Preços 2020, ERSE

4. As diferentes componentes que integram os CIEG são as seguintes:
- Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica a Produtores em Regime Especial (PRE);
  - Mediante fontes de energia renovável e não renovável (cogeração);
  - Rendas de concessão pela distribuição em baixa tensão;
  - Custos com os terrenos afetos ao domínio público hídrico (amortização e remuneração);
  - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores (RAA);
  - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira (RAM);
  - Custos dos CMEC;
  - Custos com a garantia de potência e Leilões da Reserva de Segurança do Sistema Elétrico Nacional (SEN);
  - Custos inerentes à atividade de gestão dos CAE remanescentes, pelo Agente Comercial, não recuperados no mercado;
  - Custos com a Concessionária da Zona Piloto (Enondas);
  - Custos com a Autoridade da Concorrência (AdC);
  - Custos com a ERSE;
  - Desconto da Tarifa Social.
5. No que respeita à proposta de Tarifas para 2020 verifica-se que a variação dos CIEG entre o ano 2019 e o ano de 2020 representa um aumento de 18,6%. No entanto, ao contabilizar-se o efeito das medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados e o alisamento dos custos da PRE, a variação é de +8%.

**Quadro 0-9 – Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas para 2020**

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

	2019	2020	Variação 2019/2020
<b>Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral</b>	<b>1 251 687</b>	<b>1 484 566</b>	<b>18,6%</b>
Diferencial de custo da PRE	643 978	865 680	34,4%
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	78	-428	-448,8%
Diferencial de custo dos CAE a recuperar pelas tarifas	284 102	296 690	4,4%
Rendas de concessão da distribuição em BT	262 157	263 622	0,6%
Sobrecusto da RAA e da RAM	125 884	127 881	1,6%
Terrenos das centrais	12 555	12 349	-1,6%
Custos com a garantia de potência e Leilões da Reserva de Segurança do SEN	19 793	14 455	-26,5%
Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	0	0	0,0%
ERSE	6 268	6 268	0,0%
Custos com a concessionária da Zona Piloto	406	429	5,8%
Autoridade da Concorrência	365	365	0,0%
Tarifa social	103 743	-102 744	-1,0%
<b>Alisamento do diferencial de custo da PRE</b>	<b>371 966</b>	<b>376 255</b>	<b>1,2%</b>
<b>Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral recuperados nas tarifas do ano</b>	<b>1 623 653</b>	<b>1 860 821</b>	<b>14,6%</b>
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	134 059	134 020	0,0%
Custos ou proveitos de anos anteriores com a aquisição de energia elétrica	99 484	99 414	0,1%
Custos ou proveitos de anos anteriores relacionados com CIEG	34 575	34 606	0,1%
Medidas de sustentabilidade de mercados	30 984	-68 861	-322,3%
Diferencial extinção TVCF	-8 327	-4 070	-48,8%
Sobreproveito	-1 956	-2 108	-7,7%
<b>Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados</b>	<b>154 759</b>	<b>58 982</b>	<b>-61,9%</b>
<b>Total CIEG e Sustentabilidade</b>	<b>1 778 412</b>	<b>1 919 803</b>	<b>8,0%</b>

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

Fonte: ERSE, Proposta de Tarifas e Preços para 2020

6. O CT regista que a referida inversão da trajetória dos CIEG resulta de uma significativa das medidas de sustentabilidade do SEN, que em 2019 tiveram maior impacto na redução do valor do diferencial de custo da PRE.
7. No que respeita às medidas de sustentabilidade do SEN, contempladas nas Tarifas para 2019, destaca-se a inclusão de um valor de 140M€ respeitante à devolução pelos produtores que beneficiaram cumulativamente de apoios ao desenvolvimento de energias renováveis (ao abrigo da Portaria n.º 268-B/2016, de 13 de outubro, revogada pela Portaria n.º 69/2017, de 16 de fevereiro), e ainda a transferência de um montante de 189M€ do Fundo da Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético (FSSSE) e de receitas adicionais do Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE), de acordo com o respetivo despacho governamental.
8. Tendo em conta a importância que os CIEG representam na formação das tarifas, o CT reitera que deve ser assumida uma política sustentada e estável com vista à progressiva redução daqueles custos.

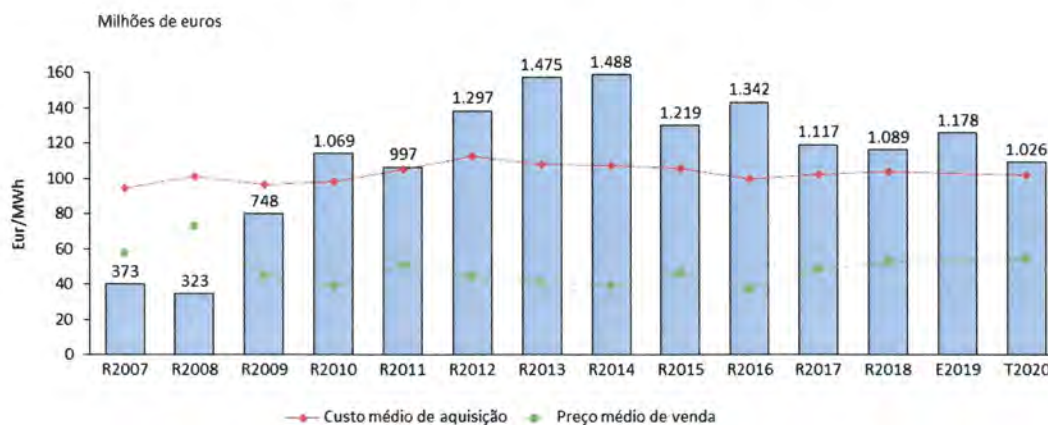
#### A.1. Diferencial do custo da PRE

1. O diferencial de custo da PRE com 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

13  
P

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.

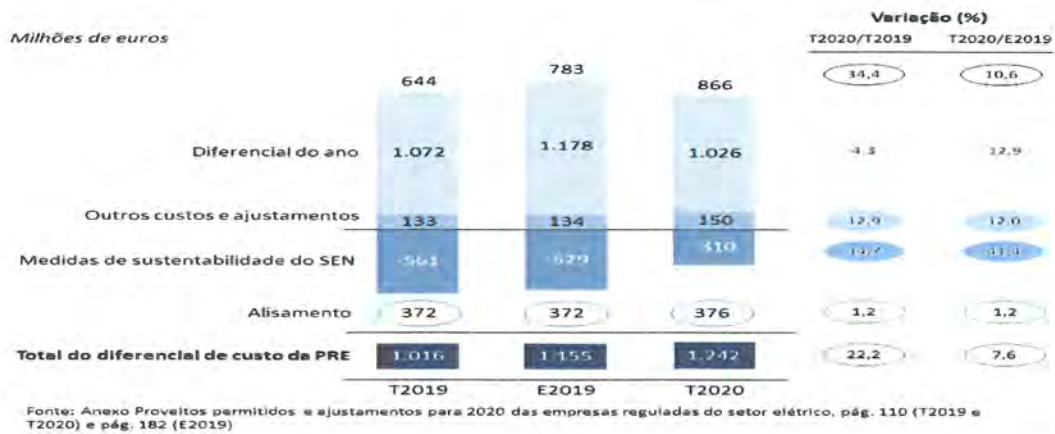
2. A figura seguinte apresenta a evolução do valor real do diferencial do ano de custo da PRE no período de 2007 a 2018, sendo que, no que diz respeito aos anos de 2019 e 2020, os valores apresentados se referem a estimativas da ERSE.



Notas:  
(1) Fonte da informação: Anexos aos documentos anuais das tarifas, relativos aos ajustamentos tarifários  
(2) Na estimativa do diferencial de custo da PRE de 2019, constante da proposta de tarifas para 2020, 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 tendência decrescente do valor do diferencial do custo da PRE e realça a expectativa da ERSE, que refere que *“a partir de 2020 estima-se que o custo total de aquisição da PRE tenha uma tendência de descida, motivado pelo fim do regime bonificado para alguns produtores, que se deverá acentuar ao longo dos anos seguintes”*.
4. É de notar que o diferencial de custos com a PRE, para além do custo do próprio ano, incorpora:
- Ajustamentos definitivos do ano t-2 e os provisórios do ano t-1;
  - Medidas de sustentabilidade do SEN com impacte na PRE decorrentes da legislação em vigor, incluindo o mecanismo regulatório para assegurar equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade, estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho;
  - 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 art.º 73-A.º do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto.
5. Na figura seguinte pode observar-se a variação do valor do diferencial de custo da PRE considerado nas tarifas de 2019 e 2020, rúbrica integrada nos CIEG.

CONSELHO TARIFÁRIO



- O CT constata que, apesar do montante total apresentar um acréscimo de 22%, o diferencial do ano sofre uma redução de 4,3%. Com efeito, a evolução do valor total do diferencial está influenciada pela redução do benefício das medidas de sustentabilidade do SEN, em cerca de 45%. Esta redução deveu-se essencialmente a montantes extraordinários considerados nas tarifas de 2019, nomeadamente no que diz respeito à Contribuição Extraordinário do Setor Elétrico (CESE) e à estimativa da sobrecompensação dos PRE.
- O CT destaca, ainda, a realização, em julho, do leilão para atribuição de reserva de capacidade de injeção na rede para energia solar fotovoltaica, do qual resultou um preço de aquisição significativamente abaixo do preço de mercado. O CT reconhece o mérito deste leilão, tendo a expectativa de que contribua para a referida tendência de redução do diferencial de custo da PRE nos próximos anos.

#### A.2. Custos dos CMEC

- Os CMEC assentam designadamente no 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.
- 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.
- A Lei do Orçamento de Estado para 2017 determinou que fosse efetuado pela ERSE um estudo sobre o apuramento do valor do ajustamento final dos CMEC. O estudo da ERSE apurou um valor de ajustamento final dos CMEC de cerca de 154 milhões de euros a pagar ao produtor durante os próximos 10 anos, a que acresce a parcela fixa anual de 67,5 milhões de euros. Os valores foram homologados por Despacho do Secretário de Estado da Energia de 23 de abril de 2018.

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 2018 <sup>4</sup>, onde se declarou a “*nulidade dos cálculos dos ajustamentos anuais dos CMEC e, conseqüentemente, dos respetivos atos homologatórios, na parte, e apenas na parte, em que ponderou aspeto inovatório, aí identificado, relativo ao fator referente à disponibilidade das centrais em causa, nulidade que, para evitar interpretações díspares, e com os fundamentos então explanados, expressamente se declara.*”
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 285 milhões de euros, devolução a ser efetuada anualmente por via tarifária com uma garantia de neutralidade financeira através das parcelas de acertos e de alisamentos.
6. O CT constata que a ERSE continua a estrita aplicação do despacho mencionado nesta proposta de tarifas para o ano de 2020, abatendo 86,480 milhões de euros a título de devolução. O valor final apurado de 428 milhares de euros, a devolver aos consumidores, reflete, nesse contexto, os desvios de faturação de CMEC ocorridos no passado.

Quadro 4-42 – Montantes referentes aos CMEC repercutidos nas tarifas de 2020

		Unid: 10 <sup>6</sup> Euros
		Ano 2020
<b>Parcela Fixa</b>		
Renda anual - valor inicial		67 532
Desvios faturação		-91
<b>Parcela de Acerto</b>		
Devolução de valores do passado		-86 480
Renda anual - ajustamento final		18 948
Desvios faturação		-71
<b>Parcela de alisamento</b>		
Desvios de faturação		-266
<b>Total</b>		<b>-428</b>

Fonte: ERSE, “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2020”

7. Nesta proposta de tarifas, e na sequência do solicitado pelo CT no seu parecer do ano passado, a ERSE apresenta um mapa resumo dos montantes das principais parcelas dos CMEC previstos reconhecer até às tarifas de 2027.

Montantes referentes aos CMEC previstos repercutir em tarifas

	Unid: 10 <sup>6</sup> EUR					
	Valores previstos					
	T2020	T2021	T2022	T2023	...	T2027
Parcela fixa - renda valor inicial CMEC	67,5	67,5	67,5	67,5	...	67,5
Parcela de acerto - Devolução de valores do passado	-86,5	-86,5	-21,9	...	...	...
Parcela de acerto - renda ajustamento final CMEC	18,9	18,9	18,9	18,9	...	18,9
Parcela de alisamento - revisibilidade prevista t-1	...	...	...	...	...	...
<b>Total</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>64,6</b>	<b>86,5</b>	<b>...</b>	<b>86,5</b>

Fonte: ERSE, “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2020”

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



*Handwritten signature*

8. 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 3.
9. Nesse sentido, o CT aprecia esta perspetiva quantitativa, até ao seu término, desta rubrica importante dos CIEG, contribuindo, assim, para um melhor esclarecimento e expectativa.
10. Como nota complementar, o CT manifesta surpresa por não encontrar, na presente proposta, qualquer referência à parcela de acerto da revisibilidade anual do ano de 2017. Efetivamente, 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”*.
11. 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.

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

1. Atualmente são detentores de CAE a central térmica a carvão do Pego, detida pela Tejo Energia e a central de ciclo combinado da Tapada do Outeiro, detida pela Turbogás.
2. O diferencial do custo dos CAE, recuperado através da tarifa de UGS, resulta da soma das seguintes parcelas:
  - Diferença entre o custo contratual no âmbito dos CAE e o proveito da venda em mercado da energia e serviços de sistema fornecidos pelas respetivas centrais;
  - Proveitos associados aos incentivos económicos à gestão otimizada dos centros electroprodutores detentores de CAE não cessados, definidos pela ERSE nos termos da Diretiva n.º 2/2014, de 3 de janeiro;
  - O ajustamento definitivo do ano t-2 e o ajustamento provisório do ano t-1.
3. 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<sub>CAE</sub>); e (ii) um prémio para a participação nos diferentes referenciais de mercado, que é função da modulação realizada com as centrais (P<sub>AM</sub>). Os custos de funcionamento da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica (C<sub>VEE</sub>) do Agente Comercial são incorporados no incentivo I<sub>CAE</sub> no momento do ajustamento definitivo dos proveitos.
4. O Quadro 4-1 apresenta os valores do diferencial de custo com os CAE previsto pela ERSE para 2020, do sobrecusto estimado para 2019, bem como do verificado em 2018.

