

## COMENTÁRIOS DA EDA, S.A. À CONSULTA PÚBLICA ERSE N.º 113

PROPOSTA DE REVISÃO REGULAMENTAR DO  
SETOR ELÉTRICO, COM EXTENSÃO AOS SETORES  
DO GÁS E DO GPL CANALIZADO

31 DE MAIO DE 2023

## Índice

	Pág.
<b>PROPOSTA DE REVISÃO REGULAMENTAR DO SETOR ELÉTRICO, COM EXTENSÃO AOS SETORES DO GÁS E DO GPL CANALIZADO</b> .....	<b>2</b>
<b>1.1 REGULAMENTO TARIFÁRIO</b> .....	<b>3</b>
1.1.1. Custos aceites com a aquisição de combustíveis para a produção de energia elétrica .....	3
1.1.2. Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA – convergência tarifária.....	5
1.1.3. Reporte de informação sobre investimento .....	9
1.1.4. Tarifa Social .....	10
<b>1.2 REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO E MANUAL DE PROCEDIMENTOS DA QUALIDADE DE SERVIÇO</b> .....	<b>12</b>
1.2.1. Reclamações relativas à qualidade da energia elétrica.....	12
1.2.2. Planos de monitorização da qualidade da energia elétrica .....	12
1.2.3. Medições da qualidade da energia elétrica na sequência de reclamações dos clientes.....	13
1.2.4. Registo dos clientes com necessidades especiais.....	14
<b>1.3 REGULAMENTO DE RELAÇÕES COMERCIAIS</b> .....	<b>16</b>
1.3.1. Ausência de leitura em clientes MT .....	16
1.3.2. Pré-aviso nas interrupções por facto imputável ao cliente .....	16
<b>1.4. Regulamento relativo à Apropriação Indevida de Energia</b> .....	<b>17</b>
<b>1.5. REGULAMENTO DO ACESSO ÀS REDES E ÀS INTERLIGAÇÕES</b> .....	<b>18</b>
1.5.1. Designação “empresas responsáveis pela rede elétrica das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira” .....	18
1.5.2. Informação a prestar pelos operadores das redes de distribuição BT .....	18
1.5.3. Fundamentação de novos projetos de investimento .....	19
1.5.4. Metodologia de custo e benefício .....	19
1.5.5. Informação sobre novos projetos de investimentos.....	20
1.5.6. Realização e consideração de investimentos entrados em exploração para efeito do cálculo de tarifas.....	21
1.5.7. Pontos 3 do Artigo 18.º, 3 do Artigo 19.º e 4 do Artigo 20.º .....	21

**PROPOSTA DE REVISÃO REGULAMENTAR DO SETOR ELÉTRICO, COM  
EXTENSÃO AOS SETORES DO GÁS E DO GPL CANALIZADO**

## 1.1 REGULAMENTO TARIFÁRIO

### 1.1.1. CUSTOS ACEITES COM A AQUISIÇÃO DE COMBUSTÍVEIS PARA A PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Através do Artigo 135.º são definidos os princípios associados aos custos eficientes com a descarga, armazenamento, transporte e comercialização do combustível para cada período de regulação. No início de cada período regulatório a ERSE determina os parâmetros decorrentes dos princípios anteriormente referidos. Isto pressupõe que face ao valor dos contratos estimados para aquisição dos diferentes tipos de combustível, a EDA terá nos termos do disposto no artigo 11.º, n.º 1, alínea b), subalínea iv) do Código dos Contratos Públicos, de promover os respetivos concursos públicos com publicidade internacional em função dos parâmetros fixados pelo regulador. Porém, em nosso entendimento, a regulamentação existente é insuficiente, designadamente quando nos defrontarmos com a eventual desadequação dos parâmetros fixados, face às respostas do mercado. Neste contexto, importa complementar a regulamentação visando dois objetivos:

- a) Evitar ruturas no abastecimento de combustível às centrais termoelétricas da EDA;
- b) Garantir que a EDA não será penalizada no âmbito do processo de implementação / cumprimento da regulamentação existente, perante a ausência de respostas do mercado.

O Regulamento Tarifário deveria prever as seguintes disposições:

- i) A ERSE acompanha e supervisiona o processo de concurso público internacional para os combustíveis, a realizar pela EDA;
- ii) O concurso público internacional deverá contemplar todos os parâmetros fixados pela ERSE;
- iii) Na eventualidade da resposta do mercado não cumprir com os parâmetros fixados pela ERSE, as propostas em causa serão nos termos da lei excluídas;
- iv) No caso de todas as propostas serem excluídas, ou se o concurso ficar deserto, a EDA deverá promover de imediato a aquisição de combustível, por ajuste direto e por motivos de urgência imperiosa, apenas pelo

tempo estritamente necessário à preparação de novo concurso público com publicidade internacional, conforme previsto no artigo 24.º, n.º 1, alínea c) do Código dos Contratos Públicos, sendo este processo acompanhado e validado pela ERSE;

- v) Os gastos decorrentes do ponto iv) serão, excecionalmente, integralmente reconhecidos pela ERSE, no âmbito dos proveitos permitidos;
- vi) Decorrente do ponto iv) deverá a ERSE promover, no prazo de dois meses, a revisão dos parâmetros acerca dos combustíveis, que irão suportar a realização de novo concurso público internacional, a realizar no prazo de três meses.

