

PARECER SOBRE

CP nº 113 - Revisão Regulamentar do Setor Elétrico, com extensão aos Setores do Gás e do GPL Canalizado

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário¹ (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho “(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*”²

Ao Conselho Tarifário 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.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT, em 28 de março, o documento “**CP nº 113 - Revisão Regulamentar do Setor Elétrico, com extensão aos Setores do Gás e do GPL Canalizado**”³, solicitando a emissão de parecer até **15 de maio**.

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

I

ENQUADRAMENTO

No documento de Enquadramento Global da Revisão Regulamentar do Setor Elétrico, objeto da Consulta Pública n.º 113, é expresso pela ERSE:

“O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, impõe a produção de nova regulamentação e a necessária adaptação da já existente às mudanças de regime operadas, nos termos do seu artigo 303.º.

*De acordo com o disposto no referido preceito, os regulamentos previstos no artigo 235.º são objeto de atualização, **no prazo máximo de 18 meses (ou seja, até 15 de julho de 2023)**, pelas entidades competentes, visando assegurar o cumprimento do disposto no referido Decreto-Lei e demais legislação europeia.*

Relativamente ao âmbito de competências da ERSE, definidas nos seus Estatutos, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, na redação vigente, cabe a esta Entidade Reguladora a aprovação e aplicação dos regulamentos previstos no n.º 1 do artigo 246.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

Compete, igualmente, à ERSE, nos termos do n.º 1 do artigo 263.º e do artigo 298.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, regulamentar o regime da apropriação indevida de energia, estabelecidos nos artigos 250.º e seguintes, com extensão à apropriação ilícita de gás, incluindo gases de origem renovável e de baixo teor de carbono, e de Gás de Propano Liquefeito (GPL) canalizado”.

A presente CP n.º 113 integra a revisão dos seguintes Regulamentos:

Regulamento de Operação das Redes – ROR;

Regulamento de Relações Comerciais – RRC;

Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações – RARI;

¹ Doravante abreviado por CT.

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

³ E-Tecnicos/2023/500/FMS/MVC/JFV/lg

Regulamento da Qualidade de Serviço – RQS;

Regulamento do Autoconsumo - RAC;

Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes – RSRI

Regulamento Tarifário – RT.

Regulamento relativo à Apropriação Indevida de Energia – RAIE (novo).

O CT regista negativamente a opção da ERSE em desencadear vários processos de emissão de parecer em simultâneo, dificultando a apreciação e a avaliação dos mesmos por parte deste órgão consultivo.

II

ESPECIALIDADE

1. Ponto Prévio

Na presente Consulta Pública o CT/SSE irá manter a postura que tem adotado desde sempre, i.e., procederá à análise das alterações propostas para todos os Regulamentos, destacando os impactes tarifários das mesmas, só tecendo sugestões de alteração quando as mesmas possam não cumprir os fins a que destinam, apenas acrescentando custos a repercutir nas tarifas reguladas ou pela sua potencial inexequibilidade.

- A. Revisão do articulado do Regulamento de Acesso às Redes e Interligações (RARI);
- B. Revisão do articulado do Regulamento de Relações Comerciais (RRC);
- C. Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS);
- D. Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica (RAC);
- E. Apropriação Ilícita de energia (A.I.E.)

No que concerne à Revisão do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico (RT), a mesma será efetuada a partir do ponto F. destacando o CT que a secção do SNG já emitiu parecer em 28 de abril de 2023 em resposta à Consulta Pública n.º 114.

A. Revisão do articulado do Regulamento de Acesso às Redes e Interligações (RARI)

A.1. A revisão do articulado do Regulamento de Acesso às Redes e Interligações (RARI) vem suprimir referências diretas a obrigações ou isenções ao pagamento de tarifas específicas, remetendo esta obrigatoriedade de pagamento ou isenção para os termos aplicáveis e previstos no âmbito do Regulamento Tarifário (RT).

Especificamente, elimina a disposição relativa à isenção do pagamento de tarifas de acesso por parte dos produtores hidroelétricos que necessitem de adquirir energia elétrica para bombagem no âmbito do seu processo de produção, que passa a estar presente no articulado do RT.

Adicionalmente, retira do articulado a tarifa de uso da rede de transporte para os produtores, que se encontra atualmente extinta.

Por último, salienta-se que passa a estar previsto que a ERSE aprova e publica os valores dos fatores de ajustamento para perdas por período tarifário, juntamente com as tarifas e preços da energia elétrica para o ano seguinte.

Neste âmbito, o CT considera positivas as alterações efetuadas por constituírem atualizações necessárias ao articulado do RARI e por conferirem um melhor enquadramento às temáticas abordadas em cada Regulamento.

A.2. Acesso às redes com restrições

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, estabelece que o acesso à RESP pode ser conferido com restrições, nos termos a regulamentar pela ERSE. Adicionalmente, o mesmo diploma define o conceito de capacidade com restrições como sendo o valor máximo, não garantido, da potência aparente em determinado ponto da RESP que é possível atribuir a centros electroprodutores, UPAC ou instalações de armazenamento, podendo ser reduzido por iniciativa do operador de rede, por atuação na injeção, para garantir a segurança da operação do SEN.

Derivado do acentuado aumento de pedidos de ligação à rede, nomeadamente por produtores e instalações para carregamento de veículos elétricos, a garantia de um acesso rápido e eficiente à rede ganha um maior relevo e importância para o SEN no contexto da transição energética.

Neste contexto, surge a alternativa de acesso com restrições à rede, considerada em situações específicas, em que alguns critérios de acesso/planeamento de rede são agilizados pelos operadores das redes, permitindo aos utilizadores da rede beneficiarem de um processo de ligação mais célere e de condições económicas mais favoráveis, seja por via da redução de encargos de ligação, seja por via da remuneração pelo sistema dos condicionamentos impostos à utilização da ligação.

Nesse sentido, na proposta de revisão regulamentar em consulta pública, a ERSE propõe a criação da figura do Acordo de Acesso com Restrições, que é concretizada no articulado do RARI e que estabelece, no essencial, o quadro de princípios gerais aplicáveis a este tipo de acesso às redes.

Adicionalmente, propõe-se que esta ligação não firme, ao não exigir um reforço da capacidade da rede, deverá ficar isenta do pagamento do encargo relativo à comparticipação nas redes. Contudo, prevê-se que quando a rede passar a ter condições para acesso firme, o produtor poderá manter as suas condições de acesso com restrições, ou passar a ter um acesso firme, pagando o encargo de comparticipação nas redes de que esteve isento no momento inicial.

Importa referir que este tipo de ligação só poderá ocorrer por proposta do operador de rede uma vez identificada uma restrição na capacidade da rede e constitui um direito do produtor a sua aceitação.

Relativamente às instalações de consumo, o diploma não faz referência a essa possibilidade, mas a proposta regulamentar, nomeadamente no RRC e RARI, prevê a sua inclusão ainda que de forma cautelosa, propondo a realização de projetos piloto para estudo e avaliação, a realizar pelos operadores de rede. Acresce que o acesso com restrições às instalações de consumo terá sempre um carácter transitório, principalmente para as instalações em BT, em que aparentemente a grande vantagem para os seus titulares é o encurtamento do período para concretização da ligação.

Em síntese, o CT reconhece o impacto positivo destas medidas para o aumento da taxa de utilização do ativo RESP. No entanto, estas medidas devem apenas ser utilizadas como recurso para agilizar ligações, não substituindo os investimentos necessários a realizar nas redes de modo a alcançar os objetivos traçados e ultrapassar os desafios da transição energética.

A.3. Informação sobre novos investimentos

De acordo com o n.º 5 do artigo 123.º do Decreto-lei 15/2022, de 14 de janeiro, para efeitos de planeamento de rede, os novos investimentos em infraestruturas da rede devem depender de uma

análise custo e benefício face a outras alternativas viáveis, designadamente o recurso à contratação, em mercado, de flexibilidade de recursos distribuídos.

Ainda de acordo com o n.º 6 do mesmo diploma, cabe à ERSE aprovar e aplicar a metodologia de avaliação a seguir, com base em proposta dos operadores de rede.

Assim a ERSE propõe incluir no RARI o artigo 24.º para dar cumprimento ao estabelecido no Decreto-lei 15/2022, de 14 de janeiro, no que à metodologia de custo benefício diz respeito, estabelecendo que esta análise deverá ser baseada numa metodologia aprovada pela ERSE, com base em proposta dos operadores das redes, a apresentar à ERSE no prazo de 60 dias após a entrada em vigor do regulamento.

O CT recomenda que o prazo para submissão de propostas de metodologia por parte dos operadores à ERSE seja devidamente articulado com estas entidades.

A ERSE Introduz ainda no artigo 23.º a obrigatoriedade de os operadores enviarem, anualmente até 15 de junho, a informação sobre a necessidade de novos investimentos acompanhada dos resultados da análise custo e benefícios que fundamenta as necessidades identificadas.

Tendo em conta que esta informação faz parte dos planos de investimento que são elaborados pelos operadores de redes e apresentados de 2 em 2 anos até 15 de outubro, o CT recomenda a reanálise desta proposta sugerindo a fusão dos 2 artigos e eliminando para o efeito os n.ºs 2 e 3 do artigo 23.º que solicita informação que já é disponibilizada ao Regulador através das propostas de PDIR.

Ainda no que concerne à informação sobre os novos investimentos e as alterações introduzidas ao atual artigo n.º 25.º, a ERSE estende a informação dos novos investimentos para além dos habituais 2 anos solicitando a mesma *“para o horizonte temporal do período regulatório vigente ou até à data estimada da sua entrada em exploração dos projetos, com desagregação anual”*.

O CT recomenda que esta solicitação se circunscreva no máximo ao horizonte temporal do período regulatório vigente.

B. Revisão do articulado do Regulamento de Relações Comerciais (RRC)

B.1. Extinção das tarifas transitórias

Tendo por base as disposições do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, a proposta de revisão regulamentar prevê, no artigo 247.º, o fornecimento de eletricidade em regime supletivo, com tarifas próprias para os níveis de tensão para os quais não existam tarifas transitórias.

Neste contexto, o CT entende que a disposição do n.º 1 do artigo 241.º do RRC não prevê a contratação do fornecimento supletivo de energia elétrica ou de gás com comercializadores de último recurso após a extinção das tarifas transitórias, sugerindo assim a seguinte alteração ao referido ponto do articulado:

*“1 - A modalidade de contratação prevista na alínea a) do n.º 1 do Artigo 240.º concretiza-se por aplicação das tarifas transitórias ou **das tarifas supletivas** aprovadas pela ERSE para os limiares de fornecimento previstos na lei.”*

B.2. Regimes supletivos do Comercializador de Último Recurso e do Agregador de Último Recurso

A proposta de articulado do RRC, nomeadamente o n.º 6 dos artigos 248.º e 278.º determina que os clientes e instalações consumidoras ao abrigo de fornecimento supletivo por impedimento de

comercializador ou os agentes em agregação supletiva por impedimento de agregador de mercado, sejam objeto de um procedimento concorrencial para a sua transferência para um comercializador de mercado ou para um agregador de mercado, respetivamente.

O CT nota que a atual proposta de revisão regulamentar é parca em detalhes sobre a forma que o procedimento concorrencial irá assumir, aguardando a respetiva subregulamentação pela ERSE para ficar a conhecer as regras, termos e condições aplicáveis. Em particular, encontra-se por clarificar que entidade ficará responsável pela realização desses procedimentos, sendo o CT de opinião que o OLMCA seria a escolha mais lógica, por ser uma entidade independente dos demais intervenientes do SEN e por se tratar de uma operação que envolve a mudança de comercializador ou de agregador.

A ser um operador regulado a desempenhar essa função, o CT aproveita para salientar a importância de a ERSE avaliar a aderência do proveito permitido aos custos decorrentes do acréscimo de responsabilidades, em respeito do equilíbrio económico-financeiro das atividades reguladas.

No que concerne ao fornecimento e agregação em regimes supletivos com origem na ausência de ofertas em mercado, a proposta estabelece que em situações de demonstrada persistência de condições que determinem a ausência de oferta por comercializadores ou agregadores em regime de mercado, a ERSE pode estabelecer a existência de fornecimento ou agregação supletiva sem prazo de fornecimento limitado.

Neste âmbito, o CT considera que não é claro em que situações o CUR pode considerar que as mesmas configuram demonstrada persistência, sugerindo que a proposta incluísse disposições que determinassem um critério claro e objetivo para o efeito.

B.3. Medição, leitura e disponibilização de dados em instalações de clientes

Nos artigos 33.º e 39.º, sobre *“Correção de erros de medição e Correção de erros de leitura do equipamento de medição”*, propõe-se que os erros de medição, sejam corrigidos pelo respetivo operador de rede e que a data da correção não pode ser em qualquer caso superior a 30 dias.

O CT recomenda a clarificação de como agir, caso sejam ultrapassados os 30 dias previstos para correção das anomalias, por exemplo em situações não imputáveis ao ORD.

B.4. Interrupção do fornecimento

No artigo 79, sobre o *Pré-aviso nas interrupções por facto imputável ao cliente*, propõe-se passar de 5 para 10 dias a antecedência mínima a emissão do aviso de redução de potência. Sendo que a estes 10 dias se somarão outros 20 (no caso de que se efetive a redução de potência) para uma eventual interrupção de fornecimento.

O CT entende que a alteração regulamentar proposta não se encontra suficientemente fundamentada face aos vários interesses em presença, pelo que sugere a manutenção da norma regulamentar em vigor.

No que respeita ao tratamento proposto para os custos com a redução e reposição de potência contratada, que passariam a ser socializados pelo sistema, o CT recomenda a adoção desse regime somente a partir do momento em que todas as instalações estejam integradas nas redes inteligentes.

B.5. Relacionamento comercial do operador logístico de mudança de comercializador e de agregador

No artigo 242.º, ponto 15, mantém-se a exceção dada ao CUR, de impedir que clientes com dívida possam escolher outro comercializador. O CT manifesta a sua discordância quanto à manutenção desta dualidade de tratamento entre comercializadores de mercado livre e o CUR.

B.6 Explicitação de encargos na fatura

1. A proposta de revisão regulamentar vem transpor para o quadro regulamentar, nomeadamente o RRC, os princípios e as obrigações existentes na Recomendação n.º 1/2022, de 12 de abril, da ERSE.

2. A Recomendação n.º 1/2022, de 12 de abril, da ERSE surge na sequência da implementação do serviço de Banda de Reserva de Regulação (BRR) tornado necessário, como justificado pela ERSE por um lado pelo tratamento diferenciado dado pelos agentes no que respeita à evidenciação do encargo na fatura e, por outro lado, pela existência de potencial confundibilidade do encargo da BRR com os encargos relativos ao acesso às redes.

3. A referida recomendação estabelece que os comercializadores de energia elétrica devem (i) “apresentar na fatura todos os elementos prescritos na legislação, de forma clara e concisa”, e também (ii) “abster-se de promover confundibilidade do encargo da banda de reserva de regulação com os encargos relativos ao acesso às redes, evidenciando, sempre que necessário, à semelhança de outros encargos repercutidos pelo consumo afeto a cada carteira de comercialização, que aqueles encargos estão integrados no conceito do preço da energia, não devendo aquele encargo ser explícito de forma autónoma e isolada”.