Quadro 4-1 - Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE previsto para 2020

		Unidade: 10 <sup>9</sup> EUR					
	2018 Verificado (1)	2019 Tarifas 2020 (2)	2020 Tarifas (3)	$\frac{(3)-(1)}{(1)}$ %	$\frac{(3)-(2)}{(2)}$ %		
$(10)-(9a)+(9b)+(9c)$		<b>Total</b>	212 877	248 757	200 506	-5,8%	-19,4%

Fonte: ERSE, “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2020”, p. 49

*Handwritten signature*

- De acordo com as estimativas da ERSE, o diferencial de custos com os CAE em tarifas 2020 terá uma redução de 5,8% relativamente ao ocorrido em 2018 e de 19,4% relativamente à estimativa atual para 2019.
- O acréscimo do montante a recuperar com desvios de anos anteriores, com uma variação de 8,8% relativamente ao considerado em tarifas 2019, contribui para a variação de 4,4% 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 <sup>3</sup> EUR	
	Tarifas 2019	Tarifas 2020
Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE	195 098	200 506
Custos com aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE	621 994	550 136
Outros custos, desgnadamente, custos com tarifa de URT e custos com aquisição de energia elétrica dos produtores com CAE	5 445	7 584
Proveitos com a venda da energia elétrica dos produtores com CAE	432 341	357 214
Custos de funcionamento no âmbito da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	1 740	1 215
Custos de exploração da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica (valor líquido)	1 715	1 167
Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	24	27
Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, líquido de amortizações e comparticipações	27	14
Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	5,17%	4,88%
Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, no ano t-1	-25 410	-53 584
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		
Ajustamento no ano t, dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, tendo em conta os valores ocorridos em t-2	-61 855	-41 385
Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a transferir para a GGS	284 102	286 690

Fonte: ERSE, "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2020", p. 52

#### A.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 uma preocupação agravada do CT, uma vez que, consoante o nível de tensão, o seu peso no valor das mesmas oscila entre 59% e 75%, conforme indicado no quadro seguinte:

Quadro 4-31 - 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	62%
BTE	62%
BTN > 20,7 kVA	59%
BTN ≤ 20,7 kVA	65%

Fonte: ERSE, Proposta de Tarifas e Preços para 2020

- 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 2020 e a repartição em vigor para tarifas de 2019:

13  
P

**Quadro 3-5 - Repartição dos CIEG por níveis de tensão ou tipos de fornecimento**

Unidades: M€	MAT	AT	MT	BTE	BTN>	BTNs	TOTAL
Sobrecusto PRE (DL90/2006)	0,0	0,0	3,3	4,9	8,7	800,7	817,6
Sobrecusto PRE (não DL90/2006)	14,2	40,0	97,8	24,6	18,9	228,8	424,4
Sobrecusto dos CAE	12,5	46,8	183,0	60,6	30,3	-36,5	296,7
CMEC	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,0	-0,3	-0,4
Garantia de potência	0,7	2,2	4,8	1,1	0,6	5,1	14,5
Sobrecusto RAs	8,8	35,6	139,0	46,0	19,7	-121,2	127,9
Estabilidade (DL 165/2008)	6,9	20,6	44,2	9,8	5,5	47,0	134,0
Ajust. de aquisição de energia	-3,5	-10,6	-22,7	-5,0	-2,8	-24,1	-68,9
Diferencial extinção TVCF	-0,2	-0,6	-1,3	-0,3	-0,2	-1,4	-4,1
Sobreprovento	-0,1	-0,3	-0,7	-0,2	-0,1	-0,7	-2,1
Terrenos	0,6	1,9	4,1	0,9	0,5	4,3	12,3
PPEC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>39,9</b>	<b>135,7</b>	<b>451,4</b>	<b>142,3</b>	<b>81,1</b>	<b>901,5</b>	<b>1751,9</b>

Fonte: ERSE, Proposta de Tarifas e Preços para 2020

**Quadro 3-5 - Repartição dos CIEG por níveis de tensão ou tipos de fornecimento**

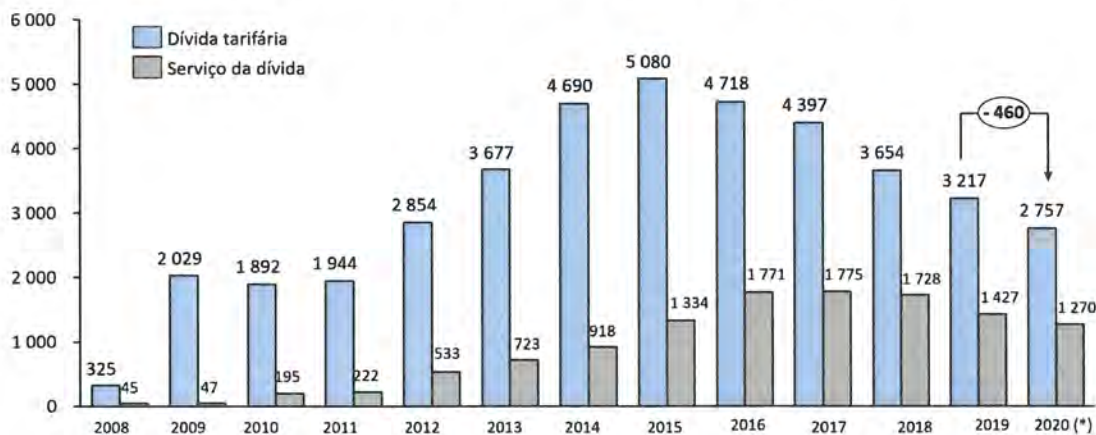
Unid: M€	MAT	AT	MT	BTE	BTN> 20,7 kVA	BTNS 20,7 kVA	TOTAL
Sobrecusto PRE (DL90/2006)	0,0	0,0	2,7	4,0	7,4	537,9	652,2
Sobrecusto PRE (não DL90/2006)	15,2	45,6	111,0	28,0	21,4	242,7	463,8
Sobrecusto dos CAE	6,5	29,0	135,8	50,4	24,5	37,9	284,1
CMEC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1
Garantia de potência	0,9	3,0	6,5	1,5	0,9	6,9	19,8
Sobrecusto RAs	3,8	20,2	95,7	35,9	14,7	-44,3	125,9
Estabilidade (DL 165/2008)	6,4	20,6	44,2	9,9	6,0	47,0	134,1
Ajust. de aquisição de energia	1,5	4,8	10,2	2,3	1,4	10,9	31,0
Diferencial extinção TVCF	-0,4	-1,3	-2,7	-0,6	-0,4	-2,9	-8,3
Sobreprovento	-0,1	-0,3	-0,6	-0,1	-0,1	-0,7	-2,0
Terrenos	0,6	1,9	4,1	0,9	0,6	4,4	12,6
PPEC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>34,4</b>	<b>123,5</b>	<b>406,9</b>	<b>132,1</b>	<b>76,3</b>	<b>839,7</b>	<b>1 613,0</b>

Fonte: ERSE, Tarifas e Preços para 2019, dezembro/2018

## B. Dívida Tarifária e Serviço da Dívida

1. Resultante da legislação em vigor, nomeadamente os diferimentos dos diferenciais de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial (Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho e Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto) bem como o défice gerado em 2009 (Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto), a constituição de dívida tarifária tem evitado a existência de variações acentuadas nos valores das tarifas.
2. O diferimento da recuperação dos proveitos não incluídos nas tarifas do próprio ano 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.
3. Tendo por base a documentação que suporta a fixação anual de tarifas e preços por parte da ERSE, torna-se possível ilustrar, entre 2008 e 2020, 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€)



(\*) Proposta de tarifas e preços para 2020

Fonte: ERSE

4. A proposta de tarifas e preços para 2020 consolida o movimento de redução do volume de dívida tarifária iniciado em 2016, propondo uma diminuição do mesmo em cerca de 460M€, correspondendo a uma redução de cerca de 14%.
5. O CT suporta a opção da ERSE em procurar reforçar a garantia da sustentabilidade do sistema através de uma ponderação equilibrada entre a variação das TAR e uma redução do volume da dívida tarifária do setor elétrico.

#### C. Fontes de financiamento do SEN/medidas mitigadoras

1. O processo anual de fixação de tarifas pela ERSE para o ano seguinte, deve permitir a recuperação dos custos das atividades reguladas, assumindo a forma de proveitos permitidos, incluindo os ajustamentos, diretamente determinados pelas metodologias regulatórias.
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 2020, bem como as previsões efetuadas pelas empresas reguladas e ainda os parâmetros definidos para o período regulatório 2018-2020.
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 e por isso objeto de decisão regulatória, 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. Ao total dos custos referidos no ponto anterior são deduzidos os montantes de medidas mitigadoras igualmente estabelecidas legalmente.
5. O CT constata que para as tarifas de 2020 a ERSE considerou medidas mitigadoras num total de cerca de 310M€, como se discrimina:

CONSELHO TARIFÁRIO

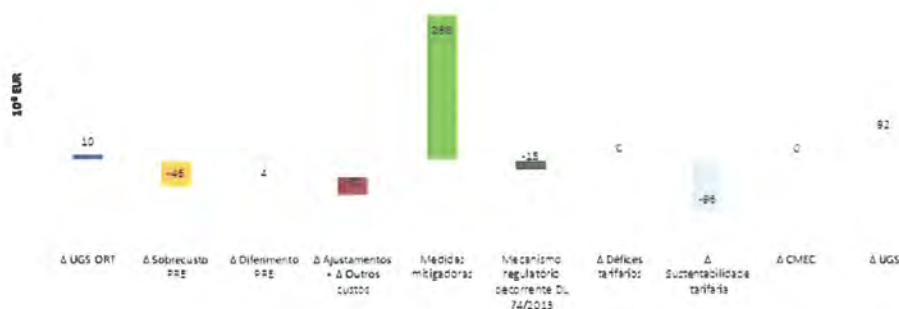
Unid: milhares de euros

Medida	Valor previsto		Notas
	T2019	T2020	
Mecanismo regulatório decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013	41 000	56 192	Aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013
Total das medidas de sustentabilidade do SEN com impacto na PRE, discriminadas em baixo: (1)+(2)+(3)+(4)+(5)+(6)	519 777	253 769	Ver abaixo.
(1) Receitas da venda das licenças de emissão de gases com efeito de estufa que revertem para o SEN	163 362	149 687	Aplicação do DL 35/2013 de 15 de março e Portaria n.º 3-A/2014, de 7 de janeiro
(2) Pagamento dos produtores edícolas ao SEN como contrapartida da adesão a regimes remuneratórios alternativos para um período adicional além do inicial	27 416	27 387	Aplicação do DL n.º 35/2013 de 28 de fevereiro
(3) Transferência do FSSSE relativa à CESE (e de receitas adicionais no âmbito do CELE) com dedução na PRE enquadrada pelo DL 90/2006 de 24 de maio	189 000	51 966	T2019 – aplicação do Despacho Conjunto do Ministro do Ambiente e de Transição Energética e dos Secretários de Estado do Orçamento e Assuntos Fiscais T2020 – os valores correspondem apenas a previsões de empresa para a transferência da CESE
(4) Consignação ao SEN de 50% receita gerada pela tributação do carvão em sede de ISP e de taxa do adicional sobre as emissões de CO2	-	10 896	Aplicação Portaria n.º 6-A/2019 de 4 de janeiro
(5) Receita das vendas de Garantias de Origem que reverte para o SEN	-	13 824	Aplicação da Lei n.º 71/2018 de 31 de dezembro - OE 2019
(6) Montante a devolver pelos produtores que beneficiaram cumulativamente dos apoios às energias renováveis	140 000	0	Aplicação da Portaria n.º 268-B/2016 de 13 de outubro

Fonte:ERSE

- No que respeita ao mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade, decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, constata-se um aumento de cerca de 15 M€ face a 2019<sup>5</sup>.
- A figura seguinte desagrega a variação da UGS de 2019 para 2020, pelas suas diferentes parcelas:

Figura 3-18 - Variação do nível de proveitos a recuperar com a tarifa UGS



Fonte: ERSE, Proposta de Tarifas e Preços para 2020

<sup>5</sup> Não obstante, estes valores em base previsional são objeto de ajustamento para valores reais com a consumação dos respetivos estudos referentes aos anos de 2019 e de 2020, nos termos do que estabelece a Portaria n.º 282/2019.

8. Atento o 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 efetiva transferência financeira para o SEN.

#### **D. Estrutura Tarifária do Setor Elétrico**

##### **D.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. O princípio da aditividade tarifária é baseado na definição de tarifas transitórias de venda a clientes finais com preços que resultam da adição dos preços das tarifas por atividade aplicáveis, 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.
3. A convergência para as tarifas aditivas, 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 n.º 332/2012, de 22 de outubro e, por outro lado, do mecanismo de limitação dos acréscimos por termo tarifário.
4. A Portaria n.º 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 4.º e pelo n.º 10 do art.º 5.º, ambos da Portaria n.º 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 quatro anos.
5. No âmbito do mecanismo de limitação dos acréscimos tarifários, a ERSE definiu para a BTN no continente em 2020, um limite à variação máxima por termo tarifário de 1,2%, correspondente à taxa de inflação dos preços no consumidor prevista para este ano.
6. Constata-se no gráfico seguinte que as variações médias das diferentes opções das Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais (TTVCF) de Baixa Tensão Normal (BTN) em 2020 são inferiores à variação máxima referida no ponto anterior. Verifica-se ainda que, para a globalidade dos consumos em BTN no mercado regulado, a variação tarifária das TTVCF é igual, em termos médios, à variação tarifária que teria sido obtida caso se aplicassem diretamente as tarifas aditivas.

CONSELHO TARIFÁRIO

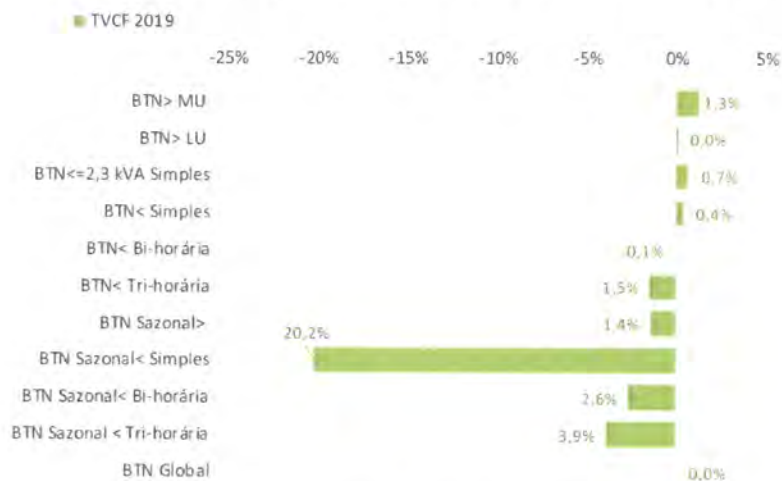
Figura 4-1 - Variações tarifárias da tarifa aditiva e da tarifa transitória em BTN



Fonte: ERSE

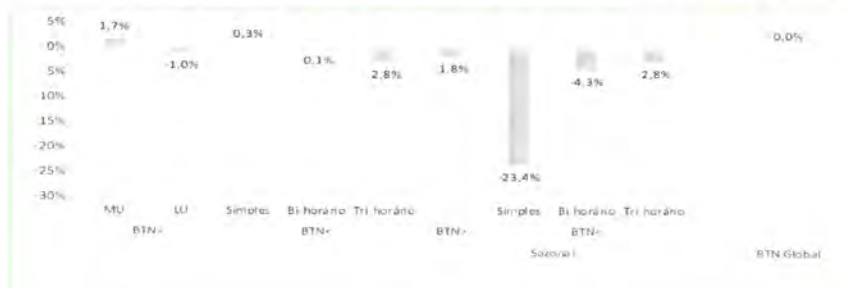
7. A aditividade plena por opção e termo tarifário não foi ainda atingida. O CT reconhece que nas opções tarifárias de BTN Simples e de BTN Sazonal < Tri-horária se verificou uma aproximação à aditividade total mas, nas restantes opções, verificou-se um agravamento da distorção, como se pode observar nos gráficos seguintes.

Distância relativa da tarifa de Venda a Clientes Finais de 2019 face às tarifas aditivas de 2019



Fonte: ERSE

Distância relativa da tarifa de Venda a Clientes Finais de 2020 face às tarifas aditivas de 2020



Fonte: ERSE

8. Neste contexto, o CT recomenda que a ERSE proceda aos ajustamentos necessários para minimizar o agravamento destas distorções na preparação das tarifas finais.

## D.2. Convergência tarifária das RA

1. O CT regista o facto de a ERSE ter respondido positivamente ao seu parecer<sup>6</sup>, de novembro de 2018, no que respeita à explanação da convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, tendo incorporado esta alteração ainda no decorrer de 2018, na publicação de "Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e outros serviços em 2019" no subcapítulo 7.7 "Análise da Convergência Tarifária", informação essa que se mantém na proposta para 2020.
2. Considera assim o CT que a informação disponibilizada é relevante para a compreensão das variações tarifárias das Regiões, cujas tarifas são totalmente reguladas.

## E. Tarifas

### E.1. Tarifas de Acesso às Redes (TAR)

1. A proposta de tarifas e preços para 2020 apresenta um aumento de 1,1%, nas TAR para todos os níveis de tensão, conforme indicado no quadro seguinte.