Como cenário alternativo ao exposto nas alíneas ii) e seguintes e a título de fase prévia de planeamento do concurso público internacional, por forma a evitar a exclusão desnecessária de propostas, ou que o concurso fique deserto, por falta de respostas do mercado, o Regulamento Tarifário deveria prever:

A EDA deve efetuar uma consulta preliminar ao mercado nos termos do artigo 35.º - A do Código dos Contratos Públicos. Esta consulta a 3 ou 4 fornecedores tem por objeto obter os preços de referência para as variáveis de custo fixo, (**Consd<sub>t</sub>** – consumo diário de fuelóleo nos navios de transporte, **Cf** – corresponde ao custo fixo diário do frete (em USD), **tv** – tempo de viagem de referência, **Qt<sub>t</sub>** – Quantidade de referência por viagem (ton.), **M** – corresponde à margem comercial (em Euros por tonelada métrica), **TranpT** - corresponde aos encargos logísticos com a entrega do produto nos depósitos da EDA (em EUR/ton.), **Arm** – corresponde à componente fixa mensal referente ao custo de armazenamento do fuel, por ilha.), a que correspondem os parâmetros fixados pela ERSE, por forma a verificar em concreto a sua adequação ao mercado e ainda para efeitos de fixação de um eventual preço base. Do resultado da consulta deve ser dado conhecimento à ERSE, que no prazo máximo de 15 dias emite decisão se pode ou não a EDA fixar como parâmetros máximos os valores resultantes da referida consulta preliminar, para efeitos de reconhecimento dos gastos daí decorrentes.

## 1.1.2. METODOLOGIA DE CÁLCULO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA – CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA

O Artigo 176.º Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, do RT de agosto de 2021, refere:

“ ...

*3 - A estrutura dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA em MT, BTE e BTN deve resultar da estrutura dos preços de venda a clientes finais de Portugal continental, aplicáveis a fornecimentos em MT, BTE e BTN, respetivamente, determinados tendo em conta: (i) os resultados da monitorização dos preços de eletricidade praticados no mercado, (ii) as variações das tarifas de Acesso às Redes e (iii) os preços de energia.”*

A atual proposta de RT mantém a mesma disposição regulamentar.

A ERSE nos vários documentos emitidos sobre a Estrutura Tarifária do Setor Elétrico tem referido:

<b>O QUE REFERIU A ERSE EM:</b>	<b>Documento: ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO</b>
2014 (Pág. 27 e 28)	<p>No caso das regiões autónomas dos Açores e Madeira não se perspetiva uma evolução semelhante, na medida em que a aplicação da diretiva está derrogada ao abrigo do estatuto de pequena rede isolada. Assim, nestas regiões autónomas os comercializadores de último recurso continuam a desempenhar o papel de fornecedor em todos os segmentos de consumo. Neste contexto, a convergência tarifária entre os Açores, a Madeira e o Continente necessitava de uma redefinição a qual foi discutida e aprovada nos regulamentos do setor elétrico em 2011. O Regulamento Tarifário determina o seguinte: «A estrutura dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA em MT e BTE deve resultar da estrutura dos preços de venda a clientes finais de Portugal continental, aplicáveis a fornecimentos em MT e BTE, respetivamente, determinados tendo em conta: (i) os resultados da monitorização dos preços de eletricidade praticados no mercado no âmbito do Despacho n.º 18 637/2010, (ii) as variações das tarifas de Acesso às Redes e (iii) as variações dos preços de energia nos mercados grossistas.» [n.º 4 do art. 130.º].</p> <p>Considerando a recente extinção das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN, o articulado indicado anteriormente será modificado numa próxima revisão do Regulamento Tarifário de modo a integrar os fornecimentos em BTN. O referencial de preços de energia elétrica em MT, BTE e BTN que deve orientar a convergência tarifária é então resultado da observação dos preços no mercado retalhista em Portugal continental. A implementação deste princípio regulamentar em 2014 deve ter em consideração 2 questões: • Em 2014 será publicada a tarifa aditiva em Portugal continental para os consumos em MT, BTE e BTN, ainda que não seja aplicada diretamente aos clientes do comercializador de último recurso (os quais estão abrangidos pela aplicação de tarifas transitórias). • O histórico disponível da informação resultante do acompanhamento de preços no mercado retalhista quer no continente quer nas regiões autónomas é ainda reduzido, o que dificulta a sua utilização como referencial de convergência tarifária. Ponderando as razões evocadas, considera-se prudente a utilização em 2014 das tarifas aditivas em Portugal continental como referencial de convergência das TVCF nos Açores e na Madeira, para a totalidade dos fornecimentos em MT, BTE e BTN. Esta opção poderá ser revista no momento de fixação das tarifas reguladas para 2015, à luz da melhor informação disponível nesse momento.</p>
2015 (pág. 59 e 60)	<p>A extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais em Portugal continental decorre das diretivas do mercado interno de energia e está em implementação gradual desde janeiro de 2011. Assim, os preços finais de</p>