4. Face ao anterior, a ERSE propõe incluir no articulado do RRC o seguinte:

- (novo) Art. 45º, n.º 3 - Sempre que o comercializador opte por desagregar a parcela da fatura correspondente ao custo da energia, excluindo deste âmbito a parcela que corresponde às tarifas de acesso às redes, deve essa desagregação ser completa e integral das rubricas que a compõem;
- (novo) Anexo I, Art. 4.º, n.º 4 - Sem prejuízo do disposto no Artigo 45.º, para efeitos do cumprimento do n.º 2, os comercializadores devem abster-se de promover confundibilidade dos encargos por si negociados diretamente com os clientes com os encargos relativos ao acesso às redes, evidenciando que aqueles encargos estão integrados no conceito do preço da energia, não devendo ser explícitos de forma autónoma e isolada;

5. O CT entende que esta disposição por parte da ERSE não deve ser introduzida no RRC, nos moldes propostos, porque:

- o âmbito de aplicação da Recomendação n.º 1/2022, de 12 de abril, recaiu especificamente no caso particular da BRR, nomeadamente pelo facto de, aparentemente segundo a ERSE, ter existido no mercado confundibilidade do encargo da BRR com os encargos relativos ao acesso às redes;
- a Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro, que veio estabelecer um conjunto de obrigações de informação a prestar pelos comercializadores de energia aos consumidores de energia elétrica, gás natural, gases de petróleo liquefeito (GPL) e combustíveis derivados de petróleo, já estabelece os elementos e o conteúdo mínimo a constar na fatura de energia dos consumidores.

6. Quanto à possibilidade de ser efetuada uma desagregação completa e integral das rubricas que compõem o preço de energia, o CT considera que tal opção poderá ser suscetível de gerar complexidade na leitura da fatura por parte de alguns consumidores e sem que as vantagens da proposta de desagregação completa sejam evidentes.

7. O CT entende que deve ser possível aos comercializadores realizar uma desagregação parcial dos seus custos na fatura dos clientes MAT\AT\MT\BTE\BTN>20,7 kVA e dos clientes com consumos anuais de gás superiores a 10 000 m³ (n).

8. O mecanismo ibérico tem o seu próprio quadro normativo de explicitação na fatura, razão pela qual não tem aplicação o referido nos pontos que antecedem.

C. RQS

Decorrente da publicação do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que induziu alterações à organização e funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), vem agora a ERSE promover a adaptação do Regulamento da Qualidade de Serviço dos setores elétrico e do gás (RQS), aprovado em 2021.

A síntese de alterações propostas pela ERSE ao nível do Regulamento da Qualidade de Serviço, correspondem a:

1) Agregador de eletricidade e suas obrigações ao nível comercial

Propõe o regulador que em termos de qualidade de serviço se estabeleçam as seguintes obrigações para o agregador:

- Meios obrigatórios de atendimento – o agregador deve garantir um atendimento completo ao seu cliente, tendo obrigatoriamente de disponibilizar atendimento telefónico e atendimento por escrito;
- Obrigatoriedade de resposta a pedidos de informação e a reclamações;
- Os níveis de qualidade na resposta a reclamações e pedidos de informação, medidos nos prazos de resposta, são iguais aos exigidos aos comercializadores.

O CT concorda com a proposta da ERSE.

2) Restrição de acesso à rede por prestação de serviços de flexibilidade

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, atribui um papel de destaque aos consumidores de energia elétrica, no âmbito do SEN, considerando que possam evoluir de consumidores passivos para agentes ativos que produzem eletricidade para autoconsumo ou para venda de excedentes, armazenam e oferecem serviços de flexibilidade e agregam produção.

Os serviços de flexibilidade podem ser concebidos para ajudar a manter a estabilidade da rede elétrica assegurando o equilíbrio entre o consumo e a produção – serviços de balanço, ou para resolver congestionamentos de rede ou ainda controlo de tensão – serviços de flexibilidade local.

Relativamente à participação voluntária dos clientes nos serviços de sistema ou de flexibilidade, a ERSE considera que pode resultar a sua limitação de consumo decorrente da prestação desses serviços.

Assim, o RQS vem estabelecer que uma restrição de acesso à rede decorrente da prestação de um serviço não é equiparada a uma interrupção de fornecimento de energia elétrica, pelo que não serão contabilizadas para efeitos dos indicadores de continuidade de serviço nem para as respetivas compensações, facto com o qual o CT manifesta a sua concordância.

3) Proposta de procedimento a adotar pelos operadores de rede no âmbito da análise de reclamações relativas à qualidade de energia elétrica

A ERSE propõe que os operadores de rede que tenham disponíveis na sua rede equipamentos de medição inteligente (EMI), utilizem a informação recolhida pelos EMI em rede inteligente e pelos DTC na zona da instalação do cliente para uma primeira análise de triagem da qualidade de energia, devendo o cliente ser informado dessa análise, sem prejuízo do direito a requerer uma visita do operador de rede.

O CT concorda com a proposta da ERSE.

4) Resposta a reclamações por escrito

Na proposta de revisão a ERSE clarifica que as reclamações recebidas por escrito devem ser respondidas por escrito. Adicionalmente, definiu o regulador, independentemente do meio utilizado para a apresentação da reclamação, esta deve ser respondida por escrito sempre que o reclamante explicitamente o solicite.

Considera-se, ainda, que estas determinações não impedem as entidades reclamadas de esclarecerem os reclamantes através de outros meios, nomeadamente o telefónico, desde que também o façam por escrito, para que o reclamante possa ficar com a resposta à sua reclamação num meio perene, acessível e consultável.

O CT está de acordo com a proposta da ERSE.

5) Limitação do valor máximo das compensações de continuidade de serviço

O atual RQS estabelece no seu número 4 do artigo 92.º que o montante global de compensação a pagar a cada cliente, por incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço, é limitado a 100% do montante pago anualmente pelo cliente pela respetiva tarifa de acesso às redes.

A ERSE refere que a limitação do montante global de compensação a pagar a cada cliente pela respetiva tarifa de acesso às redes pode ver a sua aplicação subvertida quando, por via da tarifa de Uso Global do Sistema, a tarifa de acesso às redes se torna muito reduzida ou até negativa, o que na prática conduz a limites muito baixos e, portanto, ao pagamento de valores de compensação muito reduzidos, ou mesmo nulos.

Acontece que nos anos 2022 e 2023 têm vigorado tarifas de acesso às redes com valores negativos nos vários níveis de tensão. É neste contexto que a ERSE considera que de forma a imunizar o efeito negativo que as tarifas de acesso às redes colocam na limitação do montante global de compensação a pagar a cada cliente pela respetiva tarifa de acesso às redes, deverá utilizar-se o valor médio das tarifas de uso das redes aplicado por nível de tensão e tipo de fornecimento.

A abordagem de utilizar o valor médio das tarifas de uso das redes permite evitar que os operadores das redes calculem a aplicação destas tarifas a cada cliente em cada ano, apenas para efeitos do limite das compensações, o que seria uma exigência desproporcionada ao seu objetivo.

Por outro lado, tendo em conta que o valor da tarifa de uso das redes representa, na generalidade, metade do valor da tarifa de acesso às redes, considera o regulador limitar a compensação a 200% do montante pago pelo cliente no ano a que a compensação diz respeito pelo respetivo valor médio da tarifa de uso das redes.

Face ao exposto, a ERSE propõe modificar a redação do n.º 4 do artigo 92.º do RQS, no sentido de limitar a compensação a 200% do montante pago pelo cliente no ano a que a compensação diz respeito pelo respetivo valor médio da tarifa de uso das redes.

Os valores médios das tarifas de uso das redes por nível de tensão e tipo de fornecimento, a usar para o cálculo dos limites das compensações, são publicados na diretiva que aprova as tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços. Desta forma, preserva-se o nível do limite das compensações que vigorou nos últimos anos, excluindo os anos especialmente afetados pela crise dos mercados de energia que anulou o sobrecusto tarifário com a PRE e o transformou num excedente tarifário.

O CT revê-se na justificação apresentada pela ERSE e concorda com a proposta de revisão do cálculo do limite de compensações.

6) Implementação de projetos piloto

A ERSE na proposta em apreço do RQS cria a figura de projeto piloto, considerando projetos piloto os projetos de investigação ou de demonstração que se destinem a promover a inovação.

Estes projetos ficam sujeitos aos seguintes princípios:

- i. devem ser aprovados pela ERSE, na sequência de proposta fundamentada por parte de qualquer entidade.
- ii. O projeto piloto pode prever que durante a execução seja derrogada a aplicação de normas do RQS aos participantes no projeto piloto.
- iii. De modo a garantir a transparência dos processos, deve ser dada publicidade aos projetos aprovados.

O CT concorda com o enquadramento que a ERSE prevê para a realização de projetos-piloto, uma vez que facilita a realização de experiências com novas abordagens e soluções, num ambiente regulatório controlado, que permita avaliar devidamente os respetivos custos e benefícios para o sistema.

D. Regulamento do Autoconsumo

O regime jurídico do autoconsumo de energia, instituído originalmente em 2014 pelo Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, foi objeto de revisão em 2019 (Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro), atribuindo à ERSE responsabilidades sobre o modelo de relacionamento comercial, sobre a medição e disponibilização dos dados e sobre as tarifas de Acesso às Redes aplicáveis neste regime, tendo sido, em 2021, aprovado o Regulamento do Autoconsumo de energia elétrica (RAC).

A presente proposta da ERSE de revisão do RAC decorre das recentes alterações ao regime jurídico do setor elétrico, através do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que introduz aperfeiçoamentos relevantes no regime do autoconsumo. A experiência de aplicação prática de projetos pilotos nesse domínio bem como a clara aposta em torno de um sistema energético mais participado pelos agentes, nomeadamente consumidores, justificam plenamente esta revisão regulamentar.

D.1. Direitos e Deveres dos Sujeitos Intervenientes

O RAC reconhece ao autoconsumidor o direito de venda do excedente, diretamente em mercado ou através de um agregador.

A proposta em apreço introduz as novas figuras das Comunidades de Cidadãos para a Energia (CCE) e do agregador de último recurso, previstas no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

No caso das CCE passa a ser permitido que estas desenvolvam, entre outras, atividade de autoconsumo coletivo entre os seus membros, aplicando-se-lhe as mesmas regras estabelecidas para as Comunidades de Energia Renovável (CER).

O agregador de último recurso passa a adquirir supletivamente, mediante solicitação, os excedentes do autoconsumo (aquando de situações de inexistência de ofertas de agregadores de eletricidade em regime de mercado ou quando o agregador do excedente tenha ficado impedido de exercer a sua atividade).

Cabe referir que, até que se concretize a atribuição de licença específica de agregação de último recurso, as atividades do agregador de último recurso são exercidas pela entidade titular da licença de comercialização de último recurso para Portugal continental.

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, também alterou a figura do operador logístico de mudança de comercializador, que passou a incluir a mudança de agregador, o que terá, quando efetivamente implementado, impactos práticos ao nível dos procedimentos de alteração da atribuição do excedente às respetivas carteiras dos agregadores.

Em face do estabelecido na legislação, o CT concorda com a necessidade destas alterações regulamentares.

D.2. Relacionamento comercial, incluindo suspensão da partilha e intervenção

A revisão ao RAC começa por propor a eliminação da referência à celebração de contratos entre produtores e operador da rede de transporte, pelo facto de o quadro regulamentar ter deixado de prever a tarifa de injeção na rede (tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicável a produtores), proposta à qual o CT nada tem a opor.

Outras alterações desta revisão regulamentar que o CT destaca e concorda:

- Introdução da possibilidade de comercialização entre pares, nomeadamente através da contratação direta entre quaisquer dois agentes agregadores, incluindo na negociação de excedentes de autoconsumo, nos termos do Regulamento de Relações Comerciais (RRC);
- No que diz respeito ao relacionamento comercial entre o ORD e a EGAC, nomeadamente nos aspetos relativos à interrupção de instalações, resulta que o ORD deve:
 - Suspender a partilha de energia em autoconsumos coletivos que tenham dívidas vencidas relativas ao uso das redes para autoconsumo;
 - Suspender a partilha da energia injetada na rede (por instalação de produção, instalação de armazenamento, ou instalação de consumo com UPAC ou com armazenamento associados) por instalações sobre as quais recaia uma obrigação de interrupção;
- Apuramento da fatura de mudança de comercializador, no âmbito do autoconsumo coletivo, considerando os coeficientes de partilha definitivos (admitindo prazos mais alargados para a emissão das faturas de fecho aos clientes finais como contrapartida de dados de consumo mais fiáveis). O proposto não tem quaisquer implicações no processo de mudança de comercializador, afetando tão somente os prazos de emissão das faturas de fecho após a mudança de comercializador.
- O autoconsumidor participante no autoconsumo coletivo, titular da UPAC, tem o direito de vender diretamente o excedente ao agregador, desde que tal não prejudique o desempenho das competências da EGAC.

D.3. Medição e leitura

A proposta de revisão do RAC refere:

- Os operadores das redes são responsáveis pela totalidade dos encargos associados aos equipamentos de medição das instalações de consumo, incluindo as instalações sem obrigação de controlo prévio e sem transação do excedente. Mantém-se ainda a obrigação de instalar esses equipamentos no prazo máximo de quatro meses a contar da data do respetivo pedido.
- Os titulares das instalações de produção e das instalações de armazenamento são responsáveis pela totalidade dos encargos associados aos respetivos equipamentos de medição. Nas instalações de produção de eletricidade para autoconsumo, nas instalações de armazenamento autónomo participante em autoconsumo e nas instalações de consumo com UPAC sempre que a potência instalada da UPAC seja superior a 4 kW (para efeitos da energia injetada na IC), os encargos são da responsabilidade dos autoconsumidores.

Seguindo o disposto no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, a proposta de revisão do RAC estabelece que os operadores de redes são responsáveis pelos encargos dos equipamentos de medição, salvo nos casos dos equipamentos de medição de UPAC (integradas nas instalações de consumo ou ligadas de forma autónoma à rede) e de sistemas de armazenamento ligados de forma autónoma à rede.

Porém, a proposta de articulado parece ir um pouco além da legislação, ao prever que, nos casos em que é suposto o autoconsumidor assumir os custos dos equipamentos de medição, fica também responsável pela sua gestão.

No entender do CT, independentemente da responsabilidade de assunção dos encargos totais associados a estes contadores, a gestão destes equipamentos deve pender para o operador de rede, de forma a minimizar riscos na integração destes equipamentos nos sistemas de telecontagem dos operadores. Este aspeto é particularmente crítico nos contadores das UPAC e dos sistemas de armazenamento autónomo, devido ao facto de as medições destes equipamentos servirem de suporte para a partilha de produção e, consequentemente, para a faturação.

Neste sentido, o CT propõe que os equipamentos de medição para UPAC e sistemas de armazenamento autónomos sejam instalados, explorados e mantidos pelo operador de rede, com a cobrança de um preço regulado ao autoconsumidor correspondente aos encargos totais destes equipamentos, em alinhamento com a legislação.

O CT regista, contudo, que na Região Autónoma da Madeira foi aprovada legislação regional sobre o autoconsumo que mantém a responsabilidade do autoconsumidor pelos encargos com o equipamento de medição inteligente, em divergência com os regimes do Continente e da Região Autónoma dos Açores, pelo que entende o CT que a ERSE, dentro das suas competências, deve promover a igualdade daqueles regimes.

D.4. Disponibilização de dados

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, atribui à ERSE a responsabilidade de fixar o período temporal para apuramento de saldos em regime de autoconsumo. A proposta mantém o período de 15 minutos como o período temporal de referência.

O CT concorda com os argumentos da ERSE, nomeadamente com o necessário critério de simultaneidade entre produção e consumo.

O CT partilha o entendimento da ERSE que esta é uma opção mais robusta face ao modelo de “*net metering*” (que recorre aos balanços em prazos dilatados) que não considera a diferenciação temporal do preço da energia e instrumentaliza o sistema elétrico como armazenamento sem suportar o respetivo custo.

Mantendo-se o apuramento de saldos quarto-horários no regime de autoconsumo, é com base nesses saldos que a faturação irá assentar. Assim, estabelece-se a obrigação de disponibilização diária, em d+1 (no dia seguinte ao do consumo/injeção), de todos os dados quarto-horários, saldados e devidamente validados.