Quadro 0-5 - Variação tarifária das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental em 2020

Tarifas de Acesso às Redes	MAT	AT	MT	BTE	BTN
	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%

Fonte: ERSE, Proposta de Tarifas e Preços para 2020

2. O aumento médio das TAR de 1,1% proposto pela ERSE para 2020, para todos os níveis de tensão, resulta de ajustamentos ao nível das componentes de energia, potência em ponta e potência contratada (que se indicam para cada nível de tensão no quadro que se segue), o que motiva que o aumento efetivo para cada consumidor dependa do seu perfil de consumo e, por isso, tenha alguma variabilidade em torno do aumento médio indicado.

### Comparação (%) 2020/2019

Nível de Tensão	Energia				Potência em Ponta	Potência Contratada
	P	CH	V	SV		
MAT	+9,6%	+2,3%	-2,2%	-2,2%	-6,0%	+2,7%
AT	+10,6%	+0,8%	+1,4%	+1,5%	-7,6%	+2,9%
MT	+13,0%	+4,7%	+2,1%	+2,9%	-11,6%	-4,3%
BTE	+13,5%	+3,2%	-2,8%	-3,1%	-7,3%	+0,9%
BTN -S	+1,0%					+0,9%
BTN-Bi	+2,7%		-5,7%			
BTN-Tri <=20.7	+1,2%	+3,7%	-5,7%			
BTN-Tri > 20.7	-6,1%	+4,9%	+26,8%			

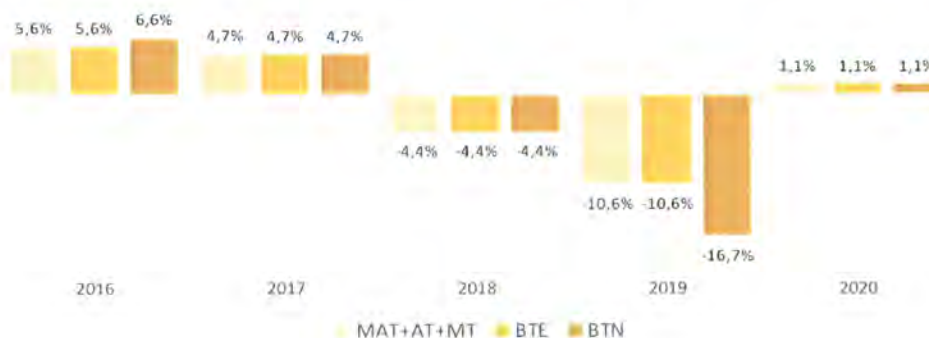
Cálculos efetuados sobre os valores da ERSE em €/kW/dia constantes da proposta em análise e valores em vigor em 2019

<sup>6</sup> "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e outros serviços em 2019"



3. Por outro lado, a aplicação da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, que estabelece os critérios para a repercussão diferenciada dos CIEG na tarifa de UGS, contribui também para as variações tarifárias no acesso às redes referidas no ponto 2.
4. A variação das TAR depende das variações observadas, nas tarifas do OLMC, de uso das redes de transporte e distribuição, e da tarifa UGS.
5. O CT regista ainda que após a redução das tarifas de acesso em 2018 e 2019, se verifica novamente um aumento em 2020 conforme se pode observar da análise da figura seguinte:

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



Fonte: ERSE, Proposta de Tarifas e Preços para 2020

6. No quadro seguinte, elaborado a partir dos Documentos de tarifas e preços para 2016, 2017, 2018, 2019 e 2020 (proposta), é possível verificar que as variações observadas nas TAR nos últimos 5 anos foram fundamentalmente condicionadas pelas variações na tarifa UGS, onde são recuperados os CIEG.

	2016	2017	2018	2019	2020
Acesso às redes	6,2%	4,7%	-4,4%	-14,3%	1,1%
Uso das Redes	2,3% <sup>7</sup>	3,9% <sup>8</sup>	-11,7%	-4,6%	-5,1%
Uso Global do Sistema	9,2%	5,2%	0,7%	-20,2%	5,5%

7. O aumento médio de 1,1% resulta assim de um aumento da tarifa UGS de 5,5%, predominantemente devido aos CIEG, e de uma redução de 5,1% das tarifas de uso das redes.
8. O CT constata que a diminuição da UGS em 20,2%, em 2019, resultou essencialmente da aplicação de medidas mitigadoras pontuais não estruturais, que por não se repetirem na proposta de tarifas de 2020, explicam, em parte, o aumento da UGS em 5,5%, neste ano.
9. Finalmente, considera o CT importante o retomar da trajetória de diminuição da tarifa UGS, em particular na sua componente de CIEG, contribuindo deste modo para TAR tendencialmente mais baixas.

<sup>7</sup> Percentagens calculadas com base nas Tarifas e Preços que vigoraram em 2016.

<sup>8</sup> Percentagens calculadas com base nas Tarifas e Preços que vigoraram em 2017.

## **E.2. Tarifa de energia (Previsões para o Custo Médio de Aquisição do CUR para Fornecimento dos Clientes)**

1. A atual proposta tarifária incorpora uma previsão do custo médio de aquisição do CUR para 2020 de 61.66 €/MWh<sup>9</sup>. Segundo a ERSE, na definição deste valor foram considerados os resultados do leilão de aprovisionamento do CUR realizado a 26 de setembro de 2019, bem como informação recente sobre a cotação dos contratos futuros negociados na plataforma do OMIP para entregas em 2020. A isto acresce uma estimativa dos custos com o acerto ao preço do mercado diário devido ao perfil de compra do CUR e dos custos decorrentes da sua participação em mercados organizados.
2. A propósito do leilão de aprovisionamento do CUR, o CT assinala que a par da proposta de tarifas e preços para 2019, a ERSE submeteu a consulta pública uma revisão extraordinária do RT, que resultou na aprovação de um mecanismo regulado de contratação a prazo de energia elétrica para fornecimento dos clientes no mercado regulado, assente num modelo de leilões de compra de energia. Esta decisão acolhe as recomendações expressas por este Conselho nos seus pareceres sobre a *"Proposta de alteração do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico"* (68.ª Consulta Pública) e *"Mecanismo de contratação a prazo de energia elétrica para satisfação dos consumos dos clientes do CUR"* (73.ª Consulta Pública).
3. Tendo em conta a necessidade de melhorar a estimativa do custo da energia incluído nas TTVCF e de reduzir os valores dos desvios associados ao erro de previsão do custo médio de aquisição do CUR observados nos anos anteriores, o CT regista positivamente a operacionalização do mecanismo de leilões de compra de energia previamente à proposta tarifária para 2020, com a colocação de 18,6%<sup>10</sup> das necessidades previsionais de energia para fornecimento da carteira de clientes do CUR para o próximo ano.
4. Com efeito, o CT reconhece que esta estratégia de aprovisionamento antecipado no mercado de futuros tem a vantagem de dar previsibilidade e estabilidade à tarifa de energia, ao assegurar que uma proporção dos custos com a aquisição de energia elétrica é conhecida aquando da definição das tarifas para o ano seguinte, minimizando os respetivos desvios.

## **E.3. Tarifas da Mobilidade Elétrica**

1. O CT constata que serão publicadas para 2020, além das Tarifas de Acesso às Redes de Energia Elétrica para a Mobilidade Elétrica, as Tarifas da Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica (EGME) e as Tarifas de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAA e RAM. Tal resulta, no geral, do Regulamento da Mobilidade Elétrica (RME)<sup>11</sup>.
2. O CT reitera a importância de se iniciar, com a maior celeridade, a cobrança das tarifas referentes a carregamento de veículos elétricos junto dos seus utilizadores, independentemente do tipo de carregamento, cumprindo-se, assim, o princípio do utilizador-pagador. O CT constata que tal ainda não acontece para os postos de carregamento normal.

<sup>9</sup> Documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2020 das empresas reguladas do setor elétrico", Quadro 2-5.

<sup>10</sup> Documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2020 das empresas reguladas do setor elétrico", ponto 5.3.2, p. 291.

<sup>11</sup> Regulamento n.º 464/2011, de 3 de agosto, alterado pelo Regulamento ERSE n.º 7/2019, de 11 de outubro.

### **E.3.1 Tarifas da EGME**

1. As tarifas da EGME são aplicáveis aos comercializadores de eletricidade para a mobilidade elétrica (CEME), aos operadores de pontos de carregamento (OPC) e aos detentores de pontos de carregamento de acesso privativo (DPC).
2. As tarifas da EGME são compostas por um termo tarifário fixo, em euros por dia, e por um termo tarifário dependente do número de carregamentos, em euros por carregamento, e devem proporcionar o montante de proveitos permitidos da atividade de Gestão de Operações da Rede de Mobilidade Elétrica, feita pela EGME, quando aplicadas às quantidades previstas.
3. O estabelecimento dos proveitos permitidos referidos no ponto anterior carece do envio à ERSE, por parte da EGME, da informação para efeitos de cálculo das tarifas. Como este envio não foi feito, e de acordo com o art.º 104º do RME, a ERSE publicou o valor de zero euros, para 2020, para as Tarifas da EGME.
4. O CT releva este facto, por considerar que o mesmo não é adequado à necessária e desejada previsibilidade e estabilidade do mercado da mobilidade elétrica, sobretudo atento o importante desenvolvimento que este mercado tem tido.

### **E.3.2. Tarifas de Acesso às Redes de Energia Elétrica para a Mobilidade Elétrica (TAR Mobilidade Elétrica)**

1. O CT constata a descida generalizada proposta para as TAR Mobilidade Elétrica, face ao que foi aplicado em 2019, nos termos diretamente comparáveis.
2. Decorrente das alterações recentemente introduzidas ao RME, são ainda propostas TAR Mobilidade Elétrica diferenciadas por nível de tensão, em baixa tensão, decorrentes da Tarifa de Acesso às Redes em BTN, e em média tensão, decorrentes da Tarifa de Acesso às Redes em BTN deduzida da Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.
3. Tal permite uma aplicação mais justa e coerente das TAR Mobilidade Elétrica, facto que o CT regista.
4. Mantém-se, ainda, a composição das TAR Mobilidade Elétrica por preços de energia ativa discriminados por período horário, convertidos para o efeito os preços de potência das TAR em BTN e da Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT, o que o CT considera adequado nos termos do RME em vigor.
5. Considera o CT que os pontos acima referidos constituem, entre outros passíveis de serem enumerados, um estímulo à mobilidade elétrica, com todas as vantagens que comporta. Não obstante, o CT assinala a recomendação que expressou no seu parecer de 16 de setembro de 2019.

### **E.4. Tarifa Social**

1. A tarifa social de fornecimento de eletricidade, criada pelo Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, alterado pelos Decretos-lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, n.º 172/2014, de 14 de novembro e pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, constitui uma medida de proteção dos consumidores domésticos que se encontrem em situação de carência económica, garantindo o acesso a este serviço público essencial pelos consumidores economicamente vulneráveis.
2. A tarifa social consiste num desconto na TAR em BTN, o que permite a sua aplicação a todos os clientes em Portugal, independentemente de estarem em regime de mercado regulado ou de

mercado livre, e que é fixado anualmente por Despacho do membro do Governo responsável pela área da energia.

3. Para o ano de 2020, o Despacho n.º 8900/2019, de 7 de outubro, do Gabinete do Secretário de Estado da Energia, aprovou o desconto a aplicar às TAR a partir de 1 de janeiro de 2020, correspondendo a um desconto de 33,8 % sobre as TTVCF, excluído o IVA, demais impostos, contribuições, taxas e juros de mora que sejam aplicáveis.
4. A Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, veio no seu art.º 121.º redesenhar os descontos sociais existentes para o acesso ao serviço essencial de fornecimento de energia com vista à definição de um modelo único e automático e ao alargamento do atual número de beneficiários efetivos, sem diminuição do valor do desconto a praticar face aos descontos sociais em vigor até àquela data.
5. Conforme apresentado na Figura 2-8, cerca de 801.000 mil clientes beneficiavam de tarifa social de eletricidade no final do 2.º trimestre de 2019, representando um ligeiro acréscimo em relação ao trimestre homólogo de 2018, e em relação ao trimestre anterior. Para o ano 2020 prevê-se que cerca de 805.000 mil clientes beneficiarão de tarifa social de eletricidade.

Figura 2-8 - Número de famílias beneficiárias da tarifa social



Fonte: ERSE, Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2020, p. 10

6. O crescimento acentuado do número de famílias beneficiárias durante o terceiro trimestre de 2016 deveu-se às suprarreferidas mudanças no processo de atribuição da tarifa social, o qual passou a ter um carácter automático desde 1 de julho de 2016, sem exigir uma solicitação prévia do consumidor e centralizado na Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG).
7. Por seu turno, da análise do Quadro 4-43 que apresenta a previsão para o número de beneficiários com tarifa social em 2020 desagregado entre Continente e Regiões Autónomas e para o correspondente valor do desconto que será suportado pelos titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, na proporção da potência instalada de cada centro electroprodutor, e por comparação com o previsto pela ERSE no documento que fixa as tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2019, conforme quadro 4-41, verifica-se que:
  - no Continente prevê-se um decréscimo de 15.227 beneficiários em 2020 face ao registado em 2019;
  - na RA Açores prevê-se um decréscimo de 1.732 beneficiários;
  - na RA Madeira prevê-se um acréscimo de 780 beneficiários.

Quadro 4-43 - Clientes tarifa social e valor global do desconto

	N.º clientes beneficiários tarifa social	Desconto a suportar pelos produtores (M€)
Portugal continental	762 822	102 744
RA Açores	19 157	2 885
RA Madeira	23 141	3 430

Fonte: ERSE, Proposta de Tarifas e Preços para 2020, p. 151

Quadro 4-41 - Clientes tarifa social e valor global do desconto em 2019

	Nº clientes beneficiários tarifa social	Desconto a suportar pelos Produtores (Mil €)
Portugal continental	778 049	103 743
RA Açores	20 889	2 955
RA Madeira	22 361	2 991

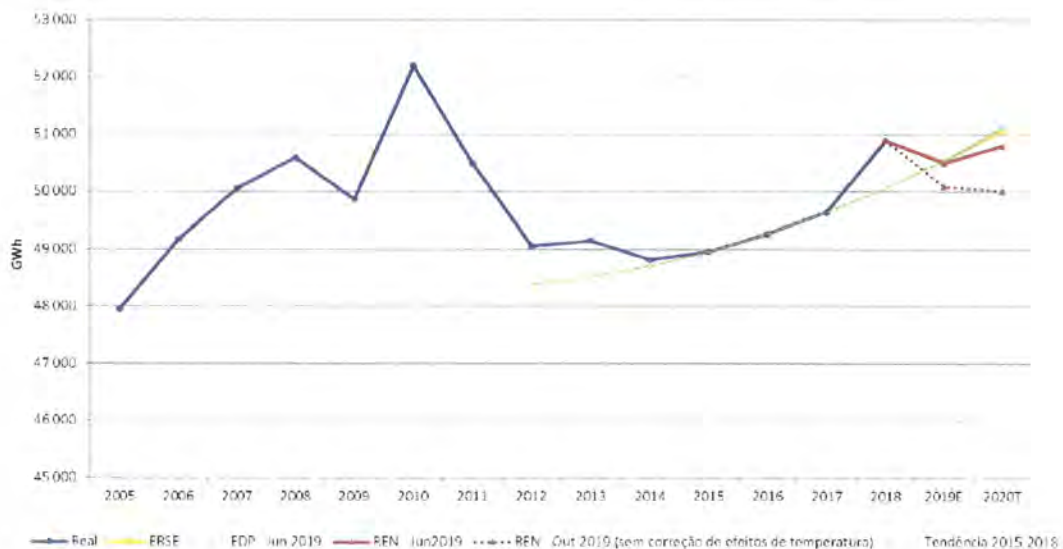
Fonte: ERSE, Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2019, p. 149

8. Tendo em conta a evolução do número de beneficiários da tarifa social, o CT considera importante que se proceda a uma aprofundada avaliação da implementação da tarifa social em todo o território nacional, que nomeadamente apresente os fundamentos para esta evolução e assegure a revisitação dos critérios de elegibilidade à luz dos objetivos subjacentes à atribuição da tarifa social.