	<p>energia elétrica em Portugal continental serão, no futuro, unicamente determinados pelo mercado liberalizado para todos os segmentos de consumidores. No caso das regiões autónomas dos Açores e Madeira não se perspetiva uma evolução semelhante, na medida em que a aplicação da diretiva está derogada ao abrigo do estatuto de pequena rede isolada. Assim, nestas regiões autónomas os comercializadores de último recurso continuam a desempenhar o papel de fornecedor em todos os segmentos de consumo. Considerando a recente extinção das tarifas de Venda a Clientes Finais o referencial de preços de energia elétrica em MT, BTE e BTN que deve orientar a convergência tarifária deve ser o resultado da observação dos preços no mercado retalhista em Portugal continental. A implementação deste princípio regulamentar em 2015 deve ter em consideração 2 questões:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Em 2015 será publicada a tarifa aditiva em Portugal continental para os consumos em MT, BTE e BTN, ainda que não seja aplicada diretamente aos clientes do comercializador de último recurso (os quais estão abrangidos pela aplicação de tarifas transitórias).</li> <li>• O histórico disponível da informação resultante do acompanhamento de preços no mercado retalhista quer no continente quer nas regiões autónomas é ainda reduzido, o que dificulta a sua utilização como referencial de convergência tarifária. Ponderando as razões evocadas, considera-se prudente a utilização em 2015 das tarifas aditivas em Portugal continental como referencial de convergência das TVCF nos Açores e na Madeira, para a totalidade dos fornecimentos em MT, BTE e BTN.</li> </ul>
2016 (pág. 97 e 98)	<p>A extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais em Portugal continental decorre das diretivas do mercado interno de energia e está em implementação gradual desde janeiro de 2011. Assim, os preços finais de energia elétrica em Portugal continental serão, no futuro, unicamente determinados pelo mercado liberalizado para todos os segmentos de consumidores.</p> <p>No caso das regiões autónomas dos Açores e Madeira não se perspetiva uma evolução semelhante, na medida em que a aplicação da diretiva está derogada ao abrigo do estatuto de pequena rede isolada. Assim, nestas regiões autónomas os comercializadores de último recurso continuam a desempenhar o papel de fornecedor em todos os segmentos de consumo. Considerando a recente extinção das tarifas de Venda a Clientes Finais o referencial de preços de energia elétrica em MT, BTE e BTN que deve orientar a convergência tarifária deve ser o resultado da observação dos preços no mercado retalhista em Portugal continental. A implementação deste princípio regulamentar em 2016 deve ter em consideração, por um lado, a definição das tarifas aditivas em Portugal continental para os consumos em MT, BTE e BTN, que embora não sendo aplicadas diretamente aos clientes do comercializador de último recurso (os quais estão abrangidos pela aplicação de tarifas transitórias), traduzem os preços eficientes espectáveis no mercado retalhista e por outro lado, o histórico disponível da informação resultante do acompanhamento de preços no mercado retalhista quer no continente quer nas regiões autónomas. No cálculo das tarifas de 2016 consideraram-se as tarifas aditivas (tarifas de referência) em Portugal continental como referencial de convergência das TVCF nos Açores e na Madeira, para a totalidade dos fornecimentos em MT, BTE e BTN.</p>
2022 (pág. 70)	<p>No caso da Região Autónoma do Açores (RAA) é aplicada a tarifa de Venda a Clientes Finais, não estando perspetivada a liberalização do mercado de eletricidade nessa região. Ao abrigo do estatuto de pequena rede isolada, nas Regiões Autónomas os comercializadores de último recurso continuam a desempenhar o papel de fornecedor em todos os segmentos de consumo. Nas seguintes secções avalia-se a aditividade da tarifa de Venda a Clientes Finais dos Açores (TVCF), identificando assim o efeito do mecanismo de convergência. A secção 4.2.1 analisa a variação tarifária da tarifa de Venda a Clientes Finais de forma agregada em comparação com a variação tarifária da tarifa aditiva. A secção 4.2.2 apresenta as variações de cada preço e a respetiva distância entre os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais e das tarifas aditivas.</p>

Em síntese, a ERSE tem vindo a assumir que *“No cálculo das tarifas consideraram-se as tarifas aditivas (tarifas de referência) em Portugal continental como referencial de convergência das TVCF nos Açores e na Madeira, para a totalidade dos fornecimentos em MT, BTE e BTN”*.

Verifica-se que em janeiro de 2023 os acréscimos tarifários na RAA, corresponderam a:

	<b>2023/2022</b>	<b>jan. 2023/dez. 2022</b>
<b>MT</b>	64,8%	52,8%
<b>BTE</b>	44,6%	35,1%
<b>BTN</b>	4,0%	1,3%

Em abril de 2023, de acordo com a monitorização do preço de energia estipulado no artigo 162.º do Regulamento Tarifário, a ERSE procedeu à atualização da tarifa de energia em -5 EUR/MWh. As variações tarifárias observadas foram as seguintes:

	<b>abr. 2023/ jan. 2023</b>
<b>MT</b>	-2,5%
<b>BTE</b>	-2,3%
<b>BTN</b>	-2,8%

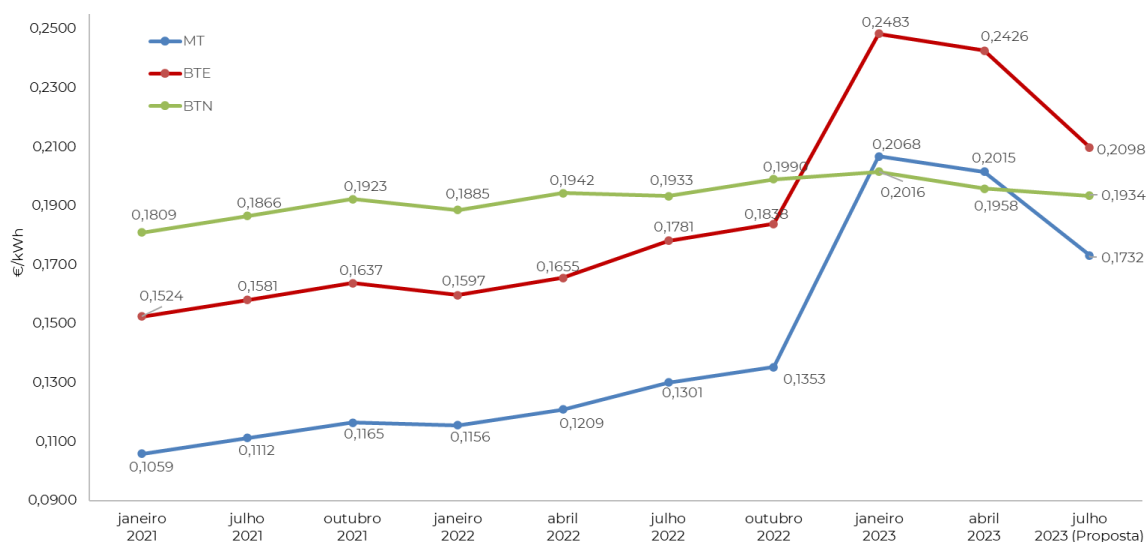
Em julho de 2023, a ERSE propõe uma revisão excecional de tarifas que, de acordo com a mesma, encerra as seguintes variações nas tarifas:

	<b>2023/2022</b>	<b>jul. 2023/jun. 2023</b>
<b>MT</b>	50,4%	-14,1%
<b>BTE</b>	32,5%	-13,5%
<b>BTN</b>	1,2%	-1,3%

Importa referir que na RAA apenas existem tarifas reguladas, pelo que se torna relevante aferir qual o grau de divergência entre os preços de mercado no continente e as TVCF na RAA.



A variação tarifária verificada na RAA, por nível de tensão (Média Tensão, Baixa Tensão Especial e Baixa Tensão Normal), tem, desde 2021, seguido a seguinte trajetória:



Seria interessante que a ERSE publicasse no Boletim do Mercado Liberalizado, as conclusões:

- (i) dos resultados da monitorização dos preços de eletricidade praticados no mercado,
- (ii) das variações das tarifas de Acesso às Redes, e
- (iii) dos preços de energia.", e compará-los com as TVCF da RAA.

Por outro lado, gostaríamos de obter uma resposta às seguintes questões:

- a) Como se concilia princípio acima enunciado (I, II e III) com a determinação da ERSE de convergência para tarifas aditivas?
- b) Em que medida as revisões extraordinárias de tarifas refletem as variações (positivas ou negativas) da tarifa de energia, nas Tarifas de Venda a Clientes Finais dos consumidores da RAA?
- c) Não estará tecido empresarial da RAA a ser penalizado quando comparado com as oportunidades existentes no mercado liberalizado, disponíveis no continente?

Finalmente questionamos se não seria possível considerar na Metodologia de cálculo das TVCF da RAA, um parâmetro adicional que, em situações excepcionais,

fosse utilizado visando a sua aproximação aos “*resultados da monitorização dos preços de eletricidade praticados no mercado*” continental.

### 1.1.3. REPORTE DE INFORMAÇÃO SOBRE INVESTIMENTO

A proposta de Regulamento Tarifário, através do Artigo 199º, determina no número 10, que:

“ ...

*10 -A informação sobre investimentos a enviar no âmbito dos números anteriores, para além dos valores em euros, deve ser acompanhada por uma caracterização física das obras, com indicação das datas de entrada em exploração.*

.”

Por outro lado, a proposta de Regulamento de Acesso às Redes e Interligações do Setor Elétrico, prevê no Artigo 30ª, números 2 a 5, que:

“ ...

*2- A ERSE estabelece quais os ativos entrados em exploração que não são aceites para efeitos de cálculo da retribuição anual dos operadores das redes, nos termos do RT.*

*3 - Os operadores das redes de transporte e das redes de distribuição em AT e em MT, em Portugal continental e as empresas responsáveis pela rede elétrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, devem enviar anualmente à ERSE, até 1 de maio, a lista dos projetos de investimento e ativos entrados em exploração.*

*4 - A informação prevista no número anterior deve, quando aplicável, ser acompanhada da respetiva licença de exploração emitida pela DGEG no caso de Portugal continental, ou emitida pelas Direções Regionais no caso das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.*

*5 - No processo previsto no n.º 3, a ERSE deve ter em conta a conformidade entre projetos de investimento implementados e respetivos ativos, e os Planos de Desenvolvimento e Investimento das Redes, nomeadamente ao nível de:*

*a) Motivos que fundamentaram a necessidade do projeto de investimento, nos termos do Artigo 23.º.*

*a) <sup>1</sup>Características técnicas do projeto.*

*b) Outra informação relevante.”*

<sup>1</sup> É necessário corrigir a numeração alfabética

Consideramos que existe uma sobreposição de informação a reportar, no que concerne ao investimento, entre as propostas do Regulamento Tarifário e do Regulamento de Acesso às Redes e Interligações do Setor Elétrico. Sugere-se que a ERSE analise as vantagens de integrar, num único regulamento, toda a informação similar, caracterizadora do reporte regulamentar pretendido ao nível do investimento.