Sabendo-se que a atual taxa de sucesso das leituras remotas (em d+1) é inferior a 90%, a disponibilização de dados em d+1 vem acompanhada necessariamente de estimativas, sem prejuízo da sua substituição por dados reais à medida que estes sejam obtidos. Introduce-se o reporte trimestral à ERSE relativo à percentagem de instalações com dados estimados disponibilizados em d+1 pelos operadores das redes, permitindo o acompanhamento deste indicador.

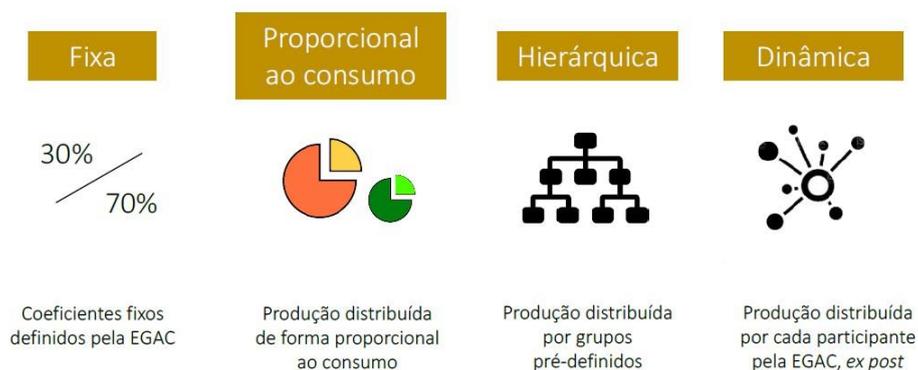
No caso do autoconsumo coletivo, por abranger diversas instalações e agentes, o potencial impacte dessas estimativas é naturalmente superior pelo que a ERSE formula um conjunto adicional de regras. Entre outras, para cada autoconsumo coletivo, o operador de rede sincronize o ciclo de faturação do acesso à rede de todas as instalações envolvidas e a partir de uma data-limite, os coeficientes de partilha já não sofrerão quaisquer alterações até ao fecho das carteiras de comercialização.

Este procedimento merece a concordância do CT.

D.5. Modos de partilha da energia em autoconsumo coletivo

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro estabelece quatro modos possíveis de partilha em autoconsumo coletivo: coeficientes fixos, coeficientes proporcionais ao consumo de cada instalação (modo definido por defeito na legislação), hierarquização, e partilha dinâmica.

Figura 2-1 – Modos de partilha da energia em autoconsumo



Fonte: ERSE, documento justificativo da proposta de revisão ao RAC, Consulta Pública nº 113.

Os modos de partilha baseados na aplicação de coeficientes proporcionais e na aplicação de coeficientes fixos estavam já previstos no Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, cabendo agora introduzir o quadro de regras aplicável aos modos de partilha hierárquica e de partilha dinâmica.

Para estes últimos, a ERSE aprovou um conjunto de projetos-piloto para sua testagem. Este projetos-piloto estão ainda numa fase inicial de implementação, pelo que ainda não há quaisquer resultados.

Para a partilha hierárquica ⁽⁴⁾ a presente revisão propõe:

1. A Entidade gestora do autoconsumo coletivo (EGAC) comunica ao operador de rede, com caráter prévio:
 - a) a estrutura hierárquica a considerar, organizada em grupos de instalações (de produção, consumo, armazenamento). A ERSE propõe não estabelecer, para já, qualquer limite no número de grupos.
 - b) o algoritmo de partilha de energia a aplicar em cada grupo de instalações (i.e., regras de partilha intragrupo).
 - c) as regras de partilha da eventual energia sobrança com os grupos de instalações para os quais subsista consumo por satisfazer após a partilha intragrupo (i.e., regras de partilha intergrupo).
2. A eventual energia para partilha que subsista após a aplicação das etapas anteriormente referidas é considerada como excedente e alocada à EGAC, de forma agregada, para efeitos de venda em mercado (se for esse o caso).

Para a partilha dinâmica ⁽⁵⁾, que introduz requisitos mais exigentes ao nível da troca de dados/informação entre a EGAC e os operadores das redes, a ERSE propõe:

- a) Diariamente, em d+1, o operador de rede disponibiliza todos os dados quarto-horários saldados;
- b) O apuramento de carteiras de comercialização, também em d+1, para as instalações participantes em autoconsumo, deve refletir a aplicação de coeficientes de partilha apurados com base no modo (provisório) proporcional ao consumo;
- c) Em m+1, o operador de rede disponibiliza todos os dados quarto-horários saldados atualizados, relativos a todos os dias do mês a faturar, de modo a refletir eventuais correções que, entretanto, possam ter tido lugar;
- d) Em m+1, até à data-limite estabelecida para o autoconsumo coletivo em concreto, a EGAC comunica ao operador de rede os coeficientes de partilha definitivos, podendo ainda corrigi-los após validação pelo operador de rede, no prazo por este definido;
- e) Em m+1, em função do ciclo de faturação estabelecido para cada autoconsumo coletivo em concreto, o operador de rede fatura o acesso (aos comercializadores e à EGAC, se aplicável) com base nesses coeficientes de partilha definitivos, não sendo consideradas quaisquer alterações posteriores a esses coeficientes. Idealmente, a faturação dos comercializadores aos respetivos clientes deve ter lugar imediatamente após esta faturação.

⁴ A partilha hierárquica consiste no estabelecimento prévio de níveis ordenados de aplicação de regras de partilha. A título de exemplo, a partilha prioritária da energia produzida com os serviços comuns do condomínio (mimetizando uma lógica de socialização dos custos de investimento no sistema de autoconsumo).

⁵ A EGAC tem liberdade total para gerir a partilha de energia entre as instalações que integram o autoconsumo coletivo, implementando os critérios de atribuição de energia que forem definidos pelos próprios membros.

O CT toma nota da necessidade adicional dos comercializadores adaptarem o respetivo ciclo de faturação das instalações em função de uma data comum para todas as instalações que participam num dado autoconsumo coletivo de forma a incorporarem a melhor informação no processo, minimizando posteriores acertos de faturação.

O CT regista, por fim, que a partilha em modo hierárquico ou dinâmico deixa de ser feita sob o regime dos projetos-piloto de iniciativa das EGAC, passando a ser uma das opções ao dispor dos autoconsumos coletivos.

O CT considera que estes modos de partilha representam uma inovação importante e positiva que, face à complexidade que introduz, justifica informação complementar do regulador, nomeadamente através da publicação de alguns exemplos didáticos.

D.6. Tarifas de acesso às redes aplicáveis a instalações participantes em autoconsumo

As matérias referentes a tarifas de acesso às redes aplicáveis ao autoconsumo quanto à sua definição, estrutura e metodologia de cálculo passam a constar no Regulamento Tarifário (RT), pelo que a proposta do RAC visa eliminar as disposições sobre estas matérias remetendo-as para o RT.

O CT regista esta alteração, sendo que eventuais considerações sobre o tema serão realizadas no âmbito da proposta do RT.

D.7. Prestação de informação pelos Operadores das Redes

Para além de uma atenção e procura de monitorização particular às situações de falhas de leitura, é também proposto pela ERSE o envio de informação respeitante ao balanço de energia, no final do ano, tendo em conta a energia autoconsumida, partilhada e o excedente, proposta com a qual o CT concorda.

D.8. Pontos de carregamento de veículos elétricos integrados na rede de mobilidade elétrica

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro define «Energia armazenada» como sendo a energia elétrica acumulada em sistemas de armazenamento de energia, incluindo em veículos elétricos, quando os mesmos sejam capazes de introduzir energia na rede, nomeadamente através dos pontos de carregamento bidirecionais associados à instalação de utilização.

A ERSE faz notar que existem atualmente dificuldades de compatibilização com o regime jurídico próprio da mobilidade elétrica (Decreto-Lei n.º 39/2010, de 26 de abril), entre outras, i) a obrigação de contratar o serviço de carregamento com um CEME ii) a inviabilidade de aprovisionar junto da EGAC em contratação bilateral iii) limitação da atuação de um CEME ao nível de apenas um ponto de carregamento, particularmente aqueles que participem em regime de autoconsumo; iv) entidades distintas para apuramento de dados no setor elétrico e no setor da mobilidade elétrica.

As dificuldades elencadas devem, no entender da ERSE, motivar uma revisão do regime jurídico da mobilidade elétrica, de modo que melhor se compatibilize com o setor elétrico, designadamente na modalidade de autoconsumo. O CT partilha do entendimento da ERSE e recomenda que seja colocada na agenda essa necessidade de ajustamento.

Por ora, a ERSE limita-se a permitir o enquadramento de projetos-piloto caso o ponto de carregamento esteja integrado na rede de mobilidade elétrica propor através da eliminação no RAC do requisito de bidirecionalidade em pontos de carregamento de veículos elétricos.

E. Apropriação Ilícita de Energia (A.I.E.)

1. O Decreto-lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), revogou o decreto-lei n.º 328/90, de 22 de outubro, criou um novo regime para a apropriação indevida de energia e determinou, no artigo 298º, a extensão deste regime à apropriação ilícita de gás, incluindo gases de origem renovável e de baixo teor de carbono e de GPL canalizado, cabendo à ERSE proceder à respetiva regulamentação (art.º 263º).

2. Conforme reconhecido no texto preambular do decreto-lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, *“a apropriação ilícita de energia (...), incluindo as práticas fraudulentas, constitui um fenómeno social grave, não só em virtude dos riscos que gera para a segurança e integridade física de pessoas e bens e segurança do sistema, mas também pela injustiça relativa que cria nas condições de acesso e utilização destes serviços públicos essenciais, gerando custos significativos na esfera dos demais intervenientes do SEN que, inevitavelmente, vão refletir-se sobre todos os consumidores”*.

3. No setor elétrico esta matéria estava prevista no Decreto-lei n.º 328/90, de 22 de outubro, que estabelecia diversas medidas tendentes a evitar o consumo fraudulento de Energia Elétrica.

4. Contudo, a evolução do setor no sentido da separação das atividades e liberalização da comercialização, justifica uma interpretação atualista de vários dos preceitos do citado diploma, nomeadamente no que respeita à legitimidade que, pela natureza das coisas, caberá ao operador de rede e não ao comercializador.

Acresce que a evolução deste setor aponta para fatores adicionais de complexidade, nomeadamente através da participação dos consumidores em mercados de flexibilidade e outros serviços de rede, os quais poderão ser intermediados por entidades terceiras (agregadores, empresas de serviços de energia), o mesmo se passando com a mobilidade elétrica, o que determina a necessidade de um novo regime jurídico ajustado às novas realidades.

5. Por seu turno, o setor do gás, que, até à entrada em vigor do Decreto-lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, não dispunha de quaisquer normas legais aplicáveis a situações de apropriação ilícita de gás, beneficia do alargamento do regime previsto para a apropriação indevida de energia àquele setor, incluindo gases de origem renovável e de baixo teor de carbono e de GPL canalizado, cujo modelo de negócio é, em diversos aspetos, muito semelhante ao do setor do gás natural, sendo igualmente suscetível de casos de apropriação ilícita de gás.

6. O Regulamento em apreço na presente Consulta Pública visa concretizar o procedimento aplicável no caso da identificação de factos suspeitos da existência de apropriação indevida de energia, definindo as normas aplicáveis:

- a) à inspeção e à impossibilidade da sua realização,
- b) aos termos da efetivação da interrupção e redução de potência contratada e da sua impossibilidade, e
- c) à concretização da indemnização e respetivo pagamento.

Assim:

1. No que se refere às **Inspeções**, o artigo 251.º, n.ºs 1 e 2 do Decreto-lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, prevê que a suspeita da existência de uma AIE, incluindo fraude, determina a realização de uma inspeção urgente ao local, sem notificação prévia, a realizar por uma equipa inspetora composta por um número

mínimo de dois técnicos, sempre que possível, na presença do utilizador ou do proprietário, produtor, agregador ou prestador de serviços.

2. Esta norma encontra-se concretizada no artigo 4.º da proposta de regulamento.

3. O n.º 2 do artigo 4.º da proposta estabelece que 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. O CT sugere que a ERSE pondere a aplicação deste referencial no caso das RAs.

4. O CT concorda com a existência nos operadores de rede de equipas dedicadas ao combate à AIE, mas entende que o contributo de outras equipas operacionais tecnicamente habilitadas ao fim em vista também deve ser considerado.

5. O n.º 4 do artigo 4.º do regulamento estabelece que *o operador de rede deve, ao iniciar a inspeção, contactar o titular da instalação através de todos os meios de contacto disponíveis, obtendo para o efeito, sempre que necessário, a colaboração do respetivo comercializador, que deverá prestá-la de forma imediata*. O CT nota que será importante estabelecer-se prazos e serem evitados conceitos indeterminados de forma a garantir uma maior certeza de todo o funcionamento do procedimento em causa. Nesta medida, o CT propõe que a expressão “*forma imediata*” seja substituída por um prazo fixo e determinado.

6. Adicionalmente, o n.º 5 dispõe que, sem prejuízo do n.º 1 do artigo 251.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, o operador de rede, perante dificuldades de acesso à instalação, pode proceder ao agendamento de visita combinada.

7. No entender do CT, estas disposições parecem condicionar a realização da inspeção ao sucesso do contacto com o titular da instalação, o que iria além do espírito consagrado no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que prevê a realização da inspeção sem notificação prévia.

8. Neste contexto, o CT considera importante salvaguardar que inspeção possa ser realizada apenas de acordo com o artigo 251.º do referido diploma.

9. Do mesmo modo, o n.º 6 do art.º 4.º estabelece que o operador de rede, *verificados indícios razoáveis de AIE, pode determinar que sejam realizados os consumos máximos suportados pela instalação no decurso da inspeção*. O CT propõe que para melhor esclarecimento da matéria seja realizada uma referência ao disposto no art.º 250, n.º 2 do DL 15/2022, de 14 de janeiro que estabelece o elenco das situações do que se entende por “*indícios razoáveis de AIE*”.

10. O n.º 1 do artigo 5.º do Regulamento *prevê que em caso de impossibilidade de realização da inspeção a consumidores residenciais, por necessidade de acesso ao interior das instalações, o operador de rede deixa no local aviso com indicação de nova data de inspeção, a realizar preferencialmente no prazo de 48 horas, estabelecendo no n.º 4 os elementos que devem constar do referido aviso*. O CT regista esta consagração, mas alerta para a importância de virem a ser estabelecidos quais os efeitos decorrentes da falta de preenchimento e/ou referência a alguns dos elementos constantes do aviso em causa.

6. O n.º 4 do artigo 5.º da proposta define o conjunto de informação que deve constar do aviso a deixar pelo operador na instalação em caso impossibilidade de realização da inspeção, prevendo que, para além da data da nova inspeção, deve ser incluída a data e hora da deslocação realizada, a identificação dos técnicos envolvidos, os motivos para a não realização da inspeção, os contactos e meios necessários para a realização da inspeção e as consequências para a não comparência.

8. O CT questiona se a inclusão da identificação dos inspetores neste tipo de avisos, não prevista no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, não contribuirá para uma excessiva exposição destes colaboradores e, até, para comprometer a sua integridade, dada a natureza da sua atividade, potencialmente conflituante com os destinatários dos avisos.

9. Neste contexto, o CT entende que seria mais prudente que, no lugar desta informação, o aviso contivesse apenas a identificação da equipa.

12. O mesmo preceito, estabelece no n.º 4 *que a notificação do projeto de decisão é feita pessoalmente ao titular da instalação, sempre que for possível o acesso à instalação, ou por carta registada e pelos demais meios escritos previstos no n.º 5 - do Artigo 5.º.* O CT nota que poderia ser importante estabelecer-se quais os efeitos do insucesso da notificação por carta registada e quais os respetivos efeitos.