#### F. Caracterização da Procura de Energia Elétrica em 2020

1. A ERSE estima para 2019 um consumo referido à emissão cerca de 0,7% inferior ao verificado em 2018. Este consumo encontra-se alinhado com a estimativa da EDP-D (junho 2019, -0,7%) e da REN (junho 2019, -0,9%).
2. O CT reconhece que todas as estimativas refletem uma redução da taxa de crescimento o que se considera consistente. Ainda assim, o CT recomenda que para a fixação final das tarifas, seja considerada uma previsão da procura para 2020 que reflita a informação mais recente designadamente o consumo registado até novembro de 2019.
3. O CT recomenda ainda que na informação gráfica apresentada, as referências à variação do consumo sejam coerentes. Os modelos de previsão devem refletir naturalmente a informação mais recente, com projeções corrigidas dos efeitos de temperatura. Assim, o gráfico da figura 2-2 da Proposta Tarifária deve ser ajustado em conformidade no documento das tarifas para 2020:

Figura 2-2 - Evolução do consumo referido à emissão em Portugal continental



Fonte: ERSE, "Caracterização da procura de energia elétrica em 2020", out 2019

**G. Processo de extinção das TTVCF**

1. O processo de extinção das tarifas transitórias de venda a clientes finais de eletricidade, no continente, a clientes com consumos em MAT, AT, MT e Baixa Tensão Especial (BTE) foi regulado pelo 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 foi sendo sucessivamente alargado. Foi o Decreto-Lei n.º 13/2014, de 22 de janeiro, que 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 aprovado 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. Mais recentemente, foi aprovado pela Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, regulamentado pela Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro, e Diretiva ERSE 1/2018, de 3 de janeiro, 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. Tendo em conta o mais recente Boletim sobre o Mercado Liberalizado de Eletricidade da ERSE, o Mercado Regulado de Portugal Continental conta ainda com mais de 1 milhão de clientes e um consumo de mais de 2,5 TWh, essencialmente concentrado no segmento Doméstico.
8. O CT constata que o artigo 5.º da Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativo a regras comuns para o mercado interno da eletricidade estabelece que os Estados-Membros devem apresentar periodicamente à Comissão Europeia relatórios de acompanhamento que devem conter, nomeadamente, *“uma avaliação dos progressos realizados no sentido de alcançar uma concorrência efetiva entre os comercializadores e da transição para preços baseados no mercado”*.
9. Adicionalmente, a Diretiva determina o eventual prolongamento da existência de tarifas reguladas pelo menos até 2025, ainda que tal fique dependente da verificação de determinados critérios.
10. O CT reconhece a importância do aprofundamento do mercado livre, por esse motivo, e tendo presente o prazo definido na atual legislação para a extinção da TTVCF, recomenda que:
  - a. se continue a reforçar as condições para a execução do princípio de liberdade de escolha dos consumidores;

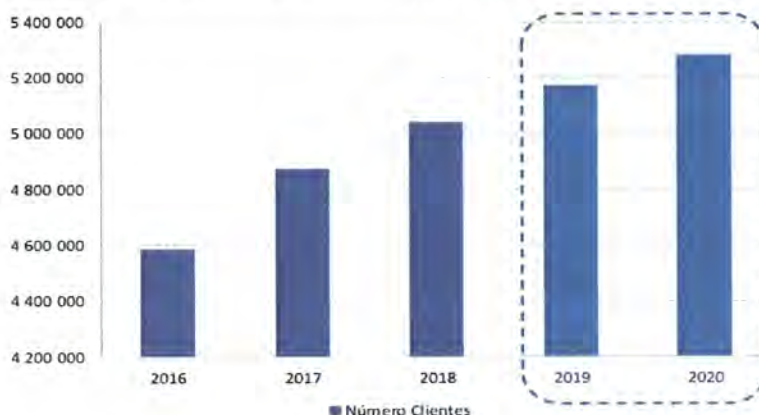
b. se transmita mensagens claras ao mercado, nomeadamente sobre a coexistência entre mercado regulado e mercado livre, de forma a adequar o desenvolvimento dos investimentos dos Agentes.

11. Ainda assim, recomenda o CT que a ERSE clarifique junto dos órgãos competentes a estratégia que permita não apenas uma plena dinamização do mercado concretizando a transposição das Diretivas Europeias, bem como, se garanta aos consumidores em mercado regulado o seu direito de informação.

#### H. Evolução dos Mercados (Mercado Liberalizado vs. Regulado)

1. No que respeita ao número de clientes no mercado livre, o quadro evolutivo aponta para um valor médio global de cerca de 5,17 milhões clientes em 2019 e cerca de 5,28 milhões em 2020.

Figura 2-6 - Número de clientes em mercado livre com valores previsionais para 2019 e 2020



Fonte: ERSE, "Caracterização da procura de energia elétrica em 2020", out 2019

2. Em 2019, esta evolução resulta, entre outros aspetos, da continuação da migração gradual do mercado com tarifa transitória dos clientes de maior consumo individual devido, por um lado, à prevista extinção destas tarifas para todos os clientes e, por outro, pela diversidade de ofertas competitivas que vão aparecendo no mercado livre.
3. Embora este facto contribua para o ritmo de entrada dos clientes em BTN no mercado livre desde o final de 2012, a possibilidade de regresso ao mercado regulado, desde janeiro de 2018, e a consequente redução do impacto da passagem de clientes do mercado regulado para o mercado livre, entende o CT ser expectável que haja uma redução do ritmo de crescimento deste segmento de clientes no mercado livre.
4. De acordo com o último Relatório do Mercado Liberalizado de Eletricidade publicado pela ERSE, no final do mês de agosto de 2019, em termos absolutos, o número acumulado de clientes em mercado livre ascendia a 5 201 340 (83% do número total de clientes), representando o seu consumo cerca de 94,2% do consumo total.
5. O CT constata que a liberalização do mercado de eletricidade tem sido positiva, uma vez que ao longo dos anos os agentes em regime de mercado têm disponibilizado um conjunto numeroso de ofertas comerciais.
6. Nesse sentido, o CT reconhece ser fundamental o acompanhamento da evolução do número de consumidores no mercado livre, bem como a existência de simuladores que permitam aos consumidores avaliar as várias ofertas comerciais disponíveis.

7. Não obstante o facto de entre janeiro de 2018 e junho de 2019 terem regressado ao mercado regulado 14.886 clientes, o que representa menos de 0,3% dos clientes em ML, a ERSE considera que podem existir impactos no ritmo de transição de clientes para o mercado liberalizado e no regresso de clientes ao mercado regulado, mencionando que “deverá assistir-se, em 2019 e 2020, tal como em 2018 a um abrandamento do ritmo de transição de clientes para mercado, face ao observado até 2017, que se associa às alterações do quadro legal para a extinção das tarifas transitórias para o fornecimento a clientes finais (prazo alargado para o final de 2020) e à existência da possibilidade de regresso ao mercado regulado desde de janeiro de 2018”.
  8. Este regime implica que se mantenham as exigências impostas aos comercializadores de promoverem na sua fatura um conjunto de informações, nomeadamente, a diferença entre o preço praticado em regime de mercado e na tarifa regulada.
  9. 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 impactos quer no mercado livre, quer no CUR.
- I. Regulamentação da Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro**
1. Em janeiro de 2019 foi publicada a Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro, referente ao regime de cumprimento do dever de informação do comercializador de energia ao consumidor, que introduz mudanças relevantes na informação a prestar pelos comercializadores ao consumidor final de energia, obrigando a uma maior densificação e detalhe da informação prestada ao consumidor.
  2. De acordo com a última informação obtida pelo CT, a ERSE deverá disponibilizar para consulta pública até ao final do ano de 2019 a sub-regulamentação decorrente da aprovação da Lei referida, acompanhando a revisão do RRC.
  3. O CT recomenda à ERSE que, na revisão da sub-regulamentação em causa, vise a minimização dos custos associados e da complexidade burocrática, por forma a reduzir os possíveis impactos nos Agentes e consequentemente no consumidor final.
- J. OLMC**
1. A atividade de OLMC está atribuída à ADENE.
  2. Dando cumprimento ao disposto no Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, nomeadamente no que respeita ao não agravamento de custos já existentes para os consumidores de eletricidade e gás natural, a ERSE baseando-se na proposta de plano de negócios apresentado pelo OLMC 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.
  3. Este nível de custos assentou no alisamento a três anos dos custos de investimento e de exploração previstos pelo OLMC no seu plano de negócios para o período 2018-2020, por forma a diminuir a volatilidade tarifária que estaria associada à recuperação dos custos de arranque da atividade num único ano.
  4. Assim, o montante de proveitos permitidos ao OLMC na atividade de OLMC para 2020 é de 1,214 M€ a que acresce o montante de 0,313 M€ de ajustamentos tendo em conta que o OLMC não recuperou em 2018 os proveitos permitidos previstos em 2017.



5. Como referido no Parecer à Proposta de Tarifas para 2019, o CT considera essencial a estabilidade no funcionamento da atividade do OLMC, e o equilíbrio económico-financeiro do mesmo, tendo naturalmente presente a premissa do não agravamento de custos para os consumidores.

**K. Reconhecimento de proveitos no âmbito do fornecimento supletivo**

1. Na definição de tarifas e preços para 2019, a ERSE informou ter ativado o fornecimento supletivo, pelo CUR em maio e novembro de 2017, aos clientes dos comercializadores Voltagequation e Elygas que foram impedidos de assegurar a sua atividade primária. Em consequência:

- reconheceu em base de proveitos do operador da rede de distribuição, 80% dos valores apurados com os incumprimentos dos comercializadores Voltagequation e Elygas, no montante de 2,7M€, ficando os restantes 20% dependentes das ações intentadas contra os referidos comercializadores, nos termos previstos na Lei, para a recuperação dos créditos em causa, e do resultado que estas viessem a produzir;
- referiu que ... *“se encontrava a analisar e avaliar a situação reportada pelo ORT referente a dívida vencida de um comercializador de mercado, incorrida no âmbito do mercado de serviços de sistema, que ascende a um montante de cerca de um milhão de euros”*<sup>12</sup>.

Relevando a ausência de qualquer regulamentação que sustente a opção de imputação destes custos aos consumidores, o CT em 2018 não se opôs, de forma a garantir a salvaguarda da integridade do SEN.

2. Adicionalmente, no seu parecer de 15/novembro/2018<sup>13</sup>, o CT propôs medidas supletivas no sentido de robustecer os procedimentos em vigor em duas vertentes indissociáveis, que no seu entendimento urgia serem tomadas:
- Gestão prudencial na atribuição de licenças de comercialização;
  - Gestão integrada de riscos e garantias.
3. Esta proposta mereceu o acordo da ERSE expresso no documento de *“Comentários ao Parecer do CT”*.
4. Assim, o CT regista positivamente a publicação do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, que cria a *“Gestão de riscos e garantias no SEN”*, legislação que integra o modelo e as principais preocupações manifestadas pelo CT.
5. No entanto, o CT destaca o facto de a ERSE, decorridos 2 anos sobre a revisão do Regulamento das Relações Comerciais (RRC), em 2017, não ter ainda promovido a Regulamentação nele prevista (art.º 99º A, B e C), tendo produzido um *“Regime transitório de gestão de riscos e garantias no SEN”* através da Diretiva n.º 11/2018, de 22 de junho.
6. Nesta conformidade o CT recomenda à ERSE a revisão urgente do RRC, bem como do desenvolvimento da Regulamentação da atividade de gestão de garantias no âmbito do SEN, estatuída no art.º 58 - D do supracitado decreto-lei.
7. Na definição de tarifas e preços para 2020, a ERSE informa:

<sup>12</sup> Documento de Proveitos permitidos em 2019, pág.78

<sup>13</sup> Ponto G. da Especialidade.

- a. que as entidades visadas, EDP D e REN, sinalizaram a inexistência de qualquer recuperação de créditos;
  - b. ter sido registada nova insolvência em 2019 de outro comercializador (Elusa);
- e propõe:
- c. abordagem semelhante à seguida no ano transato para a situação de fornecimento supletivo desencadeada em 2019, para o comercializador Elusa, o que corresponde a 959,4 milhares de euros. Nesta abordagem não está explicitamente referido o tratamento das situações reportadas pelo ORT no âmbito do mercado de serviços de sistema, que referia estar em análise quando da publicação das decisões relativas às tarifas de 2019.
8. As insolvências de pequenos comercializadores de energia registadas até ao momento traduzem-se em mais de 6 M€ de dívidas ao SEN. Cerca de 5 M€ do acesso às redes e mais de 1 M€ no mercado de serviços de sistema.
  9. O risco para o SEN resulta agravado pelo facto de, independentemente da sua dimensão, através dos meios digitais existentes, estes comercializadores poderão captar de forma rápida um elevado número de clientes, sem que existam meios igualmente eficazes de ajustar concomitantemente a proteção do risco para o SEN.
  10. Em caso de incumprimento, o mercado de serviços de sistema resulta prejudicado quando estes comercializadores, mantendo a sua carteira, acabam por nele se abastecerem como último recurso, uma vez esgotado o seu crédito para acesso ao MIBEL.
  11. O encerramento do acesso aos mercados devia ser síncrono, evitando assim prolongar de forma artificial uma atividade tecnicamente falida, sem hipóteses de o ORT atuar no quadro regulamentar em tempo útil.
  12. A legislação e regulamentação atualmente em vigor mostram-se insuficientes para limitar os prejuízos das insolvências, pela morosidade nos processos de acionamento de garantias e suspensão da carteira do comercializador, sendo omissas quanto ao tratamento a dar aos valores em dívida. Neste quadro, a ERSE decidiu reconhecer em tarifas 80% dos valores em dívida ao Operador de Rede de Distribuição (ORD) pelos custos com o acesso às redes, continuando por decidir o tratamento da dívida ao mercado de serviços de sistema.
  13. Adicionalmente, o CT recomenda que sejam avaliadas outras medidas específicas que contribuam para mitigar este risco do SEN:
    - a. Revisão urgente da regulamentação prevista no RRC possibilitando aos operadores agirem de forma célere a eventuais incumprimentos, limitando os prejuízos para o SEN que estes comercializadores possam vir a induzir, e a conclusão dos processos pendentes;
    - b. Possibilitar a redução da duração do ciclo de faturação entre os operadores e os comercializadores, quando a dívida se encontrar em situação crescente durante 2 meses consecutivos, para reduzir o risco de incumprimento e o valor das garantias;
    - c. Em caso de incumprimento confirmado, transferir de forma célere para o CUR a carteira de clientes desse comercializador, como medida cautelar.

#### **L. Proveitos do CUR**

1. De entre as atividades desempenhadas pelo CUR, cumpre destacar os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial com remuneração por tarifa fixada administrativamente (CVEE PRE).
2. O CT assinala que, na ausência de despacho do Secretário de Estado da Energia a fixar o valor que terá sido recebido em excesso pelos PRE que terão beneficiado da acumulação da tarifa garantida com outros apoios públicos à promoção e ao desenvolvimento de energias renováveis, no exercício tarifário de 2019 a ERSE voltou a deduzir 140 M€ aos proveitos permitidos da atividade de CVEE PRE do CUR no âmbito das medidas de mitigação a abater ao sobrecusto da PRE.
3. O CT constata que, até ao momento, continua por definir o enquadramento legal ou metodologia de cálculo que permita ao CUR identificar os montantes a cobrar aos produtores em questão, o que levou à acumulação em 2019 de um desvio no mesmo valor nos proveitos permitidos do CUR, o qual era passível de ser recuperado nas tarifas de 2020 em sede do ajustamento provisório desta atividade.
4. No seu parecer sobre a proposta de tarifas para 2019, o CT alertou para o impacto de um desvio desta dimensão no equilíbrio económico-financeiro do CUR. Com efeito, desde 2017 que, com grande esforço financeiro, o CUR se encontra a financiar o SEN em 140 M€, estando a suportar custos de financiamento superiores à remuneração que vai auferir das tarifas, atendendo aos *spreads* que têm vindo a ser considerados pela ERSE para remunerar os ajustamentos tarifários de 2017 em diante, o que representa uma perda financeira para a empresa.
5. O CT reitera esta preocupação e recomenda que a ERSE desenvolva as necessárias diligências com vista à publicação do despacho do Secretário de Estado da Energia a definir o valor por MWh a abater à remuneração paga pelo CUR aos produtores que vierem a ser identificados pela DGEG, tal como previsto na Portaria n.º 69/2017, de 16 de fevereiro.