#### 1.1.4. TARIFA SOCIAL

A EDA, S.A. apresenta nesta data, os seguintes montantes referentes à tarifa Social, não recebidos:

ANO	Montante (€)
2017	1.486,74
2018	4.477,86
2019	2.741,52
2020	3.266,79
2021	10.574,90
2023	1.571.735,04
<b>Total</b>	<b>1.594.282,85</b>

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, através do art.º 199.º, n.º 1, manteve a incidência do financiamento da tarifa social nos centros electroprodutores, embora alterando a base de incidência ao dispor que *“os custos da tarifa social e o seu financiamento incidem sobre todos os titulares de centros electroprodutores com fonte de energia primária não renovável e os aproveitamentos hidroelétricos com potência de ligação superior a 10 MVA, na proporção da potência instalada de cada centro electroprodutor, independentemente de a potência de injeção na rede estar ou não limitada a 10 MVA.”*

O mesmo diploma refere no art.º 199.º, n.º 4 e 5, que o cálculo dos montantes de proveitos obtidos com o financiamento dos custos com a tarifa social pelos titulares dos centros electroprodutores bem como a sua imputação aos operadores intervenientes na cadeia de valor do setor elétrico até à atribuição da tarifa social pelo ORD são determinados de acordo com o estabelecido no RT e que compete à

ERSE garantir o cumprimento pelos centros electroprodutores do pagamento dos custos da tarifa social.

Este modelo pressupõe, que é exetável que todos os intervenientes no processo cumpram as suas obrigações. Porém, temos vindo a verificar que decorrente do facto do Gestor Global do SEN, desconhecer a quem faturar a tarifa social, também não tem efetuado as transferências devidas para a EDA, S.A. Isto significa que tem sido a EDA S.A. a suportar os custos com a tarifa social, previstos no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

Face às circunstâncias acima referenciadas, consideramos que a ERSE deverá prever na regulamentação como se resolvem as situações de incumprimento dos financiadores ou a ausência de identificação dos mesmos, criando um mecanismo que não penalize as empresas reguladas.

Relativamente ao ano em curso e aos valores pendentes de anos anteriores, a ERSE deve definir e publicar a alocação do financiamento da Tarifa Social aos produtores de forma imediata, permitindo a transferência dos montantes devidos peça REN à EDA, com os respetivos juros. Na ausência da regulamentação necessária que permita resolver atempadamente o ano de 2023, na fixação excecional de tarifas de julho a dezembro de 2023 o desconto relativo à Tarifa Social deve, de forma temporária e até que estejam reunidas as condições para a alocação e cobrança aos produtores, ser incluído nos proveitos permitidos das empresas reguladas que o estão a suportar.

## 1.2 REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO E MANUAL DE PROCEDIMENTOS DA QUALIDADE DE SERVIÇO

### 1.2.1. RECLAMAÇÕES RELATIVAS À QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

A proposta de RQS dispõe no art.º 65 - Reclamações relativas à qualidade da energia elétrica, alínea b), que:

“...

*b) Verificar os dados de qualidade de energia elétrica registados pelo Equipamento de Medição integrado em rede inteligente e pelo Controlador de Transformador de Distribuição na zona da instalação do reclamante, quando disponíveis; (...)*”

A EDA, S.A. propõe a seguinte redação (acresce o texto a negrito):

“...

*b) Verificar os dados de qualidade de energia elétrica registados pelo Equipamento de Medição integrado em rede inteligente e pelo Controlador de Transformador de Distribuição na zona da instalação do reclamante, quando disponíveis, **salvaguardadas que estejam as limitações destes equipamentos no que diz respeito ao cumprimento dos requisitos da norma CEI 61000-4-30 aplicável à medição da qualidade da energia elétrica.***”

### 1.2.2. PLANOS DE MONITORIZAÇÃO DA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

No âmbito do **Procedimento n.º 6 - PLANOS DE MONITORIZAÇÃO DA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA**, a EDA, S.A. propõe a inserção de um ponto adicional, visando a caracterização e avaliação da conformidade dos equipamentos a utilizar na monitorização da qualidade de energia elétrica.

#### **“8. EQUIPAMENTOS DE MONITORIZAÇÃO DA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA**

*Os equipamentos, a utilizar nas monitorizações da qualidade da energia elétrica devem estar em conformidade com a Norma IEC 61000-4-30, Classe A.*

*Este tipo de equipamentos, em conformidade com a Norma CEI 61000-4-30, devem obedecer a um plano de verificação periódica de avaliação da sua conformidade. Estes ensaios de conformidade devem ser executados por laboratórios acreditados pela norma ISO/IEC17025:2017 pelo Instituto Português de Acreditação (IPAC), para as normas aplicáveis à verificação da conformidade das especificações metrológicas estipuladas na norma IEC 61000-4-30, designadamente para a norma CEI 62586-2 ou outra que venha a ser editada para o efeito<sup>(\*)</sup>.*

*São também aceites outros Laboratórios acreditados, para o âmbito atrás referido, por outros organismos de acreditação internacionais signatários dos acordos de reconhecimento mútuo da EA (European co-operation for Accreditation) ou do ILAC (International Laboratory Accreditation Cooperation).*

*A periodicidade de ensaio da conformidade dos Equipamentos de classe A deverá ser bienal, podendo este prazo ser encurtado ou dilatado, em função da estabilidade metrológica construída a partir do seu histórico de verificações.”*

(\*) Presume-se que até ao final de 2023, venha a ser aprovada pela CEI uma *Technical Specification TS 62586-3: POWER QUALITY MEASUREMENT IN POWER SUPPLY SYSTEMS Part 3: Maintenance tests, calibration*

### **1.2.3. MEDIÇÕES DA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA NA SEQUÊNCIA DE RECLAMAÇÕES DOS CLIENTES**

No âmbito do **Procedimento n.º 7 - MEDIÇÕES DA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA NA SEQUÊNCIA DE RECLAMAÇÕES DOS CLIENTES**, a EDA, S.A. propõe que o último parágrafo da proposta de procedimento, seja complementada com um texto que clarifique a avaliação da conformidade dos equipamentos a utilizar na monitorização da qualidade de energia elétrica (a negrito).