13. O artigo 7.º da proposta estabelece, no n.º 1, que, nas situações em que se verifique a existência de mera quebra de selos do contador ou do dispositivo de controlo de potência, o operador de rede deve substituir no prazo mais curto possível o contador para verificar ulteriormente se existe AIE, podendo realizar ulteriormente nova inspeção ao local, determinando, no n.º 3, que o operador de rede procede à colocação no local de equipamento de substituição provisório de forma a garantir a continuação do fornecimento.

14. O CT entende que a norma contida no n.º 3 do artigo 7º não tem aplicabilidade neste setor, dado não existir para este tipo de situações equipamentos de substituição com carácter provisório, pelo que recomenda uma reponderação da citada norma.

15. No que diz respeito à Interrupção e Redução de Potência Contratada, o n.º 1 do artigo 252.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, prevê que o operador de rede deve proceder à interrupção da injeção ou do fornecimento de energia sempre que identifique indícios fortes da existência de situação de AIE (igual ação deve o ORD efetuar em caso de incumprimento das disposições legais e regulamentares relativas às instalações elétricas suscetível de colocar em causa a segurança de pessoas e bens).

16. Em concretização desta norma, o artigo 8.º da proposta de regulamento estabelece as normas aplicáveis à Interrupção em caso de AIE, designadamente, que para além da descrição pormenorizada da situação de AIE, a decisão final deve conter os fundamentos da imputação e da interrupção ou redução de potência contratada, tendo em linha de conta a pronúncia do titular da instalação, e, bem assim:

- ✓ O valor do montante pecuniário a pagar a título de indemnização, forma de cálculo e o respetivo responsável, tal como o prazo para pagamento, as consequências da sua não realização e os termos do restabelecimento;
- ✓ A possibilidade de realização de um pagamento por conta, caso aplicável;
- ✓ Os direitos do produtor, utilizador ou proprietário, designadamente o de requerer a avaliação ou reapreciação da informação recolhida pelo operador de rede e de impugnar qualquer decisão do operador de rede, mediante recurso aos tribunais judiciais ou aos meios alternativos de resolução de litígios existentes, identificando o centro de conflitos de consumo competente.

17. Prevê-se, assim, para além do direito geral de impugnação, o direito de reagir junto do operador de rede, mediante pedido de reapreciação a apresentar no prazo de 10 dias contados da receção da decisão final, quando se consider infundados a imputação de benefícios por AIE, a interrupção ou a redução de potência contratada ou o valor de indemnização ou de pagamento por conta apurado na decisão final.

18. O n.º 7 do art.º 8.º consagra ainda a possibilidade de impugnação judicial ou o recurso aos meios alternativos de resolução de litígios existentes para impugnação de qualquer decisão tomada pelo operador de rede, incluindo a questão da imputabilidade.

19. O CT considera importante que o articulado permita cobrir as situações em que é possível ao operador regularizar a AIE imediatamente na sequência da sua deteção, sem necessidade de interromper o fornecimento, como forma de não burocratizar excessivamente o processo de combate à fraude.

20. No n.º 3 do artigo 252.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, encontra-se previsto um outro mecanismo de resposta à identificação de uma situação de AIE, permitindo, como passo prévio à interrupção, a concretização de redução de potência contratada. Em concretização do disposto, o artigo 9.º da Proposta de Regulamento contém as normas aplicáveis à redução da potência contratada, de que se destacam as seguintes:

- ✓ Previsão de redução para 1,15 kVA;
- ✓ Aplicação às instalações de energia elétrica em BTN;
- ✓ Estabelecimento de período limite para a redução, correspondente ao prazo máximo de 1 mês ou à verificação das condições que permitam o restabelecimento nos termos do artigo 255.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro;
- ✓ Previsão do direito a interromper de imediato quando, no decurso da nova inspeção ao local prevista no artigo 255.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, o operador de rede verifique a manutenção ou a existência de nova situação de AIE, designadamente alteração indevida da potência ou incumprimento de outras disposições legais e regulamentares.

Neste particular, o CT salienta que o n.º 1 do artigo 9.º da Proposta de Regulamento, no que concerne ao escalão correspondente à redução de potência, deve explicitar igualmente o escalão de 3,45 kVA, a considerar nos clientes BTN com instalações trifásicas.

21. O artigo 253.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, estabelece o procedimento em caso de impossibilidade de concretização de redução de potência contratada ou interrupção por inacessibilidade da instalação de produção, armazenamento ou consumo, determinando que seja realizada uma última inspeção, deixando aviso no local, sob pena de recurso às forças e serviços de segurança e que, nos casos de recusa de acesso nessa nova inspeção, seja lavrado auto pelas das forças e serviços de segurança, sendo entregue à equipa técnica do operador de rede o correspondente duplicado. Esta previsão encontra-se concretizada no artigo 10.º da proposta de Regulamento.

22. No que diz respeito à **Indemnização** em caso de AIE, o artigo 256.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, identifica os valores devidos pelo beneficiário de AIE, quando verificada e confirmada a apropriação indevida, a título de indemnização e de reincidência:

- Montante pecuniário correspondente ao valor devido a título de potência;
- Montante pecuniário correspondente ao valor medido ou estimado por injeção ou consumo irregularmente feito;
- Juros de mora sobre os montantes a que se referem as alíneas anteriores, calculados à taxa legal.

O artigo 11.º da Proposta Regulamentar do AIE concretiza esta disposição legal apresentando a forma de cálculo destes valores.

23. O artigo 255.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, estabelece como condições para o restabelecimento em caso de interrupção ou redução de potência contratada por AIE, bem como para a celebração de contrato quando não exista contrato ativo:

- a) A realização de nova inspeção ao local para verificação da regularidade da instalação, sendo para o efeito obrigatória a permissão de acesso físico ao respetivo local;
- b) A entrega de um valor de pagamento por conta pelo beneficiário de AIE com vista à indemnização do sistema elétrico em causa, a regulamentar pela ERSE.

Esta previsão legal encontra-se concretizada no artigo 12.º da proposta de Regulamento do AIE.

24. O artigo 260.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, define os casos de responsabilidade do operador de rede, nomeadamente nas situações de deferimento do pedido de reapreciação, fundado em inexistência de AIE, ou nos casos de imputabilidade subjetiva incorreta do beneficiário, estabelecendo que, sem prejuízo de indemnização por danos sofridos nos termos gerais:

- ✓ Os custos de interrupção e de restabelecimento são suportados pelo operador de rede, que procede ao reembolso dos valores já pagos, acrescidos de juros calculados à taxa legal aplicável por cada dia, desde a realização do pagamento;
- ou
- ✓ É paga pelo operador de rede uma compensação ao interessado pela interrupção correspondente ao valor diário, nos termos definidos pela ERSE.

O artigo 14.º da Proposta de Regulamento concretiza esta disposição legal, considerando a ERSE que os operadores de rede devem garantir a idoneidade dos seus funcionários para integrarem as equipas inspetoras.

25. Ainda assim, a proposta estabelece no n.º 5 do mesmo artigo, que o operador de rede deve alterar a composição da equipa inspetora que deu causa às situações previstas no n.º 1 do artigo 260.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, e monitorizar a qualidade da prestação do serviço.

26. O CT considera positivo o facto de esta disposição prever a monitorização da qualidade do serviço prestado, sobretudo nas situações previstas no n.º 1 do artigo 260.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, mas considera a obrigatoriedade do operador alterar a composição das equipas excessivamente intrusiva na gestão de operações que é da exclusiva competência do operador, para além dos encargos financeiros inerentes a esta atividade.

27. Tendo em conta a relevância da apropriação ilícita de energia, não só pelos riscos que gera para a segurança e integridade física de pessoas e bens e segurança do sistema, como também pela discriminação que provoca nas condições de acesso e utilização destes serviços públicos essenciais, gerando custos significativos na esfera dos demais intervenientes do SEN com repercussão sobre todos os consumidores, o CT regista positivamente a proposta de Regulamento AIE objeto da presente Consulta Pública.

28. Por outro lado, atendendo a que se encontram previstas na proposta de Regulamento AIE normas relativas à proteção de dados pessoais, ao direito de audiência prévia e bem assim à responsabilidade do operador de rede pelos custos de interrupção e de restabelecimento, em caso de deferimento do pedido de reapreciação, fundado em inexistência de AIE, ou nos casos de imputabilidade subjetiva incorreta do

beneficiário, o CT considera adequadas as normas previstas na proposta de articulado, tendo em conta a necessidade de equilíbrio entre os vários interesses em presença.

29. O CT constata que a norma prevista no artigo 254.º do Decreto-lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro que estabelece que no caso dos consumidores prioritários, como tal reconhecidos na regulamentação da ERSE, e independentemente do nível de tensão ou potência contratada, o operador de rede deve regularizar a situação sem recorrer à interrupção do fornecimento ou à redução de potência contratada, podendo o consumidor, a todo o tempo, invocar factos que sejam suscetíveis de o qualificar como consumidor prioritário, não se encontra concretizada na proposta de Regulamento em apreço.

Assim, o CT recomenda à ERSE a inclusão desta norma na versão final do Regulamento AIE.

30. De igual forma, o CT constata que não se encontra prevista, de forma autónoma, na proposta de Regulamento AIE, a norma constante do artigo 262º do Decreto-lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, relativa aos Centros de arbitragem de conflitos de consumo, sendo apenas referida de forma discreta no n.º 7 do artigo 8º da proposta de articulado em apreço.

Assim, o CT recomenda que na versão final do Regulamento AIE seja incluído um artigo prevendo que:

- Se considere conflito de consumo o litígio existente entre uma pessoa singular e o operador de rede sobre a existência de AIE e o seu beneficiário.
- Sem prejuízo do direito de recurso aos tribunais, a pessoa singular a quem seja imputado o benefício por AIE pode, por sua opção expressa, submeter o litígio à apreciação dos centros de arbitragem de conflitos de consumo legalmente autorizados, inclusive no que respeita ao montante pecuniário a pagar.

F. Regulamento Tarifário (RT)

F.1. Enquadramento

1. O RT estabelece as disposições aplicáveis aos critérios, estrutura e métodos para a formulação de tarifas e preços de energia elétrica, à determinação dos proveitos permitidos das atividades reguladas, e disposições específicas aplicáveis à convergência tarifária dos sistemas elétricos públicos de Portugal continental e das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

2. Elencam-se de seguida as principais alterações propostas pela ERSE que serão objeto de posterior análise neste Parecer.

3. As principais alterações preconizadas pela ERSE ao nível da estrutura tarifária visam concretizar as disposições legais decorrentes do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, e a introdução das melhorias necessárias, com destaque para:

- a.** A tarifa de referência que permite remunerar os produtores em regime de mercado e os excedentes dos autoconsumidores, que sejam representados em mercado pelo agregador de último recurso;
- b.** A eliminação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador OLMC, passando a existir um preço regulado a pagar por comercializadores e agregadores cessionários;
- c.** A nova metodologia de repercussão dos custos de política energética, de sustentabilidade e interesse económico geral (CIEG), em substituição da anterior metodologia prevista na Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro;

- d. A isenção do pagamento de tarifas de Acesso às Redes pelas instalações autónomas de armazenamento na parte que respeita à energia elétrica adquirida para injeção na rede elétrica de serviço público (RESP);
 - e. Estabelecer no RT as tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às instalações com o estatuto de cliente eletrointensivo, para consumo e para autoconsumo, e as respetivas deduções de CIEG previstas na legislação;
 - f. Alargar as tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica, nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos utilizadores de veículos elétricos (UVE), aos pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em alta tensão (AT) e em muito alta tensão (MAT).
4. No que respeita aos proveitos permitidos, as alterações propostas visam a adequação do quadro regulamentar ao novo quadro legal do setor elétrico nacional (SEN), com a atualização dos agentes intervenientes e suas designações, bem como do seu relacionamento, destacando-se as seguintes:
- a. Definição dos proveitos permitidos do Agregador de Último Recurso (AUR), incluindo uma disposição transitória para que o comercializador de último recurso (CUR) desempenhe as atividades reguladas do AUR até à atribuição da respetiva licença;
 - b. Eliminação das disposições relativas ao incentivo à otimização da gestão dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) e adotar uma metodologia de regulação por custos aceites para os custos de funcionamento do Agente Comercial;
 - c. Alteração da atividade de Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC) para Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador (OLMCA), evidenciando-se no RT que os proveitos permitidos da atividade de OLMCA são recuperados através de preços regulados e, supletivamente, pela tarifa de Uso Global do Sistema (UGS);
 - d. Prever a possibilidade de efetuar transferências intertemporais dos proveitos a recuperar relativos à repercussão de todos os CIEG,
 - e. Incluir medidas de contenção tarifária ao nível do agregado dos proveitos referentes aos CIEG recuperados pela tarifa de UGS aplicada pelo operador da rede de distribuição (ORD), que está atualmente considerado ao nível dos proveitos permitidos ao CUR.
5. A ERSE propõe um conjunto de clarificações na redação do articulado e no tratamento de rubricas para efeito de definição dos proveitos permitidos, bem como de harmonizações com os demais regulamentos da ERSE e com a legislação recentemente publicada, como seja o Decreto Legislativo Regional n.º 10/2023/M, de 19 de janeiro assim como as regras gerais aplicáveis.
6. A ERSE propõe ainda, alterar o prazo para o Conselho Tarifário (CT) emitir parecer à proposta de fixação excepcional de tarifas, de 30 dias contínuos para 10 dias úteis, um prazo que considera mais adequado a contextos de urgência que justifiquem recorrer à fixação excepcional de tarifas.
7. Finalmente, o CT regista que algumas alterações introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro não foram tratadas nesta revisão regulamentar, por não estarem ainda reunidas todas as condições para a sua regulamentação. A título de exemplo destaca-se a criação do Gestor Integrado das Redes de Distribuição (GIRD), que futuramente unificará a gestão técnica das redes de distribuição em AT e em média tensão (MT) e das redes de distribuição em baixa tensão (BT).

F.2. Atividade do Agregador de Último Recurso

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro criou o quadro legal para o Agregador de Último Recurso (AUR), estabelecendo através dos art.º 143.º e 148.º a 151.º, a obrigação deste relativamente à aquisição de energia elétrica, a três grupos de produtores:

- a)** Aos produtores de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis, com exceção dos aproveitamentos hidroelétricos com potência de ligação superior a 10 MVA, e que é remunerada a um preço livremente determinado em mercados organizados;
- b)** Aos produtores de eletricidade que beneficiem de regimes de remuneração garantida ou outros regimes bonificados de apoio à remuneração;
- c)** Aos autoconsumidores que injetem a energia excedentária na RESP.

É neste contexto que a ERSE propõe a inclusão no RT das disposições relativas à separação de atividades a considerar para efeitos do cálculo dos proveitos permitidos do AUR e a definição das respetivas metodologias de regulação.

A determinação do cálculo dos proveitos permitidos do AUR, estabelecida nos artigos 133.º-A Proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores com remuneração garantida e 133.º-B Proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo, do RT, será realizada através de duas atividades reguladas, com separação de contas para efeitos de regulação, ao nível dos custos de aquisição de energia, das receitas de venda de energia e dos custos de funcionamento. Estas atividades, conforme artigo 11.º-A Atividades do agregador de último recurso e alteração do artigo 3.º Siglas e definições, do RT, correspondem a:

- i)** Compra e Venda de Energia Elétrica a Produtores com Remuneração Garantida (CVEE PRG);
- ii)** Compra e Venda de Energia Elétrica a Produtores Renováveis em Mercado e de Excedentes de Autoconsumo (CVEE PREAC).