#### **M. Proveitos do Operador da Rede de Transporte (ORT)**

##### **M.1. Atividade de Gestão Global do Sistema**

1. A designada 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 positivamente que a previsão de investimento para o ano de 2020 de 7,4 M€ representa o valor mais baixo previsto desde 2015. Os custos de exploração resultam da aplicação da metodologia de apreciação da base de custos e dos parâmetros fixados para o período regulatório 2018-2020.
3. Em particular o CT constata que o montante total dos custos diretos da GGS considerados para tarifas de 2020 é de 28,2 M€ comparável com os 26,3 M€, de 2019.
4. Conforme explicitado no ponto K do presente parecer, o CT sublinha a criticidade da GGS, em particular na garantia do funcionamento continuado do mercado de serviços de sistema, parte integrante do SEN. Este mercado específico não pode regulamentarmente estar exposto ao risco de

crédito dos agentes pelo que urge eliminar as consequências ainda presentes desse risco, repondo os valores em dívida para com o SEN.

5. Relativamente aos custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, o CT releva:
- **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 a existência de ajustamentos tarifários nos anos seguintes;
  - **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. O CT não pode deixar de estranhar a ausência de relatórios posteriores;
  - **Custos com os incentivos à garantia de potência** - A proposta de tarifas e preços para 2020 indica as unidades que estão a receber o incentivo ao investimento para tecnologias de produção a partir de fontes hídricas e o seu montante. Refere ainda a ERSE “[...] *No que respeita ao aproveitamento hidroelétrico de Foz Tua, aguarda-se o reconhecimento da elegibilidade para receber este incentivo e a homologação dos montantes referentes a 2018 e 2019. Após interações com a DGEG, a ERSE deu em 25 de julho de 2019 o seu parecer definitivo sobre este processo. De acordo com informação da DGEG constante no pedido de parecer à ERSE, após homologação pelo membro do Governo responsável pela área da energia, o incentivo para este produtor produzirá efeitos no mês de junho de 2018.*” Tendo em conta que o incentivo a este produtor produz efeitos a partir de junho de 2018, o CT assinala os eventuais custos adicionais que resultarão do atraso da decisão.

#### **M.2 Atividade de Transporte de Energia Elétrica**

1. Relativamente aos proveitos permitidos desta atividade, o CT releva o facto de para tarifas de 2019 estarem previstos 283,2 M€ e presentemente para as tarifas de 2020 estarem considerados proveitos de 273,7 M€. Esta redução de proveitos permitidos de 2020 face a 2019 tem como base a redução da taxa de remuneração e do valor do ativo líquido, bem como do aumento dos ajustamentos de t-2.
2. O CT igualmente destaca a aprovação do PDIRT 2018-2027 e o seguimento que a ERSE naturalmente dará à execução dos investimentos associados.

#### **N. Proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica (DEE)**

1. No período regulatório em vigor, os proveitos da atividade de DEE em AT/MT são calculados através de uma metodologia do tipo *price cap* aplicada ao OPEX, sendo os custos com capital (CAPEX) analisados separadamente. Os proveitos permitidos da atividade de DEE em BT são calculados através de uma metodologia do tipo *price cap* aplicada ao TOTEX.
2. Para além dos proveitos calculados com base nos parâmetros fixados para o atual período de regulação, fazem parte dos proveitos permitidos desta atividade outros custos, nomeadamente:
  - I. Correção de proveitos associados ao aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações;
  - II. Remuneração das instalações integradas nas redes inteligentes;

- III. Devolução de mais-valias obtidas com a alienação de imóveis;
- IV. Tratamento em sede de proveitos permitidos dos montantes de redução de perdas e combate à fraude;
- V. Dívidas de pequenos comercializadores.

**3. Da análise detalhada de algumas destas rubricas resulta:**

**I. Correção de proveitos associados ao aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações**

- a. A ERSE manteve a partilha com os clientes do SEN dos ganhos reais obtidos pelo ORD com o aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações entre 2015 e 2017 (3,3 M€).
- b. Considera ainda, no ajustamento tarifário de 2018, um valor a devolver de 2M€, referente à diferença entre os ganhos reais obtidos em 2018 (primeiro ano do período regulatório 2018-2020) com esta atividade e os valores considerados na base de custos definida para o atual período regulatório.
- c. Na medida em que nas Tarifas de 2018 já estava a ser considerada, fora do *price-cap*, uma estimativa de ganho de 1,2 M€, o montante líquido de ajustamento nas tarifas de 2020 ascende a 0,9M€, a devolver ao sistema.
- d. Prevendo-se que o acentuado esforço de infraestruturização e de sensorização das cidades e territórios venha a aumentar o interesse dos operadores de telecomunicações pelo uso da rede capilar de infraestruturas elétricas, o CT entende que devem ser criadas, no próximo período regulatório, as adequadas condições regulamentares e legais que enquadrem esta atividade.
- e. 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.
- f. Mais entende o CT que deve ser fixada a repartição adequada desta contrapartida entre concedentes, concessionários e tarifas.

**II. Remuneração das instalações integradas nas redes inteligentes**

- a. A ERSE aprovou o Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica, n.º 610/2019, publicado no Diário da República, 2.ª Série, n.º 147, de 02 de agosto de 2019, que estabelece regras para os serviços a prestar pelos ORD BT no âmbito das redes inteligentes de distribuição de energia elétrica.
- b. No sentido de assegurar a eficácia económica da disponibilização de serviços de redes inteligentes, a ERSE propõe a criação de um incentivo específico que leve os operadores a desenvolvê-los, assegurando igualmente que a partilha dos benefícios decorrentes destes serviços seja feita de forma equilibrada entre todos os consumidores.
- c. Assim, a ERSE quantificou os benefícios da integração de instalações de consumo nas redes inteligentes e definiu um critério de partilha equitativa desses benefícios entre consumidores e ORD, considerando que o valor de K deve permitir ao ORD BT uma partilha de benefícios que compense o seu esforço financeiro até, no máximo, 50% do total dos benefícios líquidos.

Quadro 6-1 - Intervalo de benefícios e parâmetro K

	Partilha de 50% dos benefícios totais	Benefícios totais
Benefícios líquidos por instalação (euros) a partilhar com ORD BT	70	140
Valor equivalente de K (T=8 anos)	8,75	-

Fonte: ERSE, Proposta de Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2020

- d. A ERSE decidiu considerar apenas o valor atual do montante de custos diretamente evitados na atividade distribuição em BT. O CT questiona as razões subjacentes à adoção desta metodologia, em especial quando anunciou que o incentivo seria calculado com base na partilha de benefícios líquidos.

Quadro 6-2 - Intervalo de custos evitados e parâmetro K

	Custos evitados na atividade de distribuição em BT sem perdas comerciais (sem considerar partilha de ganhos com consumidores)	Custos evitados na atividade de distribuição em BT com 50% de custos evitados com perdas comerciais
Valor por instalação (euros) a partilhar com ORD BT	41,8	63,1
Valor equivalente de K (T=8 anos)	5,2	7,9

Fonte: ERSE, Proposta de Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2020

Quadro 6-3 - Parâmetros a aplicar no ISI

Parâmetros	2019	2020
$K_W^{OBTj}$ (euros)	5,0	5,08
$T_w$ (número de anos)	8	8

Fonte: ERSE, Proposta de Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2020

### III. Devolução de mais-valias obtidas com a alienação de imóveis

- Dando seguimento à análise anunciada no documento de tarifas de 2019, a ERSE propõe agora a devolução às tarifas de um montante de 16,1 milhões de euros referentes a metade das mais-valias líquidas obtidas com a venda de imóveis entre 2009 e 2018 e reportados pela EDP Distribuição no relatório e contas estatutário e nas contas reguladas reais.
- Atenta a importância da gestão adequada do património imobiliário afeto às concessões que por razões técnicas ou económicas deixou de ter utilidade, esta é uma matéria que o CT considera relevante.
- Por razões de eficiência económica e eficácia operacional, a concessionária da RND e de grande parte das redes BT faz uma gestão integrada e comum dos imóveis das concessões, o que dificulta a sua afetação a uma ou mais concessões específicas, pelo que a definição de regras de repartição destes ativos pode ter implicações transversais ao nível de múltiplas concessões, devendo estas

regras ser promotoras de decisões racionais e adequadas de gestão do património das concessões.

- d. A manutenção deste património acarretaria custos para o sistema, pelo que a sua alienação se revela acertada.
- e. Neste sentido, o CT considera que a ERSE deve definir as chaves de repartição necessárias à afetação, às diferentes concessões, dos imóveis adquiridos pela EDP Distribuição, bem como das condições a impor à concessionária para a afetação e desafetação de imóveis.
- f. O CT vê ainda com apreensão as dúvidas levantadas pela ERSE no documento de tarifas, condicionando a presente proposta a posições posteriores que os concedentes venham a tomar nesta matéria, bem como subsistem fundadas dúvidas quanto aos esclarecimentos prestados pela ERSE na resposta às questões do CT, nomeadamente no destino a dar às mais-valias líquidas obtidas com a venda de imóveis entre 2009 e 2018, garantindo os direitos de consumidores, concessionárias e concedentes.
- g. Entende o CT que a consideração dos valores em apreço nas tarifas de eletricidade só se deverá concretizar caso exista uma decisão fundamentada nesse sentido, que assegure a necessária certeza jurídica.

#### **I.V. Tratamento em sede de proveitos permitidos dos montantes de redução de perdas e combate à fraude**

##### **I.V.1. Consideração da energia recuperada no combate à fraude no balanço energético para efeitos do cálculo do valor das perdas.**

- a. A fraude, um consumo ilícito de eletricidade, é prejudicial para todos os agentes do SEN, o que tem motivado a implementação pelo ORD de novas metodologias para o combate à fraude.
- b. Estas novas metodologias, que complementam as medidas mais tradicionais de combate à fraude dependentes de ações diretas em visita à instalação de consumo, estão focadas na análise remota de grandezas elétricas (diagramas de carga, tensões, intensidades de corrente) e na facilitação de acesso a canais de comunicação para denúncia de eventuais atos ilícitos.
- c. Os procedimentos subsequentes à deteção de fraude são aplicados de acordo com a legislação e regulamentação em vigor e incluem a determinação do valor de energia, a valorização da energia consumida, o pedido de indemnização diretamente ao cliente final e a receção e cobrança do valor em dívida, incidindo sobre os três anos anteriores à deteção do ilícito.
- d. Nas Contas Reguladas Reais (CRR) de cada ano é apresentado um Balanço de Energia Elétrica (N4-DV-26 - Balanço Energia) que traduz em unidades físicas os fluxos financeiros apresentados noutros mapas do mesmo Relatório. Trata-se, assim, de uma visão contabilística dos fluxos de energia registados em cada ano.
- e. Na medida em que a energia e as perdas reportadas no Balanço de Energia Elétrica servem de base ao cálculo do referido incentivo, o mapa das CRR exclui a recuperação de fraude, ou seja, a energia recuperada não é incluída no Balanço Energético não tendo hoje qualquer impacto nas perdas reportadas.

- f. No n.º 6 do art.º 266.º do RRC, é referido que *“os montantes recuperados pelo operador da rede de distribuição devem ser repercutidos nas tarifas nos termos do Regulamento Tarifário, devendo a componente de energia ser descontada à valorização da energia de perdas”*.
- g. Assim, o CT recomenda que seja considerada a energia recuperada no combate à fraude no balanço energético para efeitos do cálculo do valor das perdas e do correspondente incentivo, dando cumprimento ao estipulado no RRC.

#### **I.V.2. Adaptação da legislação e regras aplicáveis ao combate à fraude**

- a. Não obstante a deteção de elevado número de fraudes<sup>14</sup> e de volumes de energia recuperada da fraude, desde o início até à correção, superiores a 135GWh/ano, a recuperação dos valores em dívida afigura-se muito difícil, recomendando o CT a revisão dos procedimentos e legislação aplicável.
- b. Sem prejuízo dos legítimos direitos dos consumidores, as regras atuais poderão não ser dissuasoras da prática da fraude, atendendo:
  - à impossibilidade de interrupção do fornecimento;
  - à ausência de penalização no preço a pagar;
  - ao benefício do infrator por isenção de IVA (fruto de faturação como indemnização);
  - à inadequação de mecanismos de garantia de cobrança.
- c. Assim, recomenda o CT que seja promovida a revisão do Decreto-Lei n.º 328/90, de 22 de outubro, com vista ao reforço das medidas de combate às práticas fraudulentas, no consumo de energia elétrica e da potência tomada, e incorporação adequada em sede de revisão do RRC.

#### **V. Dívidas de pequenos comercializadores**

- a. A socialização na tarifa dos custos decorrentes da falência de agentes de mercado é um mecanismo corrente em diversos países no espaço europeu.
- b. A ERSE tem recorrido às medidas de regulação assimétrica previstas na Lei, que comportam menor exigência, com o conseqüente aumento do risco para o SEN.
- c. Entre estas medidas pode-se considerar: a limitação dos valores exigíveis a título de garantias; o alargamento do prazo de pagamento para 45 dias, aumentando o risco de incumprimento; o retardamento da instrução de cessação do contrato.
- d. Esta última situação verifica-se mesmo após a inibição de celebração de novos contratos, donde decorre a perda de clientes, a redução de faturação e conseqüentemente a redução do valor da caução exigível, aumentando a dívida e o já evidente risco de falência.
- e. O ORD confronta-se com o aumento da dívida, ao mesmo tempo que é obrigado a pagar os URT ao ORT e a fazer as entregas correspondentes ao gestor de sistema, ao OLMC e aos demais intervenientes do sistema, incorrendo em custos sem ter receita.
- f. O CT solicitou à EDP D ponto de situação<sup>15</sup> no âmbito da recuperação das dívidas de Comercializadores, tendo sido informado que:

<sup>14</sup> mais de 63.000 em 2018 segundo dados do ORD

<sup>15</sup> Informação prestada pela EDPD





ERSE

ENTIDADE REGULADORA  
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

13  
P

**Voltagequation** – Valor da Dívida: 1.351.828,00€

**Elygas** – Valor da Dívida: 1.965.460,91€

**Elusa** – Valor da Dívida: 1.199.209,82€

Todos estes casos são objeto de processos judiciais em curso, cujo desfecho ainda se aguarda.