*“(...) A monitorização da qualidade da energia, no âmbito das medições complementares, deverá ser efetuada por um equipamento em conformidade com a norma CEI 61000-4-30, Classe A.*

***Este tipo de equipamentos, em conformidade com a Norma CEI 61000-4-30, devem obedecer a um plano de verificação periódica de avaliação da sua conformidade. Estes ensaios da conformidade devem ser executados por laboratórios acreditados pela norma ISO/IEC17025:2017 pelo Instituto Português de Acreditação (IPAC), para as normas aplicáveis à verificação da conformidade das especificações metrológicas estipuladas na norma IEC 61000-4-30, designadamente para a norma CEI 62586-2 ou outra que venha a ser editada para o efeito(\*)***.

***São também aceites outros Laboratórios acreditados, para o âmbito atrás referido, por outros organismos de acreditação internacionais signatários dos acordos de reconhecimento mútuo da EA (European co-operation for Accreditation) ou do ILAC (International Laboratory Accreditation Cooperation).***

***A periodicidade de ensaio da conformidade dos Equipamentos de classe A deverá ser bienal, podendo este prazo ser encurtado ou dilatado, em função da estabilidade metrológica construída a partir do seu histórico de verificações.***

***No sentido, de salvaguardar a imparcialidade relativamente ao juízo formulado em sede destas medições complementares, estas devem ser realizadas por um laboratório acreditado para esta finalidade (verificação da conformidade do fornecimento da qualidade da energia elétrica de acordo com os requisitos da norma NP EN 50160).***

(\*) Presume-se que até ao final de 2023, venha a ser aprovada pela CEI uma *Technical Specification TS 62586-3: POWER QUALITY MEASUREMENT IN POWER SUPPLY SYSTEMS Part 3: Maintenance tests, calibration.*

#### **1.2.4. REGISTO DOS CLIENTES COM NECESSIDADES ESPECIAIS**

O art.º 104 n.º 2, da proposta de RQS, refere que:

*“2 - A solicitação de registo junto do comercializador como cliente com necessidades especiais é voluntária e da exclusiva responsabilidade do cliente, podendo o comercializador com o qual o cliente celebrou o contrato de fornecimento solicitar documentos comprovativos da situação invocada.”*

A EDA, S.A. considera que o registo de clientes prioritários incluídos na alínea a) do n.º 1 do artigo 106.º-Disposições gerais, deve ser equivalente ao previsto para clientes com necessidades especiais, definida no n.º 2 do artigo 104.º, por uma questão de proteção de dados do cliente.

O registo deve ser voluntário e por solicitação do cliente, pois considera-se que a informação em questão deverá salvaguardar eventuais requisitos no âmbito do RGPD. Ainda que as entidades pudessem solicitar autorização para a cedência da informação dos clientes, seus utentes, estamos certos de que poderá verificar-se que essa informação não seja disponibilizada, em prejuízo dos mesmos.

Desta forma propõe-se a introdução do ponto 5, no artigo 106.º - Disposições gerais, com indicação do modo de registo dos clientes prioritários incluídos na alínea a) do n.º 1 (a negrito):

##### **“Artigo 106.º**

Disposições gerais

*1 - Para efeitos do presente Regulamento, consideram-se clientes prioritários:*

- a) Clientes para os quais a sobrevivência ou a mobilidade dependam de equipamentos cujo funcionamento é assegurado pela rede elétrica, e clientes que coabitem com pessoas nestas condições, no âmbito do setor elétrico;*
- b) Clientes que prestam serviços de segurança ou de saúde fundamentais à comunidade e para os quais a interrupção do fornecimento de energia elétrica ou de gás cause graves alterações à sua atividade, designadamente:*
  - i) Estabelecimentos hospitalares, centros de saúde ou entidades que prestem serviços equiparados;*
  - ii) Forças e serviços de segurança;*
  - iii) Instalações de segurança nacional;*
  - iv) Bombeiros;*
  - v) Proteção civil;*
  - vi) Equipamentos dedicados à segurança e gestão do tráfego marítimo ou aéreo;*
  - vii) Instalações penitenciárias;*
  - viii) Estabelecimentos de ensino básico, no âmbito do setor do gás;*

*ix) Instalações destinadas ao abastecimento de gás de transportes públicos coletivos, no âmbito do setor do gás.*

*x) Outros clientes que se enquadrem nos princípios definidos na presente alínea.*

*2 - Devem ser excluídas da classificação como cliente prioritário todas as instalações que, ainda que pertencendo a clientes prioritários, não sirvam os fins que justificam o seu carácter prioritário.*

*3 - Sem prejuízo dos direitos consignados aos clientes prioritários, estes devem tomar medidas de precaução adequadas à sua situação, nomeadamente no que se refere a sistemas de alimentação de socorro ou de emergência, ou a sistemas alternativos de alimentação de energia.*

*4 - O operador de rede deve anualmente, até 30 de junho, solicitar informação às entidades administrativas que disponham de informação que permita a inscrição e a atualização do registo do ponto de entrega relativamente aos clientes prioritários.*

**5- A solicitação de registo junto do comercializador dos clientes prioritários da alínea a) do n.º 1 é voluntária e da exclusiva responsabilidade do cliente, podendo o comercializador com o qual o cliente celebrou o contrato de fornecimento solicitar documentos comprovativos da situação invocada.”**



## 1.3 REGULAMENTO DE RELAÇÕES COMERCIAIS

### 1.3.1. AUSÊNCIA DE LEITURA EM CLIENTES MT

A proposta de RRC, no art. 42 - Informação relevante, n.º 8, indica que:

“...