Como princípio de regulação para os custos de funcionamento, a ERSE propõe uma metodologia por custos aceites, que para cada uma das atividades contemplará uma componente de custos com capital (amortizações e remuneração do ativo líquido) e outra de custos de exploração aceites para efeitos de regulação.

O CT manifesta a sua concordância com a separação de contas para efeitos de regulação, ao nível dos custos de aquisição de energia, das receitas de venda de energia e da metodologia de regulação proposta pela ERSE, para os custos de funcionamento.

O fluxo de custos e receitas da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a Produtores com Remuneração Garantida (CVEE PRG), decorre em conformidade com a figura seguinte.

Figura 2-2 - Atividade de CVEE PRG do AUR – Diagrama de custos e receitas



Fonte: ERSE

Destaca-se o facto do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro revogar o Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, que determina a separação, para efeitos da repercussão tarifária, existente atualmente para os proveitos da atividade de CVEE PRE do CUR, entre a PRE1 e a PRE2⁶.

Considera a ERSE que é por este motivo, que a formulação de proveitos da atividade de CVEE PRG do AUR apresenta o diferencial de custo da produção com remuneração garantida de forma agregada, sem prejuízo de se manter um reporte de informação que preveja a desagregação, por tecnologias, de quantidades e de custos da energia adquirida aos produtores com remuneração garantida.

Através da alteração do artigo 120.º Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes, do RT, é definida a forma de recuperação dos proveitos permitidos da atividade de CVEE PRG do AUR.

Os proveitos a recuperar na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a Produtores Renováveis em Mercado e de Excedentes de Autoconsumo (CVEE PREAC), do AUR, conforme figura seguinte, corresponderão à diferença, incluindo ajustamento de anos anteriores, entre os custos associados à aplicação das tarifas de referência das aquisições de energia e as receitas das vendas dessa energia que forem efetivamente obtidas, deduzida dos custos de funcionamento e dos custos inerentes à venda da energia efetivamente ocorridos que são imputados à atividade, isto é, que não são imputados aos produtores.

⁶ A PRE1 refere-se a produtores em regime especial com remuneração por tarifa fixada administrativamente, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio e a PRE2 refere-se aos restantes produtores em regime especial com remuneração por tarifa fixada administrativamente.

Figura 2-3 - Atividade de CVEE PREAC do AUR – Diagrama de custos e receitas



Nota: (1) Inclui a totalidade dos custos de funcionamento, que pode estar total ou parcialmente deduzido às receitas com as tarifas de referência pagas aos produtores.

Pela sua natureza, em especial por não constituir um CIEG, a ERSE propõe a recuperação dos proveitos da atividade de CVEE PREAC através da parcela I da tarifa de UGS, recomendando-se que o encargo fixo a estabelecer pela ERSE pelo serviço de intermediação prestado pelo AUR, que integra a tarifa de referência a pagar pelos produtores representados por aquele, esteja em linha com os encargos gerais de operação do AUR, de modo a minimizar os desvios a recuperar pelas tarifas.

Destaca-se que, em conformidade com o estabelecido no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro e conforme refere a ERSE:

- i) até à atribuição da nova licença de agregação de último recurso o atual detentor da licença de comercialização de último recurso no território de Portugal continental (SU Eletricidade S.A.) desenvolverá as atividades do AUR [art.º 287.º e 288.º];
- ii) foram incluídas disposições transitórias no RT para que o normativo previsto para as atividades reguladas do AUR seja aplicável ao atual CUR;
- iii) neste período transitório até à atribuição da nova licença, o artigo 288.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, 14 de janeiro, impõe uma limitação da potência de ligação a 1 MW dos produtores renováveis em mercado que podem contratar o serviço de agregação com o AUR, pelo que o regulador inseriu esta particularidade na disposição transitória do RT relativa à atividade de CVEE PREAC;
- iv) a atividade de CVEE PREAC do AUR a desenvolver transitoriamente pelo atual CUR tem equivalência com a atual atividade de facilitador de mercado, com a particularidade de passar a ser uma atividade regulada, cujos proveitos permitidos têm repercussão tarifária.

Através da alteração dos artigos 114.º Proveitos da atividade de Gestão Global do Sistema e 115.º Custos de gestão do sistema, do RT, é definida a forma de recuperação dos proveitos permitidos da atividade de CVEE PREAC do AUR.

Os artigos 198.º-A Informação a fornecer à ERSE pelo agregador de último recurso, 198.º-B Repartição de custos e proveitos na atividade de compra e venda de energia elétrica a produtores com remuneração garantida e 198.º-C Repartição de custos e proveitos na atividade de compra e venda de energia elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo, do RT, identificam os requisitos de informação a fornecer à ERSE pelo agregador de último recurso, semelhante à informação a facultar pelas empresas reguladas.

Relativamente às Tarifas da Atividade do Agregador de Último Recurso a proposta da ERSE consiste em:

- i) integrar no RT a tarifa de referência que permita remunerar os produtores de energia renovável em regime de mercado e os excedentes dos autoconsumidores;
- ii) adotar, para cálculo da remuneração, uma formulação idêntica à prevista para o CUR na sua atuação em regime de substituição do facilitador de mercado ao abrigo do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, incluindo os encargos conforme estabelecidos na Diretiva n.º 5/2021, de 24 de fevereiro, da ERSE. Assinala a ERSE que esta proposta de tarifa de referência do AUR corresponde a fazer um *pass through* dos preços verificados no mercado diário (preços horários médios, ponderados pelo perfil de produção de cada instalação), líquido dos encargos com os desvios à programação e outros suportados pela unidade de programação específica que vende a energia em mercado (alocação *pro rata* pela energia).
- iii) uma componente fixa de encargos, a estabelecer pela ERSE pelo serviço de intermediação prestado.
- iv) eventuais ajustamentos de proveitos do AUR, decorrentes tanto de diferenças entre a remuneração obtida pelo AUR através colocação da energia adquirida e a remuneração paga aos produtores, como do serviço de intermediação, a ERSE propõe que estes sejam considerados na tarifa de Uso Global do Sistema.

O CT concorda com os princípios adotados pela ERSE relativamente às Tarifas da Atividade do AUR.

F.3 – Facilitador de mercado

O CT relembra que, no seu parecer sobre a “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023”, instou a ERSE a definir um modelo de regulação adequado, que garantisse o equilíbrio económico-financeiro da atividade de Facilitador de Mercado, a qual é equivalente à atividade de CVEE PREAC até à atribuição da licença de AUR em procedimento concursal.

Com essa finalidade, na reformulação do RT do Setor Elétrico, a ERSE propõe que a atividade de CVEE PREAC do AUR passe a ter repercussão tarifária, devendo os proveitos permitidos ser calculados através da fórmula estabelecida no artigo 133.º-B.

Dada a natureza previsional de algumas das componentes da remuneração da atividade de CVEE PREAV, nos termos propostos no artigo 133.º-B, no apuramento dos proveitos permitidos dessa atividade é considerado o ajustamento dos proveitos dos dois anos anteriores, determinado com base nos valores efetivamente ocorridos. Em conformidade, à luz das alterações propostas à redação do RT, no exercício tarifário de 2024, no cálculo do proveito permitido da CVEE PREAC serão considerados os ajustamentos respeitantes a 2022 e 2023.

O CT constata, contudo, que a função de Facilitador de Mercado do CUR entrou em operação no início de setembro de 2020, nos termos da Instrução ERSE n.º 3/2020, de 30 de julho, sendo necessário assegurar que a reformulação do RT preveja uma forma de o CUR recuperar adicionalmente os valores em desvio

nos exercícios de 2020 e 2021, avaliados em 128,7 k€ (os quais foram acumulados por subestimação dos encargos gerais de operação suportados pelo CUR na representação dos PREAC em mercado).

Assim sendo, de forma a acautelar o respeito pelo princípio do equilíbrio económico-financeiro das atividades reguladas, o CT propõe que seja adicionada uma norma transitória no RT que preveja a recuperação dos desvios incorridos na atividade de Facilitador de Mercado nos exercícios de 2020 e 2021 no proveito permitidos da CVEE PREAC do AUR de 2024.

F.4. Atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e Agregador

- a. O CT constata que, em transposição do disposto no Decreto-Lei n.º 15/2022, 14 de janeiro, a reformulação do RT proposta pela ERSE prevê o alargamento da atual atividade de OLMC ao processo de mudança de agregador, bem como uma alteração das regras de financiamento dessa atividade.
- b. Desta forma, o RT passa a consagrar o financiamento dos custos do serviço de intermediação prestado pelo OLMCA, prioritariamente, através de um preço regulado a pagar pelos comercializadores e agregadores cessionários e, supletivamente, pelas tarifas de eletricidade. Mais concretamente, os custos não ressarcidos através do preço regulado serão recuperados através da Tarifa de Acesso às Redes, na parcela I da tarifa de UGS, com a correspondente eliminação da tarifa de OLMC, enquanto tarifa autónoma, a qual recuperava na totalidade o proveito permitido desta atividade definido pela ERSE.
- c. Para além das regras de financiamento, na reformulação do RT a ERSE define a metodologia de regulação da atividade de OLMCA, sugerindo um modelo de regulação por incentivos sobre o TOTEX, idêntico ao aplicável à ADENE, enquanto OLMC, desde 2018, considerando o CT que esta proposta induz uma gestão eficiente da atividade.
- d. Antes de mais, o CT considera essencial acautelar que a implementação das novas regras de financiamento e do modelo de regulação, por um lado, não compromete o equilíbrio económico-financeiro do OLMCA e, por outro, não se consubstancia num agravamento de custos para os consumidores finais face às condições atualmente em vigor.
- e. No que se refere ao novo preço regulado, nos termos propostos pela ERSE, este conceito aplicar-se-á a todos os processos de mudança de comercializador e de agregador, excluindo-se do pagamento as entradas diretas de instalações sem contrato anterior e as saídas diretas de instalações por cessação ou denúncia de contrato (sem celebração de novo contrato).
- f. O CT concorda com o âmbito de aplicação do preço regulado proposto pela ERSE, que dispensa o seu pagamento no caso das entradas diretas no mercado, uma vez que tal situação não configura *stricto sensu* uma mudança de comercializador ou agregador.
- g. O CT nota, contudo, que sendo o preço regulado aplicado a todos os processos de mudança ativados na plataforma do OLMCA, designadamente aos regressos legalmente permitidos ao CUR, importa assegurar a neutralidade da repercussão dos custos daí resultantes no proveito permitido da atividade de comercialização regulada, de modo a salvaguardar o equilíbrio económico-financeiro do CUR. Para esse efeito, o CT recomenda que o custo suportado pelo CUR com o serviço de intermediação prestado pelo OLMCA seja reconhecido na designada “Parcela Z” do proveito permitido da atividade de comercialização, referente aos montantes a repercutir nas Tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência (vd. artigo 132.º, n.º 2, do RT).

- h.** Por fim, o CT constata que o procedimento para atribuição da licença de OLMCA, previsto no artigo 153.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, deveria ter ocorrido no prazo de um ano a contar da data de entrada em vigor do diploma, o que ainda não se efetivou. Transitoriamente, enquanto não for atribuída a licença na sequência do referido procedimento concorrencial, o gestor global do SEN continua, nos termos do n.º 2 do artigo 292.º do mesmo diploma, a desempenhar as funções de operador logístico de mudança de agregador.
- i.** Assim sendo, é entendimento do CT que a disposição prevista no artigo 228.º-A da proposta de reformulação do RT, segundo a qual *“as atividades e respetivas disposições, aprovadas no presente Regulamento, aplicáveis ao Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador, são desempenhadas pela entidade que detém a licença Operador Logístico de Mudança de Comercializador, à data da entrada em vigor do presente regulamento, até à atribuição da licença de Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador de acordo com artigo 153.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro”*, deve ser revista à luz da disposição transitória do referido Decreto-Lei.

G. Custos de Política Energética, de Sustentabilidade e de Interesse Económico Geral

G.1. Parcelas da Tarifa de Uso Global do Sistema e CIEG

Como refere a ERSE, *“os custos de política energética, de sustentabilidade e interesse económico geral (CIEG) correspondem aos encargos decorrentes da adoção de medidas de política energética e ambiental e, por configurarem um desígnio coletivo, social e de interesse geral, são suportados por todos os consumidores”*. Atualmente, a recuperação destes custos é feita através da repercussão na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS), com exceção dos encargos relativos às rendas pagas aos municípios pela concessão da atividade de distribuição de eletricidade em BT, que são repercutidos na tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, enumera quais os encargos que devem ser considerados CIEG ⁽⁷⁾ e a tabela seguinte faz a comparação dos custos incluídos atualmente na parcela II da tarifa de uso global do sistema (UGS) com o novo enquadramento legal:

⁷ art.º 208.º, n.º 2. Ficou ainda estabelecido no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que poderão existir outros CIEG, desde que listados como tal no RT ou novos CIEG que venham a ser estabelecidos pelo membro do Governo responsável pela área da energia.



ERSE

ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

Atualmente na parcela II da UGS	Decreto-Lei n.º 15/2022
Diferencial de custo da PRE1 e da PRE2	Diferencial de custo da produção renovável com remuneração garantida ou outros regimes de apoio
Diferencial de custo dos CAE	Diferencial de custo dos CAE e do CMEC
CMEC	
Garantia de Potência e Remuneração da Reserva de Segurança do SEN	Mecanismos de capacidade
Diferencial de custo com a convergência tarifária das RA	Diferencial de custo com a convergência tarifária das RA
PPEC	PPEC
Medidas de sustentabilidade de mercados	Medidas de sustentabilidade de mercados
Terrenos do domínio público hídrico	Terrenos do domínio público hídrico
Estabilidade (DL 165/2008)	-
Custos com a ERSE	-
Custos com a Autoridade da Concorrência	-
Custos com a concessionária da Zona Piloto da energia das ondas	-

Fonte: ERSE, documento justificativo, pág. 29

Da leitura e proposta da ERSE, depreende-se que:

1. Os custos diferidos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, que deu origem ao primeiro défice tarifário do setor elétrico a recuperar até 2024, deixam de ser catalogados como CIEG, sem prejuízo de continuarem a serem recuperados através da parcela II da UGS, por decorrerem de medidas de política energética.
2. Os custos com a ERSE e os custos com a Autoridade da Concorrência deixam de ser considerados como CIEG e passam a ser recuperados através da parcela I da UGS numa alusão a custos de gestão transversal do sistema elétrico.
3. Os custos com a concessionária da Zona Piloto destinada à produção de energia elétrica a partir da energia das ondas assumem a natureza de medida de política energética, e embora não identificado especificamente como CIEG pelo novo quadro legal, a ERSE assume uma natureza equiparada.

Adicionalmente, e na sequência do novo modelo de financiamento do OLMCA transcrito pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, a ERSE propõe que a recuperação dos respetivos custos seja operada através da parcela I da UGS (custos de gestão do sistema).

Finalmente, a nova atividade de CVEE PREAC do Agregador de Último Recurso (AUR) também fica associado à gestão do sistema, ou seja, parcela I da UGS.

Em síntese, todos os custos de política energética, de sustentabilidade e de Interesse Económico Geral (CIEG), definidos explicitamente pelo DL 15/2022, de 14 de janeiro, ou equiparados pela ERSE, bem como outros que, eventualmente, venham a ser estabelecidos pelo membro do Governo responsável pela área da energia, passam a integrar a parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema.

A parcela I da tarifa de UGS mantém os custos associados à gestão global do sistema e equiparados assim como os restantes custos não catalogados normativamente como CIEG.

O CT reconhece que a associação direta dos CIEG à UGS II tem a vantagem de permitir a distinção mais imediata dos custos que decorrem do uso e gestão da rede elétrica daqueles que resultam de medidas de política energética.