- g. Na definição de tarifas e preços para 2019, a ERSE propôs e foi aprovado o reconhecimento em base de proveitos de 80% dos valores apurados com os incumprimentos dos comercializadores Voltagequation e Elygas, ficando os restantes 20% dependentes das ações intentadas contra os referidos comercializadores, nos termos previstos na Lei, para a recuperação dos créditos em causa, e do resultado que estas viessem a produzir.
- h. Na proposta de tarifas para 2020 é proposto um adicional aos proveitos do ORD no montante de 959,4 milhares de euros correspondentes a 80% dos custos suportados pela EDPD com dívidas de um comercializador (Elusa), ficando mais uma vez os 20% pendentes do processo de insolvência judicial.
- i. Assim, a EDPD continua sem receber os 20% das dívidas condicionados pela evolução dos processos de insolvência em causa, situação que se afigura penalizadora para a empresa, visto incorrer em custos diversos, nomeadamente de contencioso, dos 20% em dívida e dos respetivos juros.
- j. Este ponto é particularmente relevante se a ERSE só reconhecer o valor da dívida sem juros, o que significaria que o ORD estaria a financiar o sistema.
- k. É entendimento do CT que o ORD não pode incorrer em custos que decorrem da inexistência ou incumprimento de regulamentação, que vise nomeadamente a adequada gestão das garantias e a idoneidade e robustez financeira dos operadores de mercado.
- l. Assim, sem prejuízo do expresso no ponto K alínea 12 do presente parecer, o CT recomenda à ERSE a urgente definição das condições de recuperação pelo ORD dos montantes correspondentes aos 20% das dívidas de comercializadores condicionados pelo procedimento de cobrança judicial, devendo prever a inscrição destes montantes em proveitos permitidos, acrescidos de juros, logo que comprovado que foram executadas todas as diligências de cobrança, incluindo o competente processo judicial.
- m. Concluído o processo judicial, deverão ser entregues ao sistema os montantes relativos a quaisquer recebimentos que se venham a verificar.

#### **O. Proveitos das empresas reguladas das RA**

##### **O.1. 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 (2018-2020), esteve o estudo<sup>16</sup> que o consultor externo DNV GL concluiu em novembro de 2016.
3. 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 obriga-nos 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 recomenda que a ERSE desenvolva, conjuntamente com as empresas reguladas das RA, um conveniente modelo no sentido de encontrar uma solução que permita adequar os parâmetros de aceitação dos custos com os combustíveis à nova realidade e dinâmica deste mercado.
7. Não obstante, face à relevância e urgência desta situação para a EEM, o CT sugere à ERSE que, em articulação com a empresa regulada, encontre uma solução rápida e adequada.
8. Igualmente atendendo ao período regulatório que se iniciará em 2021, considera o CT premente a elaboração de um novo estudo que alicerce os parâmetros a definir.

## **0.2 Remuneração das instalações integradas nas redes inteligentes**

1. No seguimento do referido anteriormente, na alínea II do n.º 3 ponto N, relativamente às regiões autónomas dos Açores e da Madeira, é ainda referido pela ERSE, na proposta de tarifas em apreço, o seguinte: "Registe-se que os valores agora propostos para os parâmetros K e T não refletem as especificidades do desenvolvimento destes serviços nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira, pelo que poderão ser posteriormente revistos para essas regiões, com a recolha de mais informação, designadamente de custos."
2. No entendimento do CT, justificar-se-ia, contudo, que fosse dada uma explicação mais particularizada, designadamente quanto ao facto de a ERSE não ter recolhido a informação necessária em tempo útil, bem como, quanto ao momento em que a mesma será recolhida.

## **P. Operadores de Rede Exclusivamente em Baixa Tensão (ORD BT)**

1. Conforme o CT expressou no seu Parecer relativo à "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2019", aos ORDBT foram, até 2017, aplicadas as TAR definidas para os consumidores ligados nas redes de distribuição de média tensão.

<sup>16</sup> DNV GL, Study on Reference Costs and Setting Efficiency Targets in the fuel purchase activity, 2016.

2. Para 2018, 2019 e 2020, a ERSE tem introduzido anualmente alterações equivalentes, que se traduzem num incremento das tarifas de acesso para os ORDBT.
3. O CT tem chamado a atenção em diversos dos seus Pareceres para a necessidade de ser definido um quadro normativo ao nível regulatório para as atividades de operação de distribuição de energia elétrica exclusivamente em BT, o qual deve abordar, entre outros temas, a exploração de redes exclusivamente em BT e a escala da sua operação, a separação de funções, bem como a aquisição de energia e o diferencial dos CIEG.
4. Na “Proposta de Tarifas e Preços para 2020” a ERSE assinala que a necessidade de ajuste regulamentar para o novo período regulatório determinará a definição dos princípios fundamentais da remuneração da atividade dos ORD BT, pelo que o CT fica a aguardar essas propostas de alterações regulamentares para emissão de Parecer.
5. Observada a inexistência de uma regulação direcionada para estes agentes do setor elétrico, o CT recomenda que seja efetuada pela ERSE uma monitorização que garanta o equilíbrio económico-financeiro dos ORDBT.

**Q. Regime de interruptibilidade**

1. A interruptibilidade é um serviço voluntário contratualizado com determinados consumidores disponíveis para, mediante remuneração, reduzir o seu consumo de eletricidade por ordem do operador da rede de transporte, para dar resposta a eventuais situações de emergência, além de flexibilizar a operação do sistema e contribuir para a segurança de abastecimento.
2. As empresas que prestam este serviço celebraram Contrato de Adesão ao Serviço de Interruptibilidade (Portaria nº 592/2010, de 29 de junho) e mantêm operativas as condições constantes do Procedimento do Sistema de Comunicação, Execução e Controlo do Serviço de Interruptibilidade, publicado pela ERSE em dezembro de 2010.
3. Por sua vez, o GGS supervisiona a fiabilidade permanente dos sistemas que serão atuados em caso de necessidade, não suscetível de ser resolvida em ambiente de mercado.
4. Não obstante nunca ter existido uma emergência que tenha obrigado o GGS a interromper ou reduzir o consumo nas empresas aderentes ao serviço, este não deixa de representar um mecanismo de funcionamento que importa preservar, desde que sejam ajustadas as condições contratuais de adesão.
5. No seu Parecer relativo à “Proposta de Tarifas e Preços para 2019” o CT assinalou desconhecer qualquer evolução no ajuste do modelo do serviço de interruptibilidade ao Mibel, como se encontra previsto na Portaria nº 268-A/2016, de 13 de outubro.
6. Na “Proposta de Tarifas e Preços para 2020” o CT constata um acréscimo com os custos deste serviço, acréscimo que, conforme esclarecimento prestado pela ERSE por solicitação do CT, se fica a dever ao *“ajustamento dos valores considerados nas tarifas de 2018, com base em dados reais, e ao incremento de custos de correntes da aplicação da Portaria 215-A/2013, de 1 de julho”*.
7. Conforme expresso em Pareceres anteriores do CT e discriminado no ponto B da Generalidade deste Parecer, o CT mantém a sua recomendação para que os custos com o Regime de Interruptibilidade sejam integrados nos CIEG.

## **R. Preço dos Outros Serviços**

### **R.1. Preços previstos no Regulamento de Relações Comerciais**

1. Nos termos do RRC em vigor (artigos 76.º, 136.º, 208.º e 270.º) compete à ERSE fixar anualmente os seguintes valores:
  - a. Preços dos serviços de interrupção e de restabelecimento do fornecimento de energia elétrica;
  - b. Quantia mínima a pagar em caso de mora;
  - c. Encargos com o serviço de ativação de instalações eventuais;
  - d. Preços de leitura extraordinária.
2. A ERSE mantém os pressupostos que tem vindo a seguir para a atualização do preçário aplicável referindo expressamente a sua atenção à reiterada recomendação do CT, que se concretizam em quatro princípios:
  - a. Promoção da aderência gradual dos preços regulados aos custos reais dos serviços;
  - b. Aceitação das propostas das empresas, quando devidamente justificadas;
  - c. Utilização do deflator implícito no consumo privado (1,6%) previsto para 2020 no Relatório *European Economic Forecast – Spring 2019*, no caso em que as empresas não apresentem justificação para manter os preços em vigor ou quando está prevista uma atualização por aplicação de um indexante de preço;
  - d. Manutenção da uniformização de preços conseguida a partir de 2012 para uma quantidade significativa de serviços.
3. Relativamente aos preços pelo serviço de leitura extraordinária a ERSE aceita a proposta das três empresas: EDPD, EDA e EEM. As duas últimas aplicam o referido deflator aos preços de 2019. A primeira aplica 5% sobre os mesmos preços, segundo cálculo obtido após repartição de custos contratualizados com os prestadores para a realização dos serviços em questão.
4. No que respeita à quantia mínima a pagar em caso de mora, que se mantém inalterada desde 1999 e que foi aplicada também às RA em 2004, por não haver de nenhuma destas empresas propostas de alteração de preços para 2020, conclui a ERSE que são adequados os que estão em vigor.
5. Quanto ao preço de ativação de fornecimento a instalações eventuais em vigor desde 2012, o RRC prevê que o valor dos encargos seja atualizado anualmente, a partir de janeiro de 2014, com a aplicação do fator implícito do consumo privado.
6. No que concerne aos preços dos serviços de interrupção e de restabelecimento do fornecimento de energia elétrica:
  - a. Para as instalações em MAT, a concessionária da RNT não apresentou proposta de alteração concluindo a ERSE pela manutenção dos preços em vigor;
  - b. Para as instalações em AT, MT e BT a nível do Continente a ERSE teve em conta a proposta da EDP D, aplicando ao mesmo tempo o princípio da limitação de 5% para os aumentos anuais dos preços dos serviços prestados aos clientes em BTN. No entanto não é claro na proposta da ERSE a justificação para a aceitação do aumento de 167,2% respeitante ao preço adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia nos prazos previstos no RQS;

- c. Para as instalações em MT e BT na RAA e para as instalações em AT, MT e BT na RAM foi aplicado o deflator suprarreferido.

**R.2. Preços previstos no regulamento dos serviços das redes inteligentes de distribuição de energia elétrica**

1. O Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes (RSRI), no artigo 33º, prevê preços regulados, a aprovar pela ERSE mediante proposta do ORD BT, para os seguintes serviços:
  - Alteração temporária da potência contratada de forma remota;
  - Operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição;
  - Interrupção e restabelecimento remotos;
  - Aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos ORD BT;
  - Recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes.
2. Os preços para os serviços a prestar pelos ORD BT no âmbito do RSRI contaram apenas com uma proposta da EDP Distribuição, e uma vez que se tratam de novos serviços ou serviços prestados de forma diferente dos atuais serviços, a metodologia apresentada para formação do preço estará sujeita a aperfeiçoamentos à medida que a experiência na sua prestação aumente.
3. O serviço de interrupção e restabelecimento remotos teve, pela primeira vez, preço publicado pela ERSE em 2016. O cálculo da proposta da EDPD para o preço a vigorar em 2020 baseou-se no acima referido, refletindo uma atitude prudencial perante a falta de experiência do desempenho destes serviços.
4. Relativamente à alteração temporária da potência contratada de forma remota, aplicável mediante facto imputável ao cliente, o preço será o proposto pela EDPD e equivale ao preço da interrupção e restabelecimento remoto, que se mantém, e é de 3 euros.
5. Quanto à desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição, a proposta da EDPD está em linha com a metodologia seguida para os preços dos serviços do RRC, relacionados com empreitada contínua, de 14 euros.
6. No que concerne à aquisição dos equipamentos de medição inteligentes aos ORD BT a proposta da EDPD reflete os preços de aquisição destes equipamentos de medição que serão 51,18 e 24,15 euros, respetivamente, para os medidores de instalações trifásicas e monofásicas.
7. Relativamente à recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente, mas não integradas em redes inteligentes, o preço apresentado na proposta da EDP D inclui uma ordem de serviço para deslocação ao local por parte de um prestador de serviços, tratamento da informação recolhida e sua disponibilização, e perfaz um valor de 29,58 euros que é aceite pela ERSE.
8. Os preços para todos estes serviços aplicam-se igualmente no Continente e nas RA.
9. O CT regista a prudência presente na proposta da EDPD que foi acolhida pela ERSE, atendendo à fase embrionária do processo, esperando que, de futuro, os dados da experiência permitam a todos os envolvidos cálculos mais amadurecidos e fundamentados.

#### **S. Qualidade de serviço**

1. A qualidade de serviço assegurada pelos operadores das redes elétricas e pelos comercializadores de eletricidade constitui um elemento fulcral do processo regulatório e é um fator importante a ter em conta no quadro da competitividade das empresas e das opções dos consumidores.
2. A par das tarifas e preços, a qualidade de serviço é um aspeto que os consumidores e as empresas valorizam cada vez mais e, nessa medida, o CT entende bem o destaque e a importância que o Regulador procura atribuir à qualidade de serviço.
3. O CT considera que as Propostas de fixação de Tarifas e Preços devem refletir a necessidade de cumprimento dos indicadores e padrões de qualidade previstos no Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) e, por isso, sinaliza positivamente a publicação pela ERSE, em momento prévio à discussão da presente Proposta de Tarifas e Preços, do Relatório da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico, na vertente técnica – continuidade de serviço e qualidade da energia elétrica –, relativo ao ano de 2018.
4. O CT regista positivamente o bom desempenho das empresas relativamente ao cumprimento dos padrões e indicadores de qualidade de serviço, na vertente técnica, mantendo a trajetória dos últimos anos, não obstante se ter registado o incumprimento pontual de alguns indicadores, em especial, no que tange à continuidade de serviço, o que se ficou a dever, essencialmente, a eventos excecionais externos.
5. Em síntese, o CT recomenda à ERSE e aos operadores que mantenham o foco na melhoria contínua da qualidade de serviço, nas vertentes técnica e comercial, no setor elétrico, valorizando este elemento do processo regulatório.

#### **T. Recomendações adicionais**

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

1. Desde 2011, motivado pela crise económica que afetou Portugal, ao fornecimento de energia elétrica passou a ser aplicada a taxa máxima de IVA.
2. Observada a evolução da situação económica, o CT tem abordado esta temática, objetivando que, por diligência da ERSE, o poder legislativo assumisse a aplicação da taxa mínima de IVA a um serviço público essencial.
3. Em 2018, a Proposta de Lei do Orçamento do Estado para 2019 introduziu uma ligeira alteração, a qual permitiu a aplicação da taxa mínima de IVA apenas à componente fixa das TAR da fatura de eletricidade para os escalões até 3,45 kVA da potência contratada em BTN, o que limitou fortemente o seu impacto no que concerne quer ao número de consumidores abrangidos quer ao valor de redução das suas faturas.
4. O CT, ao considerar que a taxa reduzida de IVA é a única que se afigura coerente aplicar a um serviço público essencial, reitera a necessidade da sua plena implementação, também alicerçada na evidência que sobressai da designada e publicitada transição energética.

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

1. Igualmente a cobrança da contribuição para o audiovisual (CAV), criada pela Lei n.º 30/2003, de 22 de agosto, não tem a concordância do CT quando é efetuada através da fatura de eletricidade,

considerando não existir qualquer conexão entre os dois serviços – fornecimento de eletricidade e rádio e televisão.

2. Também considera o CT que esta prática não contribui para uma correta e transparente forma de transmissão dos custos da eletricidade para os consumidores, tal como a ERSE expressou na sua resposta ao parecer do CT de 2019.
3. Em consequência, não pode o CT deixar de continuar a expressar a necessidade de ser alterada esta situação.

**C. Saldos de gerência**

1. O Parecer do CT relativo à “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2019”, abordou 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. O CT tomou conhecimento do Comunicado da ERSE de 28 de dezembro de 2018, no qual informou que o Secretário de Estado do Orçamento havia autorizado a transferência para as tarifas de 3 milhões de euros dos saldos de gerência, num total de 9 milhões de euros acumulados.
3. Aguarda o CT que o valor restante seja finalmente transferido para as tarifas com efeitos em 2020.

**D. Fontes de financiamento do SEN constantes da proposta de Orçamento do Estado (OE) 2019**

1. No ponto E, e seguintes, deste Parecer, o CT analisou as medidas mitigadoras constantes da fixação de tarifas para 2019 e propostas para 2020, que considera positivas desde que efetivamente concretizadas.
2. Atento o impacto *ex-ante* e *ex-post* das medidas mitigadoras na formação das tarifas, o CT reitera a importância da sua definição prévia pelos responsáveis, devidamente suportadas pelos necessários diplomas a publicar em tempo útil, bem como a sua efetiva transferência financeira para o SEN, relevando como dificilmente aceitável e/ou compreensível o facto de os consumidores serem chamados a pagar em sede de ajustamentos, com juros, verbas que não receberam.