8 - No setor elétrico:

*a) Às instalações em Muito Alta Tensão, Alta Tensão, Média Tensão e Baixa Tensão Especial não são aplicáveis estimativas de consumo para efeitos de faturação, pelo que a ausência de leitura num determinado período determina que o consumo estimado nesse período seja nulo;”*

A EDA, S.A. considera que a situação prevista na alínea a) do n.º 8, acima descrita, deveria enquadrar-se no âmbito do ponto 30.2.4 Erros de comunicação de dados por acesso remoto, do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

Consideramos, ainda que situações de não faturação de consumo no mês corrente irá implicar acumulação de faturação no mês seguinte, após a recolha local, que tem de acontecer num prazo máximo de 30 dias, conforme ponto 30.2.4 do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

### 1.3.2. PRÉ-AVISO NAS INTERRUPTÕES POR FACTO IMPUTÁVEL AO CLIENTE

No artigo 79, sobre o Pré-aviso nas interrupções por facto imputável ao cliente, propõe-se:

“...

*4 - Nos casos previstos na alínea ij) do n.º 1 do artigo anterior, e para o setor elétrico, o pré-aviso deve conter uma antecedência mínima de 10 dias para a concretização de redução da potência contratada, nos termos do n.º 3 do artigo anterior, e de 20 dias para a concretização de interrupção se não for possível concretizar a referida redução de potência.”*

ou seja, passar de 5 para 10 dias a antecedência mínima a emissão do aviso de redução de potência. De referir que a estes 10 dias somar-se-ão outros 20 (no caso de que se efetive a redução de potência) para uma eventual interrupção de fornecimento. A EDA, S.A. considera que o procedimento atualmente em vigor é adequado, pelo que propõe a sua manutenção.

## 1.4. REGULAMENTO RELATIVO À APROPRIAÇÃO INDEVIDA DE ENERGIA

### 1.4.1. INSPEÇÃO POR AIE- Apropriação indevida de energia

O número 2 do art.º 4 da proposta de Regulamento de Apropriação Indevida de Energia refere:

“...

*2- As equipas designadas para a inspeção por AIE, compostas por um mínimo de dois técnicos, são segregadas das demais funções desempenhadas pelo operador de rede, salvo quando este sirva um número de clientes inferior a 100 000.”*

Atendendo à dificuldade em implementar a medida acima referenciada, motivado sobretudo pela descontinuidade geográfica da RAA, a mesma poderá significar um acréscimo de gastos, quando a empresa está focada na otimização dos recursos disponíveis.

Neste contexto, a EDA, S.A. sugere que a ERSE, pondere a aplicação daquele referencial por ilha, ficando expresso no número 2 do art.º 4 da proposta de Regulamento de Apropriação Indevida de Energia, o seguinte;

“...

*2- As equipas designadas para a inspeção por AIE, compostas por um mínimo de dois técnicos, são segregadas das demais funções desempenhadas pelo operador de rede, salvo quando este sirva um número de clientes inferior a 100 000. **Este referencial aplica-se por ilha, no caso da Região Autónoma dos Açores.**”*

## **1.5. REGULAMENTO DO ACESSO ÀS REDES E ÀS INTERLIGAÇÕES**

### **1.5.1. DESIGNAÇÃO “EMPRESAS RESPONSÁVEIS PELA REDE ELÉTRICA DAS REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA”**

A alteração da designação “operadores das redes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira” para “empresas responsáveis pela rede elétrica das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira”, introduz alguma confusão, deixando de ser claro quais os artigos (e pontos de artigos) que abrangem as Regiões Autónomas, pelo que se sugere a revisão do articulado de modo a evitar incertezas sobre a sua aplicabilidade nas Regiões.

Nos artigos 18.º, 19.º, 21.º, 25.º e 26.º do RARI (nova redação), surge essa nova designação, o que introduz diversas dúvidas, entre as quais (a título de exemplo):

- ao nível de artigos:

O Artigo 17.º abrange “as empresas [...] dos Açores e da Madeira”? E os artigos 22.º, 23.º e 24.º que também fazem referência apenas aos “operadores de rede”?

- ao nível de pontos de artigos:

O ponto 4 do Artigo 25.º abrange “as empresas [...] dos Açores e da Madeira”? E os pontos 3 dos Artigos 21.º, 25.º e 26.º, que também fazem referência apenas aos “operadores de rede”?

### **1.5.2. INFORMAÇÃO A PRESTAR PELOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO BT**

A EDA, S.A. reconhece a relevância de se dar cumprimento ao constante do Artigo 19.º (Informação a prestar pelos operadores das redes de distribuição BT). Contudo, considera não dispor ainda das condições necessárias para conseguir prestar a informação em causa na totalidade, e com o grau de fiabilidade desejável, dada a dificuldade de manter atualizado um sistema de informação com todo o cadastro de redes de distribuição em baixa tensão. Por outro lado, considera complexa a obtenção da informação solicitada na alínea c) do ponto 2, tendo em conta a dimensão das redes BT e a quantidade de dados necessários trabalhar para a realização desta análise.

Assim, julga-se essencial que seja concedido pela ERSE um prazo razoável para que a EDA, S.A. se possa adaptar, reforçando-se com recursos técnicos e humanos necessários, para poder garantir a disponibilização da informação requerida na redação proposta para o Artigo 19.º.