O CT salienta a importância histórica dos CIEG nos exercícios regulatórios de fixação de tarifas e preços, mas acolhe a oportunidade de revisão do seu conceito e novas classificações das componentes dos custos do sistema.

Contudo, o CT entende que esta revisão não deve prejudicar a análise e consistência face ao passado dos CIEG assim como a granularidade analítica, em cada uma das suas rubricas, de forma a garantir o nível de escrutínio a que estes custos foram sujeitos até hoje.

Neste sentido, preventivamente, o CT solicita que a ERSE municie este conselho dos dados necessários para prosseguir a análise da evolução temporal nos moldes do atual RT, pelo menos até ao fim do período regulatório em vigor.

G.2. Metodologia de Repercussão dos CIEG na Parcela II da Tarifa de UGS

Atualmente, a Portaria n.º 332/2012 ⁽⁸⁾ estabelece que repercussão dos CIEG é feita na tarifa de Uso Global do Sistema e têm vindo a ser alocados com base nas variáveis de potência contratada ou de energia, consoante a rubrica em questão.

De acordo com o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, a repercussão dos CIEG deve passar a ser efetuada em função do nível de tensão e do tipo de fornecimento ⁹, nos termos a regulamentar pela ERSE, seguindo *“critérios que assegurem a estabilidade tarifária e a não distorção da estrutura tarifária e dos sinais de preço das tarifas”*.

O membro do Governo responsável pela área da energia pode, ainda, definir, até ao dia 15 de setembro de cada ano, critérios para uma repercussão diferenciada dos CIEG.

Nesse sentido, a ERSE apresenta, nesta revisão do RT, uma nova metodologia de repercussão dos CIEG, a refletir no cálculo da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, a recuperar pelos operadores das redes de distribuição. Em vez de assentar em critérios de alocação diferenciados por rubrica de custo dentro dos CIEG, como acontece atualmente, a proposta almeja definir um critério de alocação a partir do valor global dos CIEG para cada ano por nível de tensão, tipo de fornecimento e variável de faturação.

Em síntese, os preços da parcela II da tarifa de UGS, a aplicar pelos operadores das redes de distribuição, devem ser calculados através de uma fórmula que se baseia em 3 parâmetros:

- **Coefficientes de estrutura tarifária**, em base anual, no referencial de entrega a clientes, que definem a estrutura de preços para a parcela II da tarifa de UGS, entre grupos tarifários e

⁸ Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, alterada pelas Portarias n.º 212-A/2014, de 14 de outubro, n.º 251-B/2014, de 28 de novembro, e n.º 359/2015, de 14 de outubro

⁹ N.º 5 do artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

variáveis de faturação. Os coeficientes de estrutura tarifária devem ser orientados para a estrutura de preços que resulta da soma das restantes tarifas que compõem a tarifa de Acesso às Redes, designadamente as tarifas de Uso das Redes de Transporte e Distribuição e a parcela I da tarifa de UGS no sentido de assegurar a «*não distorção da estrutura tarifária e dos sinais de preço das tarifas*».

- **Coefficientes de alocação**, em base anual. Os coeficientes de alocação condicionam a repercussão dos CIEG entre grupos de utilizadores.
- **Fator multiplicativo**, em base anual. O fator multiplicativo, a aplicar a todos os preços, garante a conciliação com o montante global dos proveitos a recuperar na parcela II da tarifa de UGS. pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental.

No caso de o membro do Governo responsável pela área da energia definir, nos termos do n.º 6 do artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, mediante despacho, uma repercussão diferenciada dos CIEG, entre grupos tarifários e variáveis de faturação, caberá à ERSE implementar essa decisão na sua metodologia, nomeadamente através da escolha dos coeficientes de estrutura tarifária e dos coeficientes de alocação.

A ERSE explana várias radiografias e análises quantificadas para a última década comparando, por exemplo, a repercussão dos CIEG que resultaria do sinal de preço das tarifas com a repercussão dos CIEG que efetivamente resultou nos exercícios tarifários passados. Complementarmente, ilustra o efeito da nova metodologia na fixação da tarifa de Acesso às Redes, comparando três cenários distintos para o cálculo da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema face ao referencial e informação das tarifas do setor elétrico em 2021.

Os impactes apresentados demonstram, segundo a ERSE, a necessidade de convergir gradualmente para uma imputação dos CIEG de acordo com a estrutura das tarifas de Acesso às Redes (excluindo os CIEG).

O CT entende a obrigação desta profunda alteração no RT em resposta ao disposto no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que atribui à ERSE a definição dos termos de repercussão dos CIEG, embora não possa subscrever linearmente que o processo passe, assim, a ser mais transparente, como afirmado pela ERSE. Representa, também e *in fine*, um engenhoso e complexo processo de conciliar o novo enquadramento legal com o intuito, embora louvável, de assegurar uma certa estabilidade tarifária face ao passado.

O CT enfatiza que a atribuição de valores aos vários parâmetros da fórmula constitui um aspeto preponderante que merece a necessária sustentação e justificação do racional adotado.

Nesse sentido, o CT não pode deixar de assinalar que o eixo central de defesa quantificada dos impactos da metodologia esteja focado exclusivamente no exercício regulatório de 2021, com o evidente objetivo de obter preços médios os mais próximos possíveis da Estrutura da Tarifa de Acesso às Redes, por variável de faturação em 2021, o que parece, salvo melhor opinião, insuficiente como exercício pratico.

Complementarmente, atendendo ao atual contexto de grande volatilidade no mercado, com reflexo em oscilações muito significativas nos valores a recuperar ou a devolver de CIEG ao sistema, esta análise alargada a diferentes exercícios tornar-se-ia ainda mais necessária.

Assim o CT recomenda que a ERSE compare, nos próximos exercícios regulatórios relativos à repercussão dos CIEG, a situação que decorreria da aplicação da atual regra face a nova metodologia e respetivos parâmetros que vierem a serem fixados.

Sem prejuízo do exposto, o CT dá nota de alguns aspetos complementares evidenciados pela ERSE que decorrem da proposta apresentada:

1. Potência em horas de ponta, incluída como variável de faturação na parcela II da tarifa de UGS.

Face ao objetivo de transmitir os sinais económicos pelo uso das redes e do sistema, a estrutura vigente da parcela II da tarifa de UGS, assente na potência contratada e na energia ativa, não permitia transmitir o sinal de preço da potência em horas de ponta, que é significativo nos níveis em que a variável se aplica (MAT, AT, MT e BTE). Assim, considera-se importante a sua introdução, não obstante ser necessário promover uma introdução gradual desta variável, através dos coeficientes de estrutura tarifária.

2. Energia reativa. Não será incluída como variável de faturação da parcela II da tarifa de UGS.

3. CIEG negativos. A metodologia de cálculo permite mitigar preocupações de distorção de preços nesta situação.

4. Diferimento de CIEG. Instrumento complementar para assegurar a estabilidade tarifária.

A possibilidade de diferimento de CIEG, num prazo máximo de cinco anos, contemplada no n.º 8 do artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, é um instrumento complementar para assegurar a estabilidade tarifária, nomeadamente se esse objetivo não for possível de ser atingido com a metodologia de cálculo agora proposta para a parcela II da tarifa de UGS.

5. Repercussão diferenciada dos CIEG. Cabe à ERSE implementar eventuais decisões do Governo na sua metodologia de cálculo.

Caso o membro do Governo responsável pela área da energia defina, nos termos do Decreto-Lei n.º 15/2022, até ao dia 15 de setembro de cada ano, mediante despacho e ouvida a ERSE, critérios para a repercussão diferenciada dos CIEG, é possível à ERSE implementar a decisão através da sua metodologia de cálculo, nomeadamente através dos coeficientes de estrutura tarifária e dos coeficientes de alocação.

6. Isenções parciais ou totais. O fator multiplicativo pode internalizar a redução de receitas devido à existência de isenções.

A proposta de articulado inclui uma formulação mais geral para o cálculo da parcela II da tarifa de UGS, capaz de acomodar a existência de isenções para certos utilizadores da rede (ex: clientes eletrointensivos), através do fator multiplicativo.

7. Harmonização: a repercussão dos “CIEG” em Espanha também é proporcional ao valor global dos CIEG.

O CT reitera que é fundamental que a forma de repercussão dos CIEG, atuais ou futuros, explicita critérios objetivos, claros e transparentes.

G.3. Transferência Intertemporal de CIEG

A ERSE passa a prever no RT a possibilidade de efetuar transferências intertemporais dos proveitos a recuperar relativos à repercussão de todos os CIEG.

No anterior quadro legal, os diferenciais de custos com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial (PRE) eram os únicos CIEG que podiam ser sujeitos a diferimento quinquenal ⁽¹⁰⁾. No entanto, o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, veio alargar essa possibilidade a todas as rubricas de CIEG, num período máximo de cinco anos.

Relativamente a este tema, o CT defende que, por princípio, a totalidade dos custos e remuneração das atividades do setor deve ser repercutida nas tarifas do ano a que dizem respeito, sendo que o recurso ao diferimento de custos do setor sobrecarrega as gerações futuras em favor das gerações atuais.

O CT reconhece, contudo, que pode haver um conjunto de circunstâncias excecionais que possam vir a justificar, a título pontual, o adiamento do pagamento de parte dos custos do setor.

Em caso de necessidade de diferimento, no processo de cálculo tarifário, a ERSE refere que justificará a forma como os montantes serão alocados às diferentes rúbricas de CIEG, devendo avaliar previamente a capacidade financeira das empresas reguladas para suportarem tais diferimentos, sem que o seu equilíbrio económico e financeiro fique comprometido.

É entendimento do CT que o equilíbrio económico e financeiro das empresas com atividades reguladas deve ser avaliado exclusivamente no âmbito dessas empresas e sem considerar a estrutura financeira quando integrada em grupo económico. Não havendo capacidade para financiar autonomamente os montantes que vierem a ser diferidos é indispensável criar as condições para que essas empresas possam cedê-los a terceiros, tal como previsto no artigo 209º do Decreto-lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

A concretização de operações de cedência a terceiros depende da taxa de remuneração que vier a ser fixada, a qual deve estar alinhada com as condições de mercado e ter em consideração a maturidade e o risco do ativo subjacente, sendo crítico que esta permaneça inalterada ao longo de todo o período de recuperação dos montantes diferidos.

O Decreto-lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro de 2022, prevê a publicação pelo governo de uma portaria com o estabelecimento da taxa de remuneração aplicável aos diferimentos, após auscultada a ERSE (artigo 208, nº 10).

O CT constata que a referida portaria ainda não foi publicada, instando a ERSE a sensibilizar o Governo no sentido de definir uma fórmula para a fixação da taxa de remuneração que considere o equilíbrio económico e financeiro das atividades reguladas e o prazo associado à recuperação integral dos proveitos permitidos que são objeto de alisamento, tal como previsto no nº 11 do artigo 208º do Decreto-Lei nº 15/2022, de 14 de janeiro.

Por último o CT considera que o horizonte temporal de eventuais diferimentos não deve ultrapassar a data de cessação da respetiva atividade.

G.4. Medidas de Contenção Tarifária

As medidas de contenção tarifária (MCT), ou medidas mitigadoras, têm sido usadas como forma de contenção dos impactos dos custos do setor, nomeadamente CIEG, nas tarifas de eletricidade e têm merecido uma particular atenção por parte do CT.

Na regulamentação vigente, as medidas de contenção tarifária são deduzidas diretamente nos proveitos a recuperar pelo ORT através da tarifa de UGS (atividade de gestão global do sistema) ou deduzidas nos

¹⁰ artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro

proveitos permitidos do CUR (função de compra e venda de energia elétrica da produção em regime especial).

Com o objetivo de harmonizar a forma de repercussão das MCT ao nível das tarifas de UGS do ORT e do ORD, propõe a ERSE que as medidas mitigadoras relacionadas com a atividade de compra e venda do acesso do ORD passem todas a ser repercutidas no agregado dos proveitos do respetivo operador.

O CT não tem nada a opor a esta proposta de alteração do processo e fluxos financeiros dada a sua neutralidade em termos de impacto tarifário.

H. Projetos de Investigação Científica e Desenvolvimento em Zonas Livres Tecnológicas

1. O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, veio estabelecer a existência de três Zonas Livres Tecnológicas (ZLT) em Portugal que permitem a dispensa de certas regras regulatórias e que visam promover e facilitar a realização de atividades de investigação, demonstração e teste, em ambiente real, de tecnologias, produtos, serviços, processos, modelos inovadores, conceitos, modelos de negócio, no âmbito das atividades de produção, armazenamento, promoção da mobilidade elétrica e autoconsumo de eletricidade.

2. Atualmente encontram-se consagradas no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, as zonas de Viana do Castelo, Abrantes e Perímetro de rega do Mira.

3. Os eventuais projetos, quando aprovados pela DGEG, encontram-se isentos do pagamento de tarifas de Acesso às Redes e de encargos relativos à comparticipação nas redes, no entanto, ficam sujeitos ao pagamento de um valor fixado em euros por MW/dia a estabelecer pela ERSE e a operacionalizar no RT.

4. O valor fixado pela ERSE destina-se a comparticipar os custos de investimento e exploração das infraestruturas necessárias à instalação das ZLT e suportados pelos operadores da rede nacional de transporte de eletricidade (RNT) ou da rede nacional de distribuição de eletricidade (RND).

5. Assim, a ERSE propõe que este valor consista na variabilização das receitas marginais escaladas (para os proveitos permitidos) pelas quantidades de potência contratada nos níveis de tensão em MAT, AT, MT e BT.

6. O preço definido é assim diferenciado por nível de tensão, sendo aplicável à potência tomada. De acordo com a ERSE, considerando os dados de receitas e quantidades das tarifas de uso de redes fixadas para o exercício tarifário de 2023, resultariam os preços que constam do quadro seguinte:

Quadro 5-1 - Exemplo de cálculo dos preços a aplicar nas ZLT

	Receitas 2023	Potência contratada 2023	Preço
	mil euros	(kW/mês)	EUR/(kW.dia)
MAT	6 236	688 037	0,0248
AT	48 310	1 504 961	0,0879
MT	271 923	6 374 330	0,1169
BT	1 042 025	41 450 466	0,0689

7. Adicionalmente, a ERSE propõe que os valores recebidos pelos operadores da RNT e da RND, pagos pelos projetos de inovação e desenvolvimento nas ZLT, sejam repercutidos nos respetivos proveitos permitidos de acordo com a metodologia de regulação atualmente em vigor.

8. O CT salienta a importância do acompanhamento desta matéria, nomeadamente quanto à evolução e à análise dos custos e resultados obtidos com estes projetos.

I. Estrutura Tarifária

I.1 Tarifas de acesso aplicáveis às instalações de armazenamento autónomo

- 1.** Na presente proposta, a ERSE considera que a isenção de tarifas de Acesso às Redes atualmente em vigor para os produtores hidroelétricos, na parte que respeita à energia elétrica adquirida para bombagem e posterior produção de energia elétrica, deve ser aplicada a todas as instalações de armazenamento pelo carregamento de energia a partir da RESP.
- 2.** Neste sentido, propõe que a isenção se aplique apenas aos consumos de energia a partir da RESP que sejam necessários para posterior injeção de energia elétrica na RESP, pelo que será atribuída apenas às instalações autónomas de armazenamento.
- 3.** Adicionalmente, a ERSE refere que esta isenção deverá ser reavaliada no tempo, podendo ser gradualmente eliminada. Face ao anterior, e no sentido de avaliar que esta isenção tarifária reflete os «custos provocados nas redes bem como os custos evitados para o SEN», como estabelecido no n.º 1 do artigo 213.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, a ERSE irá proceder a um estudo sobre os custos provocados e evitados no SEN.
- 4.** Face ao anterior, o CT reconhece a extensão da análise da ERSE, a qual já havia sido iniciada na CP 101, comparando o regime nacional relativo ao armazenamento com o de outros países europeus, e avaliando os regimes de armazenamento de energia atualmente existentes em Portugal.
- 5.** O CT nada tem a opor a esta proposta, considerando estar adequada e em coerência com todo o normativo regulatório atual.