**E. Projeto-piloto “Participação do consumo no mercado de reserva de regulação”**

1. O CT tomou conhecimento da evolução deste projeto-piloto através dos elementos publicados pela ERSE no seu site.
2. Por considerar que os resultados efetivos deste projeto-piloto podem trazer benefícios para o SEN, o CT aguarda o relatório final do mesmo e, decorrentemente, as alterações a efetuar no Regulamento Tarifário para a implementação de medidas que possam contribuir positivamente para atingir os objetivos.

**IV**

**CONCLUSÕES**

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

Em 15 de novembro de 2019, o parecer que antecede teve a seguinte votação:

**Votos a favor:** 20 (vinte) na globalidade, exceto pontos E.1 e N. ponto V com 2 (dois) votos contra;

**Votos contra:** 2 (dois) referentes a “ E.1. Tarifas de Acesso às Redes (TAR) ” e “ N. ponto V Dívidas de pequenos comercializadores “,

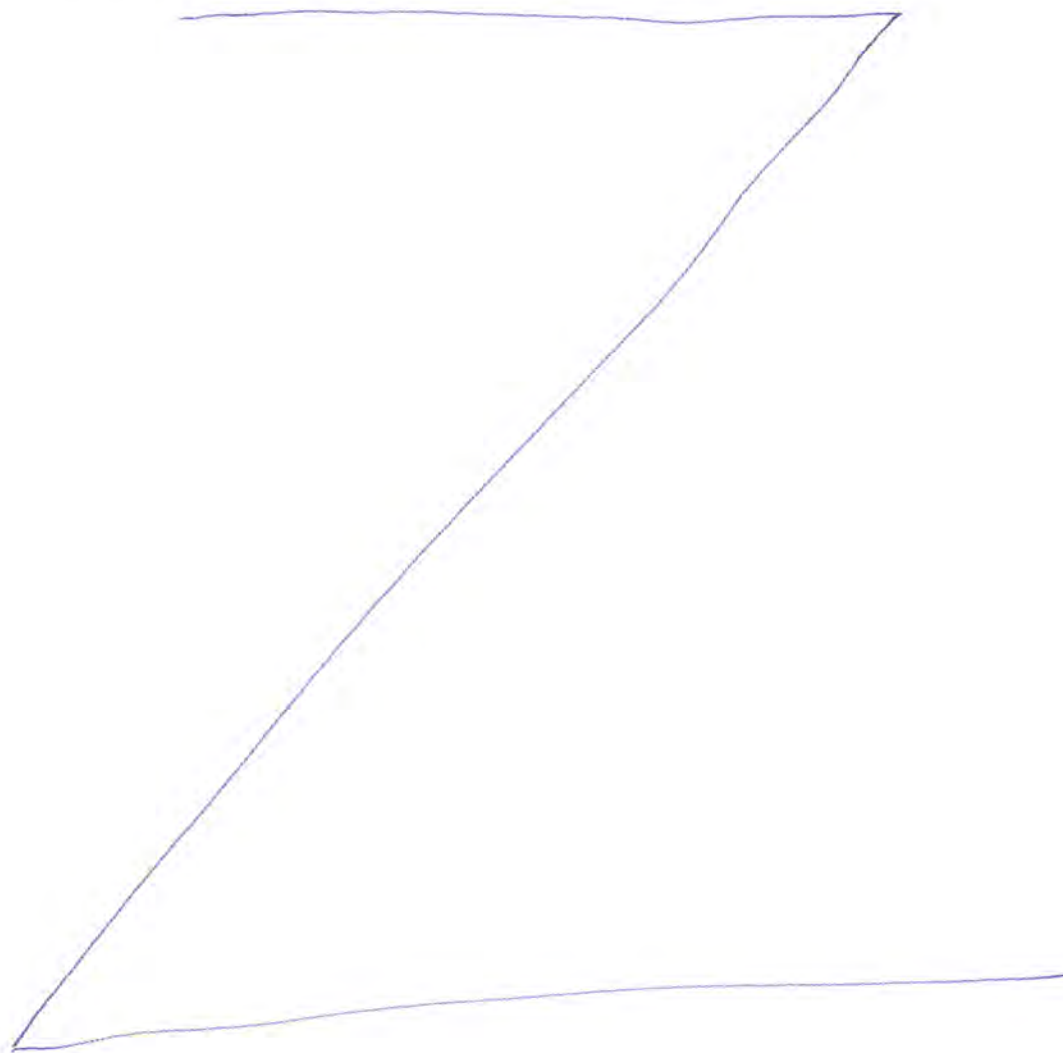
tendo sido aprovado por maioria.

O parecer que antecede contém **42 (quarenta)** páginas, sendo **2 (duas)** destinadas à votação e assinatura dos membros do conselho tarifário.

Constam ainda, mais **22 (vinte e duas)** páginas, que fazem parte integrante do mesmo:

- 18 (dezoito) contendo sentidos de voto;
- 4 (quatro) contendo declarações de voto,

o que perfaz um total de **64 (sessenta e quatro)** folhas.





P  
17

NOME E ENTIDADE REPRESENTADA	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
<b>António Cavalheiro</b> Representante de associações que tenham associados consumidores de eletricidade em média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT)	Anexo 1	pt. Ei e v do pt. M	—
<b>Carlos Silva</b> Representante de associações que tenham associados consumidores de eletricidade em média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT)	Anexo 2	pt. Ei e v do pt. M	—
<b>Célia Marques</b> Representante de associações de defesa do consumidor de caráter genérico -UGC	Anexo 3	—	—
<b>Carolina Gouveia</b> Representante de associações de defesa do consumidor de caráter genérico -DECO	Anexo 4	—	—
<b>Eduardo Quinta Nova</b> Representante de associações de defesa do consumidor de caráter genérico -UGC	Anexo 5	—	—
<b>Jorge Reis</b> Representante dos consumidores da região autónoma dos Açores - (ACRA)	Anexo 6	—	—
<b>Nuno Gomes</b> Representante das empresas do sistema elétrico da região dos Açores - (EDA)	Anexo 7	—	—
<b>Ricardo Ferrão</b> Representante de comercializadores de eletricidade em regime livre (Endesa)	Anexo 8	—	—
<b>Joana Simões</b> Representante do comercializador de último recurso de eletricidade que, nestas funções, atue em todo o território do continente - (EDP- Serviço Universal)	Anexo 9	—	—
<b>Joaquim Teixeira</b> Representante de entidades concessionárias de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT) - (CEVE)	Anexo 10	—	—
<b>Francisco Lopes</b> Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição de eletricidade (RND) - (EDP-Distribuição)	Anexo 11	—	—
<b>Vinay Pranjivan</b> Representante dos consumidores da região autónoma da Madeira - ACM (DECO)	Anexo 12	—	—
<b>Patrícia Carolino</b> Representante da Direção-Geral do Consumidor - (DGC)	(P)	—	—
<b>Luís Vasconcelos</b> Representante da Associação Nacional de Municípios - (ANMP)	Anexo 13	—	—
<b>Pedro Furtado</b> Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT) - (REN)	Anexo 14	—	—
<b>Rui Vieira</b> Representante das empresas do sistema elétrico da região Madeira - (EEM)	Anexo 15	—	—
<b>Vítor Machado</b> Representante de associações de defesa do consumidor de caráter genérico - (DECO)	Anexo 16	—	—

P  
 R

NOME E ENTIDADE REPRESENTADA	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
<b>Tiago Galo</b> Representante dos pequenos comercializadores da energia	Anexo 17	—	—
<b>Ana Vasconcelos</b> Personalidade de reconhecido mérito e independência a designar pelo membro do Governo responsável pela área do Ambiente	Anexo 18	—	—

	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO	VOTO DE QUALIDADE
<b>Manuela Moniz</b> Presidente do Conselho Tarifário nos termos do Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho	Manuela Moniz (16/06/13)			

*[A large blue handwritten mark, possibly a signature or a large 'Z' shape, is drawn across the lower half of the page.]*

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

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

P  
M

Parecer sobre a  
**PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2020**

## VOTO

Na qualidade de representantes dos consumidores de MAT, AT e MT, vimos pelo presente documento manifestar o nosso voto favorável ao parecer do Conselho Tarifário, secção elétrica, relativo à **“PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2020”**, com a exceção dos pontos sobre as tarifas de acesso e dívidas dos pequenos comercializadores em que votamos contra, com a seguinte declaração de voto.

### Declaração de voto

#### I – Sobre as tarifas de acesso:

O consumo de energia elétrica fornecida pelas redes, de acordo com as mais recentes previsões, será em 2020 na ordem do verificado em 2007 e apesar do aumento do consumo previsto para a mobilidade elétrica, perspectiva-se uma diminuição de consumos fornecido através das redes do SEN, por efeito da evolução acentuada do autoconsumo proveniente de produção solar.

Com a entrada em vigor da regulamentação do autoconsumo em 2020 é previsível que o efeito da transferência de consumos de energia recebida da rede por energia de origem solar (autoconsumo) venha a acentuar-se a partir dessa data, transição essa alavancada pelo diferencial de custo da energia que a situação de auto-produção vem disponibilizar.

O aumento da produção renovável, que é desejável por razões ambientais e para contenção do preço da energia disponível, quando produzida para autoconsumo, comporta alguns riscos para o SEN por diminuição da energia fornecida pela rede e consequente pressão dos custos unitários desta e seu impacto nas tarifas de acesso.

Acontece porém que as tarifas de acesso já se encontram num patamar muito elevado e por isso devem baixar, pois apesar da sua diminuição em 2018 e 2019, se propõe novamente o seu aumento para 2020, quando tiveram sucessivos aumentos desde 1999, que se traduzem, conforme informação da ERSE, que no período analisado os preços médios das tarifas de Acesso às Redes de MAT, AT, MT, BTE e BTN sofreram variações médias anuais reais de 7,4%, 6,8%, 3,8%, 3,8% e 2,5%, respetivamente, a preços constantes de 2019".

Anexo 1 a)

(P)  
E

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

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

Parecer sobre a  
**PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2020**

## VOTO

Na qualidade de representantes dos consumidores de MAT, AT e MT, vimos pelo presente documento manifestar o nosso voto favorável ao parecer do Conselho Tarifário, secção elétrica, relativo à "**PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2020**", com a exceção dos pontos sobre as tarifas de acesso e dívidas dos pequenos comercializadores em que votamos contra, com a seguinte declaração de voto.

### Declaração de voto

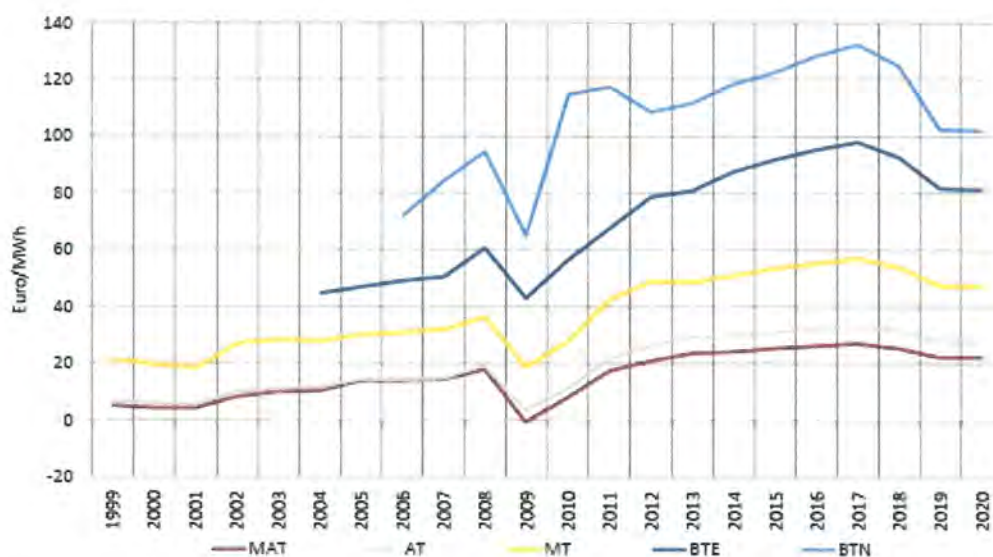
#### I – Sobre as tarifas de acesso:

O consumo de energia elétrica fornecida pelas redes, de acordo com as mais recentes previsões, será em 2020 na ordem do verificado em 2007 e apesar do aumento do consumo previsto para a mobilidade elétrica, perspectiva-se uma diminuição de consumos fornecido através das redes do SEN, por efeito da evolução acentuada do autoconsumo proveniente de produção solar.

Com a entrada em vigor da regulamentação do autoconsumo em 2020 é previsível que o efeito da transferência de consumos de energia recebida da rede por energia de origem solar (autoconsumo) venha a acentuar-se a partir dessa data, transição essa alavancada pelo diferencial de custo da energia que a situação de auto-produção vem disponibilizar.

O aumento da produção renovável, que é desejável por razões ambientais e para contenção do preço da energia disponível, quando produzida para autoconsumo, comporta alguns riscos para o SEN por diminuição da energia fornecida pela rede e conseqüente pressão dos custos unitários desta e seu impacto nas tarifas de acesso.

Acontece porém que as tarifas de acesso já se encontram num patamar muito elevado e por isso devem baixar, pois apesar da sua diminuição em 2018 e 2019, se propõe novamente o seu aumento para 2020, quando tiveram sucessivos aumentos desde 1999, que se traduzem, conforme informação da ERSE, que no período analisado os preços médios das tarifas de Acesso às Redes de MAT, AT, MT, BTE e BTN sofreram variações médias anuais reais de 7,4%, 6,8%, 3,8%, 3,8% e 2,5%, respetivamente, a preços constantes de 2019".

**Figura 7-23 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços constantes de 2019)**

As tarifas de acesso estão assim muito elevadas por efeito de diversos fatores de custo, nomeadamente por comportarem o diferencial de preço duma grande parte da energia com preço garantido, que vai a mercado mas sem efeito efetivo sobre a remuneração que os seus produtores recebem.

A contenção nos últimos anos da evolução do valor médio das tarifas de acesso tem sido conseguida fundamentalmente por efeito de medidas mitigadoras ocasionais e com variabilidade de ano para ano, pelo que urge que se concretizem tornarem-se mais estáveis e sustentáveis.

A par do custo das tarifas de acesso também o preço da energia no mercado ibérico é superior ao dos principais países com quem concorremos, afetando a competitividade as empresas portuguesas, principalmente das exportadora mais expostas as condições próprias dos mercados externos.

## II – Sobre as dívidas de pequenos Comercializadores:

Na proposta de tarifas para 2020 é proposto um adicional aos proveitos do ORD correspondente a 80% dos custos suportados pela EDPD com dívidas de um comercializador, ficando mais uma vez os 20% pendentes do processo de insolvência judicial.

Consideramos que os consumidores não devem incorrer em custos que decorrem da inexistência ou incumprimento de regulamentação, por inadequação da gestão das garantias e a idoneidade e robustez financeira dos operadores de mercado, antes que se esgotam todas as ações de recuperação dessas dívidas, pois da mesma forma que o ORD não é responsável pela facilidade com que essas dívidas são criadas, também é um facto indesmentível que os Consumidores também a elas são alheios e, ainda assim, pagam 80% do valor em dívida nas tarifas de acesso.

**António Moreira Cavalheiro**

Lisboa, 15 de novembro de 2019

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

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

(P)  
M

Parecer sobre a  
**PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2020**

## VOTO

Na qualidade de representantes dos consumidores de MAT, AT e MT, vimos pelo presente documento manifestar o nosso voto favorável ao parecer do Conselho Tarifário, secção elétrica, relativo à **“PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2020”**, com a exceção dos pontos sobre as tarifas de acesso e dívidas de pequenos Comercializadores, em que votamos contra, com a seguinte declaração de voto.