### 1.5.3. FUNDAMENTAÇÃO DE NOVOS PROJETOS DE INVESTIMENTO

Sobre o disposto no ponto 1 do Artigo 23.º, considera-se que não se deverá restringir as alternativas viáveis ao recurso à contratação de flexibilidade de recursos distribuídos, uma vez que esta solução, apesar de poder constituir alternativa a eventuais ampliações e reforço das redes, não serve como alternativa a diversas naturezas de investimento. Podem surgir necessidades de investimentos em infraestruturas da rede para a melhoria das condições de exploração, melhoria da qualidade de serviço, ou renovação de ativos (equipamentos obsoletos, ou degradados), para os quais a contratação de flexibilidade de recursos distribuídos, não se apresenta como alternativa. Propõe-se que se retire a parte final da frase, a partir de “designadamente”, ou que se substitua a palavra “designadamente” por “sempre que possível”.

Estão omissas algumas palavras no ponto 2 do Artigo 23.º: “... *os operadores das redes devem enviar à ERSE...*”.

Relativamente ao ponto 3 do Artigo 23.º, considera-se que a análise custo e benefício não fundamenta as necessidades identificadas, mas sim as soluções elegidas. Tendo em conta que na alínea a) do ponto 5 do Artigo 30.º é referido “Motivos que fundamentaram a necessidade do projeto de investimento, nos termos do Artigo 23.º”, propõe-se para o ponto 3 do Artigo 23.º uma nova redação, como por exemplo: “*A informação referida no número anterior deve ser acompanhada dos motivos que fundamentaram a necessidade do projeto de investimento e dos resultados da análise custo e benefício que sustentaram as soluções identificadas.*”

### 1.5.4. METODOLOGIA DE CUSTO E BENEFÍCIO

No Artigo 24.º não está claro se a metodologia de custo e benefício aprovada pela ERSE será igual para todos os operadores (inclusive as “empresas [...] dos Açores e da Madeira”), e como será divulgada.

### 1.5.5. INFORMAÇÃO SOBRE NOVOS PROJETOS DE INVESTIMENTOS

O Artigo 25.º, de acordo com o seu título, refere-se a “Informação sobre novos projetos de investimentos”. No entanto, no seu ponto 1, foi retirado a referência a “obras que se iniciam no ano seguinte”. Fica a dúvida àcerca dos projetos abrangidos pelo ponto 1: projetos já em curso, projetos novos a iniciar no ano corrente, projetos novos a iniciar no ano seguinte (conforme a versão do RARI em vigor), ou todos os projetos (em curso e a iniciar) previstos em plano de investimentos para o horizonte temporal do período regulatório vigente?

No ponto 2 é referido “*A informação sobre projetos de investimento deve contemplar todo o horizonte temporal do período regulatório vigente ou até à data estimada da entrada em exploração dos projetos, com desagregação anual.*”. Questiona-se se estará correta a seguinte interpretação: A informação sobre projetos de investimento deve contemplar os projetos em curso e os previstos iniciar no horizonte temporal do período regulatório vigente, com desagregação anual até à data estimada da entrada em exploração de cada projeto.

Os pontos 1 e 2 do Artigo 25.º, com a nova redação, parecem abranger todos os projetos. Questiona-se se fará sentido manter a redação do ponto 3, tendo em conta que o disposto nos pontos 1 e 2 já resulta numa atualização anual da informação.

O ponto 4 parece ser referente apenas a operadores de redes em Portugal continental, à semelhança do ponto 5.

A EDA reconhece a relevância de se dar cumprimento ao constante Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que prevê a elaboração, pelas concessionárias, de Planos de Desenvolvimento da Rede de Distribuição em Baixa Tensão (BT), bem como ao que se infere do proposto no artigo 26.º do RARI (em discussão pública).

Contudo, considera-se que a elaboração de um Plano de Desenvolvimento da Rede de Distribuição em BT, é um processo de elevada complexidade, ainda para mais com a alteração de paradigma que se está a verificar ao nível destas redes, pelo que

se considera que a EDA, S.A. não reúne as condições necessárias para conseguir cumprir, a curto prazo, com o pretendido nos termos agora propostos para o RARI. Assim, julga-se essencial que, para além da devida clarificação sobre esta temática, seja concedido pela ERSE um prazo razoável para que a EDA, S.A. se possa preparar com meios técnicos e humanos necessários, para garantir a elaboração e disponibilização destes novos Planos.

#### **1.5.6. REALIZAÇÃO E CONSIDERAÇÃO DE INVESTIMENTOS ENTRADOS EM EXPLORAÇÃO PARA EFEITO DO CÁLCULO DE TARIFAS**

Com a redação do novo Artigo 30.º (anterior Artigo 26º), foi introduzida a data de 1 de maio para o envio anual da lista dos projetos de investimento e ativos entrados em exploração. Questiona-se se esta informação não poderá ser enviada até 15 de junho, em sintonia com a informação relativa ao novo Artigo 26.º (anterior Artigo 25º-B), onde são identificados os projetos transferidos para exploração. Solicita-se que seja considerada esta data, tendo em conta a quantidade de informação necessária reportar à ERSE no início de cada ano.

#### **1.5.7. PONTOS 3 DO ARTIGO 18.º, 3 DO ARTIGO 19.º E 4 DO ARTIGO 20.º**

Propõe-se que nos pontos 3 do Artigo 18.º, 3 do Artigo 19.º e 4 do Artigo 20.º seja removida uma parcela de texto, considerada redundante: “*relativamente à prestação de informação*”.