I.2. Tarifas de acesso aplicáveis às instalações de consumo que obtenham o Estatuto do Cliente Eletrointensivo (CEI)

- 1.** O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, estabelece o estatuto do cliente eletrointensivo, o qual pode ser requerido por instalações de consumo intensivo de energia elétrica que estejam expostas ao comércio internacional e que cumpram determinados requisitos.
- 2.** A obtenção do ECE, através de contrato a celebrar com a DGEG, garante numa base anual a esses clientes o direito a medidas de apoio, entre as quais se destacam as seguintes: (i) redução total ou parcial, dos encargos com os CIEG, com o limite mínimo de 75%; (ii) a isenção da aplicação dos critérios de proximidade entre a UPAC e a localização da instalação de consumo previstos no diploma.
- 3.** Adicionalmente, a Portaria n.º 112/2022, de 14 de março, vem ainda estabelecer que para o consumo de energia elétrica, os clientes eletrointensivos ficam isentos do pagamento do sobrecusto da produção em regime especial a partir de fontes de energia renovável, nos termos a operacionalizar pela ERSE, e que para o autoconsumo, aplicam-se as tarifas de Acesso às redes aplicáveis ao autoconsumo, considerando a isenção total estabelecida.
- 4.** A ERSE realizou uma quantificação dos impactes tarifários desta redução dos encargos de CIEG para dois cenários distintos, designadamente (A) a redução de 75% dos encargos com os CIEG e (B) a isenção total de CIEG:

Quadro 6-5 - Impacte tarifário da redução de 75% nos CIEG (Cenário A)

Impacte tarifário, Tarifas 2021		MAT	AT	MT	BTE	BTN>	BTN<
Cenário A: Redução de 75% nos CIEG							
Impacte na Tarifa de Venda a Clientes Finais, em %							
Clientes Eletrointensivos	%	-15,7%	-16,7%	-18,0%	-	-	-
Outros clientes	%	+0,9%	+1,1%	+1,4%	+1,8%	+1,8%	+1,9%
Impacte na Tarifa de Acesso às Redes, em %							
Clientes Eletrointensivos	%	-50,5%	-47,2%	-38,6%	-	-	-
Outros clientes	%	+3,0%	+3,0%	+3,0%	+3,0%	+3,0%	+3,0%

Quadro 6-6 - Impacte tarifário da redução de 100% nos CIEG (Cenário B)

Impacte tarifário, Tarifas 2021		MAT	AT	MT	BTE	BTN>	BTN<
Cenário B: Isenção total de CIEG							
Impacte na Tarifa de Venda a Clientes Finais, em %							
Clientes Eletrointensivos	%	-21,0%	-22,3%	-23,9%	-	-	-
Outros clientes	%	+1,3%	+1,4%	+1,9%	+2,4%	+2,4%	+2,5%
Impacte na Tarifa de Acesso às Redes, em %							
Clientes Eletrointensivos	%	-67,3%	-63,0%	-51,4%	-	-	-
Outros clientes	%	+4,1%	+4,1%	+4,1%	+4,1%	+4,1%	+4,1%

5. Considerando o estipulado no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, a ERSE propõe a inclusão no RT das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às instalações com CEI, seja na componente de consumo, seja na componente de autoconsumo. Estas tarifas têm aplicação em Portugal Continental.

6. No caso da componente de consumo, a proposta é concretizada através da definição destas tarifas de Acesso às Redes e correspondente metodologia de cálculo, nomeadamente as deduções de CIEG previstas na legislação. No caso do autoconsumo, a proposta consiste na inclusão da dedução específica (total) de CIEG para estas instalações.

7. Não obstante o definido no Decreto-Lei 15/2022, de 14 de janeiro, nomeadamente no que concerne à isenção parcial ou total dos CIEG pelos consumos, ou autoconsumos, das instalações abrangidas pelo Estatuto de Cliente Eletrointensivo, o CT perspetiva que esta medida implique inerentes efeitos adversos nos restantes clientes não abrangidos por este Estatuto.

8. O CT faz notar que a análise realizada tem apenas como referência o ano de 2021. No atual contexto, em que o valor dos CIEG é negativo, não existe diferenciação dos encargos com os CIEG dentro do mesmo nível de tensão.

I.3. Tarifas de acesso às redes aplicáveis ao autoconsumo através da RESP em caso de modos de partilha de energia através de sistemas específicos com gestão dinâmica

1. Tendo em consideração que o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, prevê tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo através da RESP que utilize modos de partilha de energia através de sistemas específicos com gestão dinâmica, a ERSE refere a necessidade dessas tarifas passarem a constar no RT.

2. Contudo, face ao estado inicial de desenvolvimento deste tipo de projetos de autoconsumo coletivo, incluindo a ausência de informação quanto a potenciais impactes da partilha dinâmica, entende a ERSE

que as tarifas devem ser idênticas às tarifas aplicáveis aos restantes modos de partilha em autoconsumo coletivo.

3. Face ao exposto, a ERSE propõe explicitar que as tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo através da RESP, já previstas no RT, são também aplicáveis ao autoconsumo que utilize modos de partilha de energia através de sistemas específicos com gestão dinâmica.

4. O CT concorda com a decisão da ERSE, aguardando, no entanto, que seja analisada e reavaliada esta opção quando existir uma maior informação, nomeadamente impactos tarifários, decorrentes destes projetos.

I.4. Procedimentos tarifários para a fixação de tarifas de acesso às redes de distribuição fechadas

1. As redes de distribuição fechadas (RDF) encontravam-se inicialmente previstas no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, com a redação que lhe tinha sido dada pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro. Este diploma foi, entretanto, revogado pelo Decreto-lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

2. Assim, nos termos deste novo normativo, o operador da rede de distribuição fechada é uma pessoa, singular ou coletiva, responsável pela exploração, pela interligação com a RESP e por assegurar a garantia da capacidade da RDF.

3. As RDF integram-se em domínios ou infraestruturas excluídas do âmbito das concessões de distribuição de eletricidade, nomeadamente uma rede que distribua eletricidade no interior de um sítio industrial, comercial ou de serviços partilhados, geograficamente circunscritos, caminhos de ferro, portos, aeroportos e parques de campismo, que não abasteça clientes domésticos.

4. O n.º 1 do artigo 214º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro impõe à ERSE a definição dos procedimentos a observar pelo operador da RDF na definição dos princípios tarifários e das tarifas aplicáveis para o acesso, ligação e serviços auxiliares necessários ao funcionamento das instalações no interior da exploração da RDF.

5. As tarifas de acesso de terceiros às RDF são estabelecidas pelo respetivo operador, não estando sujeitas às tarifas de energia elétrica aprovadas, anualmente, pela ERSE. Não obstante, a lei permite que os utilizadores das RDF solicitem a intervenção da ERSE quando considerem que a fixação das tarifas da RDF não obedece a critérios de transparência e adequação.

6. Com base nessa premissa, a ERSE propõe a obrigação do operador da RDF consultar os interessados, sempre que aplicável, relativamente à metodologia e aos preços aplicáveis ao acesso e serviços fornecidos na RDF e garantir o acesso à informação por parte dos utilizadores, através do site na internet do operador da RDF.

7. Sem prejuízo do CT concordar com a proposta, nota que, em matéria de tarifas de acesso às redes e dos CIEG, a mesma é omissa. Embora este tipo de custos não esteja diretamente relacionado com a produção, transporte, distribuição ou comercialização de energia em Portugal, eles decorrem de políticas públicas que beneficiam não só os utilizadores como também o operador da rede fechada. O CT entende, assim, que deve existir uma clarificação quanto à participação destes operadores/utilizadores das RDF no pagamento dos CIEG.

8. O artigo 121.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, estabelece que caso seja determinada a revogação do título de controlo prévio da RDF, o operador da rede com o qual a RDF se encontre

interligada assume transitoriamente, por um período máximo de dois anos, a gestão, a manutenção e a exploração das instalações da RDF, de acordo com as metodologias e regulamentação a publicar pela ERSE, ouvidos os operadores da RESP.

9. Para este efeito, a ERSE propõe que durante o referido período transitório sejam aplicáveis as regras e as tarifas reguladas estabelecidas pela mesma para os operadores da RESP, nos termos definidos no RT e no RRC.

10. Caso haja necessidade de realização de investimentos relacionados com a manutenção das RDF durante o referido período transitório, o CT entende que devem ser os utilizadores das RDF a suportar esses custos.

I.5. Tarifas de acesso às redes aplicáveis à mobilidade elétrica – pontos de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MAT e AT

1. A ERSE vem propor nesta revisão alargar as tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica, nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos utilizadores de veículos elétricos (UVE), aos pontos de carregamento com ponto de entrega da rede elétrica de serviço público (RESP) à rede da mobilidade elétrica em muito alta tensão (MAT) e em alta tensão (AT).

2. A ERSE assume o mesmo critério utilizado na construção das tarifas de mobilidade elétrica já existentes, ou seja, as tarifas propostas resultam da tarifa de Acesso às Redes em BTN, deduzidas das tarifas de Uso das Redes até ao nível de entrega da RESP. Nesse sentido:

- (i) A tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em AT, resulta da tarifa de Acesso às Redes em BTN deduzida da Tarifa de URD em BT e da Tarifa de URD em MT;
- (ii) A tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MAT, resulta da tarifa de Acesso às Redes em BTN deduzida da Tarifa de URD em BT, da Tarifa de URD em MT e da Tarifa de URD em AT;

3. O CT regista positivamente o alargamento das tarifas de acesso às redes aplicáveis à mobilidade elétrica em MAT e AT, considerando apropriada a manutenção do critério em coerência com os recentes desenvolvimentos na mobilidade elétrica.

I.6. Tarifas de venda a clientes finais aplicáveis pelo comercializador de último recurso

1. Nesta revisão do RT a ERSE propõe excluir as referências a tarifas transitórias de MT e BTE face ao calendário de extinção de tarifas, eliminar o agravamento das tarifas transitórias no qual o mecanismo era aplicável e assegurar a harmonização da designação da tarifa aplicável pelo CUR após a extinção das tarifas transitórias.

2. Neste contexto, o CT não se opõe às alterações propostas.

I.7. Faturação de energia reativa

O CT concorda com as alterações consideradas no RT no que respeita à energia reativa, por este regulamento passar a considerar todos os operadores de rede e a clarificar a diferença entre reativa indutiva e reativa capacitiva.

J. Proveitos Permitidos

J.1. Repercussão no RT do Incentivo Remuneratório Previsto no RSRI

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, veio determinar a integração em rede inteligente para a totalidade dos clientes finais até ao final de 2024¹¹.

O RSRI em vigor prevê um incentivo remuneratório para os operadores da rede de distribuição em BT, em Portugal Continental, na Região Autónoma da Madeira e na Região Autónoma dos Açores que integrem os proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica.

Este incentivo, associado ao número de instalações em BT que cumpram os critérios definidos pela ERSE relativamente à determinação do pacote de serviços exigidos para assegurar a integração das instalações nas redes inteligentes, baseia-se na partilha dos benefícios gerados pelos referidos serviços de redes inteligentes.

Assim, o CT nada tem a opor à proposta da ERSE de incluir no RT, na fórmula de cálculo dos proveitos permitidos da atividade de distribuição de energia elétrica em BT em Portugal Continental, na Região Autónoma dos Açores e na Região Autónoma da Madeira, o montante anual do incentivo, remetendo para o RSRI a respetiva fórmula de cálculo, dando cumprimento integral ao disposto no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

J.2. Mecanismos de Remuneração de Capacidade

De acordo com o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, *“Os encargos associados aos mecanismos de capacidade são suportados por todos os consumidores de energia elétrica, devendo ser repercutidos na tarifa de uso global de sistema ou noutra tarifa aplicável à globalidade dos consumidores de energia elétrica, nos termos a definir no Regulamento Tarifário do setor elétrico*¹².

Dando seguimento ao estabelecido no novo regime jurídico, a ERSE propõe alterar o RT de modo a considerar nos proveitos permitidos da atividade de Gestão Global do Sistema (GGS) uma parcela com a designação “mecanismos de capacidade” que permita incluir os encargos com mecanismos de capacidade ou equiparados, nomeadamente os referentes aos mecanismos de garantia de potência e de remuneração da reserva de segurança já existentes¹³, bem como os que venham a surgir futuramente ao abrigo do artigo 100.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

Procede-se também à eliminação da parcela de encargos com contratos de interruptibilidade, constante na formulação dos proveitos permitidos da atividade de gestão global do sistema prevista no artigo 115.º do atual RT, em concordância com a sua revogação pela Portaria n.º 230-A/2021, de 29 de outubro.

O CT concorda com estas adaptações, necessárias, do RT ao nível da formulação dos proveitos permitidos da atividade de Gestão Global do Sistema.

¹¹ art.º 282.º, n.º 1

¹² art.º 100.º, n.º 4

¹³ O quadro regulamentar atual prevê uma parcela dedicada aos custos com o mecanismo de garantia de potência para os centros electroprodutores hidrelétricos de Gouvães, Daivões e Alto Tâmega. Esta parcela, incluída nos proveitos que recuperam os CIEG ao nível do ORT, é repercutida na parcela II da tarifa de UGS, que é suportada por todos os consumidores.

J.3 Incentivo à Otimização dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE)

O Agente Comercial, REN Trading S.A, gere o CAE celebrado com a Turbogás (Central da Tapada do Outeiro) que ainda se mantém em vigor, tendo a ERSE definido em regulamentação complementar a aplicação de um mecanismo de incentivo à otimização da gestão dos CAE não cessados¹⁴, introduzindo as alterações necessárias para o *phasing-out* dos mesmos.

Contudo, o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro deixou de prever explicitamente a existência de um mecanismo de incentivo para otimização da gestão dos CAE e para a partilha com os consumidores dos benefícios obtidos, como anteriormente consagrado no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto.

Adicionalmente, o referido diploma estabelece que a ERSE deverá elaborar as regras necessárias no âmbito do RT, para repercutir na tarifa de uso global do sistema ou noutra aplicável a todos os consumidores de energia elétrica, a diferença entre a soma:

- a) Dos encargos totais suportados pela REN Trading e pela concessionária da RNT no âmbito da execução dos CAE, adicionados dos decorrentes do desmantelamento do último centro eletroprodutor titular de CAE, e
- b) Das receitas provenientes da venda da totalidade da energia elétrica adquirida no âmbito desses mesmos CAE e dos leilões de gás natural do contrato de aprovisionamento de longo prazo.

Assim, a ERSE propõe eliminar do RT as disposições relativas ao incentivo à otimização da gestão dos CAE e adotar uma metodologia de regulação por custos aceites para os custos de funcionamento do Agente Comercial.

O CT reconhece que a proposta permite acomodar o disposto no novo quadro legal do SEN, compatibilizando o articulado do RT com a alteração já considerada pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos de 2022.

O CT regista a intenção da ERSE, expressa no documento justificativo, de continuar a monitorizar a gestão do CAE da Turbogás na ausência de um mecanismo de incentivo, reconhecendo-se a importância do contributo para efeitos tarifários dos proveitos da atividade do Agente Comercial.

J.4. Financiamento da Tarifa Social

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro 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.” [art.º 199.º, n.º 1].

O mesmo diploma refere, ainda, 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 [art.º 199.º, n.º 4 e 5].