### Declaração de voto

#### I – Sobre as tarifas de acesso:

O consumo de energia elétrica fornecida pelas redes, de acordo com as mais recentes previsões, será em 2020 na ordem do verificado em 2007 e apesar do aumento do consumo previsto para a mobilidade elétrica, perspectiva-se uma diminuição de consumos fornecido através das redes do SEN, por efeito da evolução acentuada do autoconsumo proveniente de produção solar.

Com a entrada em vigor da regulamentação do autoconsumo em 2020 é previsível que o efeito da transferência de consumos de energia recebida da rede por energia de origem solar (autoconsumo) venha a acentuar-se a partir dessa data, transição essa alavancada pelo diferencial de custo da energia que a situação de auto-produção vem disponibilizar.

O aumento da produção renovável, que é desejável por razões ambientais e para contenção do preço da energia disponível, quando produzida para autoconsumo, comporta alguns riscos para o SEN por diminuição da energia fornecida pela rede e conseqüente pressão dos custos unitários desta e seu impacto nas tarifas de acesso.

Acontece porém que as tarifas de acesso já se encontram num patamar muito elevado e por isso devem baixar, pois apesar da sua diminuição em 2018 e 2019, se propõe novamente o seu aumento para 2020, quando tiveram sucessivos aumentos desde 1999, que se traduzem, conforme informação da ERSE, que no período analisado os preços médios das tarifas de Acesso às Redes de MAT, AT, MT, BTE e BTN sofreram variações médias anuais reais de 7,4%, 6,8%, 3,8%, 3,8% e 2,5%, respetivamente, a preços constantes de 2019”.

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

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

(P)  
12

Parecer sobre a  
**PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2020**

## VOTO

Na qualidade de representantes dos consumidores de MAT, AT e MT, vimos pelo presente documento manifestar o nosso voto favorável ao parecer do Conselho Tarifário, secção elétrica, relativo à "**PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2020**", com a exceção dos pontos sobre as tarifas de acesso e dívidas de pequenos Comercializadores, em que votamos contra, com a seguinte declaração de voto.

### Declaração de voto

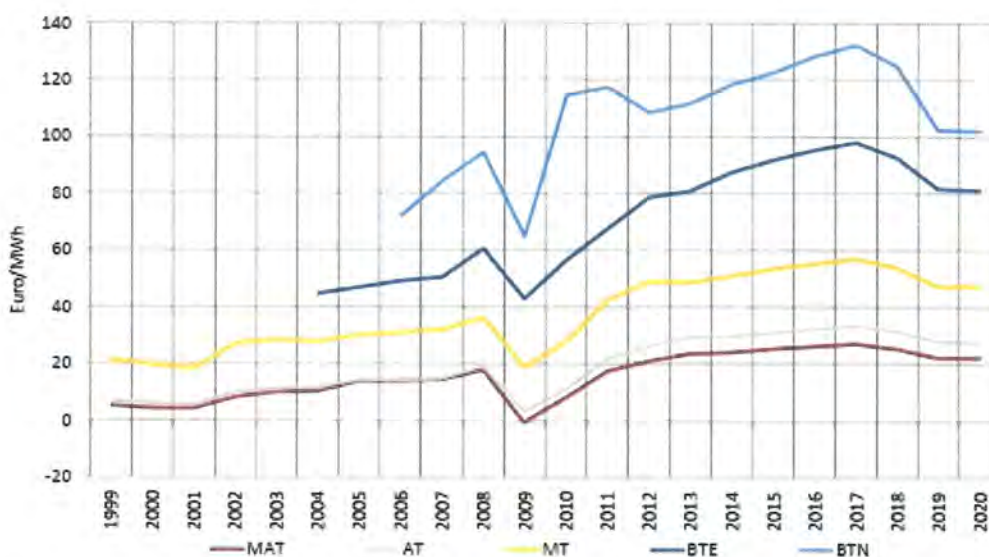
#### I – Sobre as tarifas de acesso:

O consumo de energia elétrica fornecida pelas redes, de acordo com as mais recentes previsões, será em 2020 na ordem do verificado em 2007 e apesar do aumento do consumo previsto para a mobilidade elétrica, perspectiva-se uma diminuição de consumos fornecido através das redes do SEN, por efeito da evolução acentuada do autoconsumo proveniente de produção solar.

Com a entrada em vigor da regulamentação do autoconsumo em 2020 é previsível que o efeito da transferência de consumos de energia recebida da rede por energia de origem solar (autoconsumo) venha a acentuar-se a partir dessa data, transição essa alavancada pelo diferencial de custo da energia que a situação de auto-produção vem disponibilizar.

O aumento da produção renovável, que é desejável por razões ambientais e para contenção do preço da energia disponível, quando produzida para autoconsumo, comporta alguns riscos para o SEN por diminuição da energia fornecida pela rede e conseqüente pressão dos custos unitários desta e seu impacto nas tarifas de acesso.

Acontece porém que as tarifas de acesso já se encontram num patamar muito elevado e por isso devem baixar, pois apesar da sua diminuição em 2018 e 2019, se propõe novamente o seu aumento para 2020, quando tiveram sucessivos aumentos desde 1999, que se traduzem, conforme informação da ERSE, que no período analisado os preços médios das tarifas de Acesso às Redes de MAT, AT, MT, BTE e BTN sofreram variações médias anuais reais de 7,4%, 6,8%, 3,8%, 3,8% e 2,5%, respetivamente, a preços constantes de 2019".

**Figura 7-23 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços constantes de 2019)**

As tarifas de acesso estão assim muito elevadas por efeito de diversos fatores de custo, nomeadamente por comportarem o diferencial de preço duma grande parte da energia com preço garantido, que vai a mercado mas sem efeito efetivo sobre a remuneração que os seus produtores recebem.

A contenção nos últimos anos da evolução do valor médio das tarifas de acesso tem sido conseguida fundamentalmente por efeito de medidas mitigadoras ocasionais e com variabilidade de ano para ano, pelo que urge que se concretizem tornarem-se mais estáveis e sustentáveis.

A par do custo das tarifas de acesso também o preço da energia no mercado ibérico é superior ao dos principais países com quem concorremos, afetando a competitividade as empresas portuguesas, principalmente das exportadora mais expostas as condições próprias dos mercados externos.

## II – Sobre as dívidas de pequenos Comercializadores:

Na proposta de tarifas para 2020 é proposto um adicional aos proveitos do ORD correspondente a 80% dos custos suportados pela EDPD com dívidas de um comercializador, ficando mais uma vez os 20% pendentes do processo de insolvência judicial.

Consideramos que os consumidores não devem incorrer em custos que decorrem da inexistência ou incumprimento de regulamentação, por inadequação da gestão das garantias e a idoneidade e robustez financeira dos operadores de mercado, antes que se esgotam todas as ações de recuperação dessas dívidas, pois da mesma forma que o ORD não é responsável pela facilidade com que essas dívidas são criadas, também é um facto indesmentível que os Consumidores também a elas são alheios e, ainda assim, pagam 80% do valor em dívida nas tarifas de acesso.

**Carlos Alberto Fonseca da Silva**

Lisboa, 15 de novembro de 2019





UNIÃO GERAL DE CONSUMIDORES

Anexo 3

Ⓟ  
N-3

**PARECER SOBRE A PROPOSTA DE “TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2020”**

Exma. Senhora

Presidente do Conselho Tarifário

Eduardo Quinta-Nova e Célia Marques, representantes da UGC na Secção do Sector Eléctrico 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 2020”**

Com os melhores cumprimentos,

Lisboa, 15 de Novembro de 2019

**Eduardo Quinta-Nova e**

**Célia Marques**



Anexo 4  
P  
X

### Voto

Carolina Moura Gouveia, na qualidade de representante da DECO no Conselho Tarifário da ERSE – Secção da Eletricidade, **vota na globalidade favoravelmente o parecer** *“Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2020.”*

Lisboa, 15 de novembro de 2019

A representante da DECO

(Carolina Gouveia)

ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA PARA A DEFESA DO CONSUMIDOR

Rua de Artilharia, Um, nº79-4º - 1269-160 LISBOA

Telefone: 21 371 02 00 - Fax: 21 371 02 99

E-mail: [decolx@deco.pt](mailto:decolx@deco.pt) - Internet: <http://www.deco.proteste.pt>



UNIÃO GERAL DE CONSUMIDORES

Anexo 5

*(Handwritten initials and signature)*

**PARECER SOBRE A PROPOSTA DE “TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2020”**

Exma. Senhora

Presidente do Conselho Tarifário

Eduardo Quinta-Nova e Célia Marques, representantes da UGC na Secção do Sector Eléctrico 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 2020”*

Com os melhores cumprimentos,

Lisboa, 15 de Novembro de 2019

*Eduardo Quinta-Nova e*

*Célia Marques*

P  
J



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 2020”

Declaração de 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 2020”

Assinado por : **JORGE JOSÉ TAVARES DOS REIS**  
Num. de Identificação: BI05055756  
Data: 2019.11.14 23:17:14 Hora padrão de GMT



(P)  
NFG

## **Presidente Conselho Tarifário ERSE**

---

**De:** Nuno Filipe Gonçalves da Silva Gomes < *Dados pessoais* >  
**Enviado:** 15 de novembro de 2019 11:15  
**Para:** Presidente Conselho Tarifário ERSE  
**Cc:** patriciacarolino@hotmail.com; Fernando Manuel Rodrigues Ferreira  
**Assunto:** Voto das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma dos Açores

Exma. Sra. Presidente do Conselho Tarifário,  
Exma. Sra. Vice-Presidente do Conselho Tarifário,

Nuno Filipe Gonçalves da Silva Gomes, representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma dos Açores, no Conselho Tarifário da ERSE, vem comunicar a V. Exas. que vota favoravelmente, na globalidade e na especialidade, o Parecer do CT sobre a "**Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2020**".

Com os melhores cumprimentos,  
Nuno Filipe Gomes

Ponta Delgada, 15 de novembro de 2019

**DECLARAÇÃO DE VOTO DO REPRESENTANTE DOS COMERCIALIZADORES DE ELETRICIDADE EM REGIME DE MERCADO AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO REFERENTE À “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2020”**

O representante dos comercializadores de eletricidade em regime de mercado vota favoravelmente o Parecer em epígrafe. Não obstante, deixa as seguintes considerações nesta declaração.

No que respeita ao Parecer supramencionado, os comercializadores de eletricidade em regime de mercado reforçam as recomendações do Conselho Tarifário (CT), nomeadamente:

- (i) garantir a prossecução do esforço de convergência para a aditividade tarifária;
- (ii) a defesa da progressiva liberalização do Mercado, devendo a ERSE, para tal, comprometer-se a preparar, de acordo com a lei, a extinção das TTVCF até 31 de dezembro de 2020;

Importa ainda referir, e reforçar, que a Tarifa Social, enquanto medida de combate à pobreza energética, deve ser sempre um instrumento exclusivamente de política social do Estado não devendo recair sobre Entidades Privadas com atividade no SEN a responsabilidade do seu financiamento.

Lisboa, 15 de novembro de 2019,

*Dados pessoais*

(Ricardo António Torcato Ferrão)

Representante dos Comercializadores de Eletricidade em Regime de Mercado



P  
12  
X

Declaração de voto da representante do comercializador de último recurso  
Parecer do CT sobre "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros  
Serviços em 2020"

---

Na qualidade de representante do comercializador de último recurso 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 2020".

Lisboa, 15 de novembro de 2019

*Dados pessoais*

MARIA JOANA MARQUES MANO PINTO SIMÕES

representante do comercializador de último recurso atuando em todo o território  
do continente

(P)  
12/11

**Presidente Conselho Tarifário ERSE**

---

**De:** Joaquim Teixeira <Dados pessoais >  
**Enviado:** 15 de novembro de 2019 08:14  
**Para:** (DGC) Patricia Carolino; Presidente Conselho Tarifário ERSE  
**Assunto:** CONSELHO TARIFÁRIO PARECER SOBRE "PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2020"

Bom dia

Na qualidade de representante dos Operadores de Rede de Distribuição em Baixa Tensão voto favoravelmente o Parecer do Conselho Tarifário sobre a "**PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2020**".

Cumprimentos

--

Joaquim Correia Teixeira



*P*  
*13*  
*17*

**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 2020”**

**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 2020”.

Lisboa, 15 de novembro de 2019

O representante da entidade concessionária da RND

*Dados pessoais*

---

Francisco Lopes



P  
12

### Voto

Vinay Pranjivan, na qualidade de representante dos consumidores da Região Autónoma da Madeira no Conselho Tarifário da ERSE – Secção da Eletricidade, **vota na globalidade favoravelmente o parecer “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2020.”**

Lisboa, 15 de novembro de 2019

O representante dos consumidores da Região Autónoma da Madeira

*Dados pessoais*

(Vinay Pranjivan)

**ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA PARA A DEFESA DO CONSUMIDOR**

Rua de Artilharia, Um, nº79-4º - 1269-160 LISBOA

Telefone: 21 371 02 00 - Fax: 21 371 02 99

E-mail: [decolx@deco.pt](mailto:decolx@deco.pt) - Internet: <http://www.deco.proteste.pt>

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

**Parecer sobre "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2020"**

Na qualidade de representante da Associação Nacional de Municípios Portugueses (ANMP) no Conselho Tarifário (CT) da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), nos termos do n.º 1 do artigo 46º dos estatutos da ERSE, indico por este meio o meu voto **favorável**, na generalidade, ao parecer do CT sobre a "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2020", sem prejuízo dos seguintes comentários:

- Relativamente à alínea "I. Correção de proveitos associados ao aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações", do ponto "N. Proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica (DEE)" da "II. Especialidade", a ANMP salienta a importância de garantir os direitos e obrigações de todos os intervenientes, nomeadamente no que toca à definição e aplicação da metodologia da contrapartida a pagar pelos operadores de telecomunicações pela utilização de infraestruturas elétricas em BT, bem como a respetiva repartição daquela contrapartida entre concedentes, concessionários e tarifa.
- Relativamente à alínea "III. Devolução de mais-valias obtidas com a alienação de imóveis", do ponto "N. Proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica (DEE)" da "II. Especialidade", a ANMP sublinha a importância desta matéria e reitera que considera prematura, face ao atual quadro legislativo, uma eventual decisão de transferir para as tarifas as mais-valias líquidas obtidas com a venda de património afeto às diferentes concessões, entre 2009 e 2018.  
É importante que se proceda previamente à elaboração de fundamentação sólida que clarifique o atual enquadramento de incerteza jurídica, base de uma eventual decisão que consta na Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2020".

Luis Vasconcelos

Lisboa, 15 de novembro de 2019

*P.  
12*



**Declaração de voto do representante da entidade concessionária da RNT  
ao Parecer do Conselho Tarifário sobre a "Proposta de Tarifas e Preços  
para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2020"**

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 2020".

Lisboa, 15 de novembro de 2019

*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 2020"

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 2020".

Funchal, 15 de novembro de 2019

*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 2020”*

Lisboa, 15 de novembro de 2019

*Dados pessoais*

Vitor Manuel Figueiredo Machado

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

**PARECER**

**“Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2020”**

**DECLARAÇÃO DE VOTO**

Na qualidade de representante dos Pequenos Comercializadores de Energia no Conselho Tarifário da ERSE, voto favoravelmente, na globalidade e na especialidade, o parecer emitido pelo Conselho Tarifário relativo à “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2020”.

Lisboa, 15 de novembro de 2019

Assinado por : **TIAGO MANUEL ANSELMO GAIO**  
Num. de Identificação Civil: B111668196  
Data: 2019.11.15 11:28:57 Hora padrão de GMT





LABORATÓRIO NACIONAL  
DE ENGENHARIA CIVIL

**Declaração de Voto**

Ana Brandão de Vasconcelos, na qualidade de substituta da representante para a área do Ambiente nomeada pelo MATE, 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 2020.*

Lisboa, 15 de novembro de 2019

*Dados pessoais*

Ana Brandão de Vasconcelos