¹⁴ Diretiva da ERSE n.º 2/2021, de 19 de janeiro

O CT destaca que este modelo de financiamento da tarifa social tem subjacente o princípio de que os custos com a tarifa social têm impacto neutro para o Gestor Global do SEN (GGS) e ORDs, pelo facto de atribuir aos titulares dos centros electroprodutores os custos com a tarifa social e de não prever que o ressarcimento dos ORD dependa dos custos que o GGS consiga efetivamente recuperar junto dos centros electroprodutores, sendo, contudo, omissos quanto aos procedimentos a adotar pelo GGS quando existem centros electroprodutores que não liquidam, no todo ou em parte, os valores fixados pela ERSE.

Anualmente, com base em estimativas do montante resultante do desconto nas tarifas de acesso a beneficiários da tarifa social aplicada pelos operadores de rede (E-Redes, EDA e EEM), a ERSE fixa os montantes a financiar pelos centros electroprodutores. Estas estimativas são ajustadas no ano seguinte, a título provisório, e definitivamente dois anos depois.

À luz do modelo de financiamento da tarifa social atualmente em vigor, os ORD aplicam os devidos descontos de tarifa social na faturação das tarifas de acesso às redes e recebem do GGS os custos definidos pela ERSE nos documentos de tarifas (n.º 3 do artigo 328.º do RRC), que por sua vez são faturados por esta entidade aos centros electroprodutores responsáveis pelo financiamento da tarifa social (n.º 1 do artigo 328.º do RRC). As diferenças entre os descontos efetivamente aplicados pelos ORD em cada ano e os custos imputados pela ERSE aos produtores nesse mesmo ano são refletidos em ajustamentos aos custos com a tarifa social, a definir pela ERSE nos anos subsequentes (artigos 121.º, 136.º e 143.º do RT).

Nesta proposta de revisão, a ERSE propõe harmonizar o RT com o estipulado no RRC, que prevê que “o operador da rede de transporte deve transferir para os operadores das redes de distribuição os montantes definidos anualmente pela ERSE nos documentos de tarifas”.

O CT regista a proposta de alinhamento regulamentar apresentada pela ERSE. Porém, o CT denota que esta harmonização, apesar de importante, não soluciona o problema de financiamento a montante, ao não atuar sobre quem efetivamente deve financiar a tarifa social, colocando o ónus de suportar eventuais faltas de pagamentos dos produtores ou atrasos de decisão da própria ERSE no GGS.

O problema é tanto mais grave se nos focarmos na situação atual do ano 2023. Com a aplicação do desconto de 33,8%, definido no Despacho n.º 12461/2022, de 25 de outubro, do Secretário de Estado do Ambiente e da Energia, a previsão dos custos com a tarifa social para 2023 ascende a cerca de 129,4 milhões de euros para Continente e Regiões Autónomas. O valor final de 119,9 M€ encontra-se deduzido do desvio de definitivo de 2021 de 6,8 M€ e o desvio provisório de 2022 de 2,7 M€, ambos a devolver aos produtores.

Nos documentos de proveitos e tarifas para 2023, a ERSE publicou os montantes de desconto estimados pelos ORD e os montantes a transferir para estas entidades por parte do GGS, mas, pela primeira vez desde que o atual modelo de financiamento está em operação, estes documentos não apresentam a alocação destes custos aos centros electroprodutores. Como referido nesses documentos pela ERSE, “(...) à data da publicação das tarifas para 2023, não estão, ainda, reunidas todas as condições para a ERSE decidir a alocação do financiamento dos custos com a tarifa social. Deste modo, a aprovação de Diretiva que explicita os montantes a transferir por cada centro electroprodutor durante o ano de 2023 efetuar-se-á em data posterior à da aprovação das tarifas e preços de eletricidade para 2023.”

A consequência imediata desta ausência de definição das entidades e respetivos encargos a suportar a título de tarifa social, é que se encontram por regularizar à data os montantes relativos às faturas dos

ORD dos primeiros quatro meses de 2023, bem como faturas pendentes de produtores que ainda não foram regularizadas junto do GGS.

Neste contexto, o CT reforça a recomendação que consta no seu parecer à consulta de interessados 9/2022¹⁵ “(...) *na ausência de regulamentação que assegure a neutralidade do custeio da tarifa social para todos os operadores de rede, como estabelecido no modelo de financiamento, o CT recomenda que a ERSE promova a devida regulamentação desta disposição legislativa.*”.

Em termos práticos, significa que a ERSE deve fazer uso das competências que lhe foram atribuídas e proceder, o quanto antes, à publicação da lista dos financiadores e respetivos valores, estabelecendo o quadro normativo que permita o cumprimento das responsabilidades dos agentes envolvidos, incluindo os valores em dívida anterior a 2023, como estipulado no Decreto-lei 15/2022, 14 de janeiro.

J.5. Ajustamento t-1 do CAPEX

O artigo 156.º do RT estabelece, desde 2014, um mecanismo de correção dos desvios provisórios ocorridos ao nível do custo com capital (amortizações e remuneração do ativo líquido), que se aplica às atividades reguladas em que é definida anualmente a remuneração dos ativos fixos por custos aceites. Este mecanismo permite repercutir nos proveitos permitidos destas atividades no ano t, os desvios do custo com capital associados a novas estimativas dos ativos fixos do ano t-1 e à aplicação da taxa de remuneração definitiva no ano t-1.

Com as metodologias de regulação vigentes, este mecanismo de correção dos desvios provisórios ocorridos no custo com capital aplica-se a:

- atividade de gestão global do sistema do ORT;
- atividade de comercialização do CUR;
- atividades reguladas das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

A ERSE propõe explicitar nas fórmulas de cálculo dos proveitos e dos ajustamentos t-2 a parcela do mecanismo de correção dos desvios provisórios ocorridos do custo com capital nas atividades em que é aplicável e que não se encontrava explícito nas respetivas fórmulas de cálculo, proposta com a qual o CT concorda.

J.6. Custos com Serviços de Flexibilidade

No documento justificativo que acompanha a consulta pública, a ERSE refere que os custos com a contratação de serviços de flexibilidade por parte dos ORD serão recuperados de acordo com as metodologias de regulação aplicáveis ao cálculo dos proveitos permitidos desses operadores.

De acordo com o mesmo documento, a ERSE propõe que os custos com a contratação de serviços de flexibilidade por parte dos ORD, ao abrigo do exercício da atividade de gestão técnica das redes de distribuição, sejam recuperados nos proveitos permitidos de acordo com as metodologias de regulação aplicáveis às atividades de distribuição de energia elétrica, à semelhança do tratamento conferido a outros custos controláveis desta atividade, quer de investimento quer de exploração.

Mais concretamente, no âmbito da atual metodologia de *revenue cap* aplicado ao TOTEX, estes custos serão considerados quando for definida a base de custos para o próximo período de regulação, que se inicia em 2026. Na avaliação dos montantes de custos com a contratação de serviços de flexibilidade a

¹⁵ Sobre a” Proposta de repartição do financiamento dos custos com a tarifa social (2018-2023) - setor elétrico”, de novembro 2022

aceitar na nova base de custos, a ERSE terá em conta a natureza específica destes custos, designadamente o seu papel na substituição de investimentos em infra-estruturas de rede, quer ocorridos quer previstos nos PDIRD-E.

O CT considera essencial que os custos com a flexibilidade sejam devidamente reconhecidos nas bases de custos dos operadores, alertando que, à data da definição das bases de custos para o próximo período regulatório, as eventuais opções alternativas baseadas em flexibilidade que venham a estar identificadas nos planos de investimento poderão, ainda, ter um carácter contingente à efetiva existência de ofertas de mercado no momento de realização do investimento.

J.7. Prazo para fixação de parâmetros para cálculo dos ajustamentos tarifários

Segundo o Regulamento Tarifário, o valor definitivo dos ajustamentos tarifários de um ano (t) é vertido nos proveitos permitidos dois anos depois (t+2).

O CT recomenda que, para este apuramento, seja sempre considerada a melhor informação disponível à data do cálculo final.

A título de exemplo, os valores de deflator do PIB considerados para atualização dos parâmetros sujeitos a eficiência deveriam consistir nos seus valores mais atualizados, tendo em conta que as versões publicadas pelo INE ao longo do tempo se aproximam dos valores finais à medida que as estimativas iniciais utilizadas nas primeiras versões forem sendo revistas.

No caso concreto das contas nacionais, a pertinência da necessidade de efetuar esta revisão é ainda mais significativa, na medida em que as estimativas subjacentes aos cálculos trimestrais publicados pelo INE são sujeitas a uma revisão mais profunda e detalhada no momento da elaboração da versão anual do reporte em causa.

Neste contexto, o CT propõe que a versão final do regulamento estabeleça que o exercício de fixação dos ajustamentos tarifários de t, que é publicada em dezembro de t+1 para efeitos em t+2, deve ter em conta os valores mais atuais dos parâmetros e indutores que servem de base à determinação dos proveitos das empresas reguladas, de forma a traduzir a melhor aproximação possível aos respetivos valores finais.

J.8. Preço médio de aquisição de energia elétrica para fornecimento aos clientes dos CUR (artigo 129.º)

A redação do RT em vigor até ao final de 2018 tinha em conta a volatilidade existente nos mercados grossistas de energia, ao prever expressamente a aplicação de um prémio de risco no cálculo do preço médio de aquisição de energia elétrica do CUR (cf. n.º 3 do artigo 106.º do Regulamento n.º 619/2017):

3 - O preço ($\bar{p}_{CUR,t}$) previsto na expressão (66) é dado por aplicação do mecanismo de aprovisionamento do CUR do seguinte modo:

$$\bar{p}_{CUR} = \bar{p}_{CUR}^{Ref} \times (1 + \gamma) \quad (67)$$

em que:

\bar{p}_{CUR}^{Ref} Preço médio de energia do CUR tendo em conta os contratos de futuros

γ Parâmetro que reflete o prémio de risco associado à contratação nos mercados de futuros

Ao refletir a volatilidade dos preços de eletricidade nos mercados grossistas, o parâmetro γ acautelava os efeitos penalizadores de uma eventual subestimação do preço de mercado subjacente à TTVCF na competitividade do mercado livre.

Com a alteração, em 2019, do mecanismo regulado de aprovisionamento do CUR, o qual passou a integrar uma componente de contratação a prazo em leilões de compra de energia, o cálculo do preço médio de aquisição de energia elétrica do CUR estabelecido no artigo 106.º do RT (atual artigo 129.º do RT) deixou de prever explicitamente um parâmetro relacionado com o risco sobre o preço de mercado.

O CT alerta que a introdução de uma componente de compra a prazo na estratégia de aprovisionamento do CUR não elimina, por completo, o risco de preço de mercado subjacente ao cálculo da tarifa de energia do mercado regulado. Efetivamente, mesmo após a definição da tarifa, continua a existir a necessidade de adquirir os volumes de energia em falta e quanto maior for o volume adquirido nos mercados de curto prazo, maior o risco associado a um desvio de preço face à previsão.

Acrescenta-se que, no quadro atual de ausência de restrições ao regresso dos clientes de BTN ao CUR, a determinação do preço regulado do CUR assume particular relevância no equilíbrio e funcionamento entre o mercado livre e o mercado regulado, podendo configurar uma vantagem competitiva não justificada, mesmo que temporária, para o CUR no caso de se confirmar uma subestimação.

Pelo exposto, o CT recomenda que, à semelhança da redação do RT em vigor até ao final de 2018, a ERSE pondere voltar a prever um parâmetro relativo ao prémio de risco na projeção do preço de mercado do CUR, do qual depende o cálculo dos proveitos da atividade de CVEE FC, estabelecido no artigo 129.º do RT. No entendimento do CT, as características seguintes deveriam ser observadas:

- Este prémio de risco deve afetar apenas o custo de aquisição do CUR, mantendo-se a estimativa do preço de mercado sem prémio de risco no cálculo dos sobrecustos do CAE e da PRE.
- A dimensão do prémio de risco deverá ter em consideração a conjuntura dos mercados energéticos e variar com a maior ou menor a volatilidade dos preços perspetivada para o período de fixação de tarifas.
- Este parâmetro ganha especial relevância em circunstâncias onde o peso do aprovisionamento a prazo por parte do CUR é mais baixo.
- Deve proceder-se ao acerto de contas de acordo com os mecanismos de ajustamento de proveitos regulamentarmente previstos, a saber, ajustamentos provisórios em t+1 e definitivos em t+2, com base nos preços reais verificados.

O CT realça, por fim, que a introdução deste mecanismo introduz um grau adicional de flexibilidade no exercício de fixação das tarifas, sendo um instrumento ao dispor do regulador, acionável ou não.

A propósito da estratégia de aprovisionamento do CUR, o CT salienta a importância de a ERSE calendarizar e promover de forma atempada os leilões de aprovisionamento do CUR e de venda da PRE, conforme estabelecido regulamentarmente, de modo a consagrar o seu objetivo de minimização de desvios face às previsões. O CT releva que os leilões de aprovisionamento a serem realizados em data anterior à fixação de tarifas, contribuem para a minimização de desvios a suportar por todos os consumidores,

questionando-se a eliminação do prazo previsto no artigo 129.º do RT na definição da variável $CEE_{\text{prazo},t}$ correspondente aos custos com aquisição de energia elétrica a prazo.

K. Obrigações de reporte e dever de Informação

K.1 Operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso que atuam exclusivamente em BT

1. Os operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT (ORD BT) têm alertado a ERSE para a necessidade de um enquadramento regulamentar próprio. Até ao presente, a estes operadores que acumulam as funções de comercialização de último recurso são aplicáveis tarifas de Acesso às Redes reguladas e aprovadas pela ERSE.
2. Enquanto aguarda a definição do quadro legal aplicável às concessões em baixa tensão para poder, eventualmente, avançar para a regulação económica destes operadores, a ERSE tem solicitado informação específica a cada um dos ORD/CUR BT, para uma melhor caracterização desses operadores, tanto económico-financeira, como física.
3. Nesse particular, a ERSE solicitou informação que permitisse caracterizar a estrutura de consumos para assegurar um entendimento comum sobre cada uma das realidades dos operadores.
4. Sendo omissa na legislação a obrigatoriedade dos ORD/CUR BT prestarem informação, a ERSE propõe assegurar o enquadramento regulamentar desta obrigação, como um passo prévio à discussão da definição de uma regulação económica própria e específica.
5. Para o efeito e à semelhança do que já se verifica para os restantes operadores, a ERSE introduziu um artigo no RT onde elenca a informação periódica a fornecer à ERSE pelos ORD/CUR BT. Esta inclui a informação financeira auditada, assim como a informação física do ano t-2, a enviar até 1 de maio, e os balanços de energia previsionais para o ano em curso e para o ano seguinte, a enviar até 15 de junho.
6. O CT considera positiva esta obrigatoriedade permitindo ao Regulador conhecer a situação económico financeira dos ORD/CUR BT. A definição de eventuais tarifas e proveitos permitidos específicos tem de ser fundamentada no acesso transparente e fiável da informação.
7. O CT recomenda que, com a necessária urgência, a ERSE defina as regras sobre a elaboração e o reporte da informação periódica a fornecer pelos ORD/CUR BT, com o objetivo de a regulação dispor de toda a informação necessária à avaliação económico-financeira e técnica destes agentes do SEN e de os operadores disporem de um prazo adequado para a adaptação de processos e sistemas.

K.2. Informação a fornecer pelas entidades reguladas

1. Nesta proposta a ERSE propõe-se simplificar as regras de reporte de informação estabelecidas no RT, harmonizando o tratamento dos vários agentes, eliminando redundâncias e flexibilizando-as face a alterações de contexto não controláveis pela ERSE, iniciativa com a qual o CT concorda.
2. Ainda assim, as alterações propostas incluem também a introdução de novas disposições de reporte de informação do RT para acomodar a recente criação de novas normas complementares, nomeadamente ao nível do armazenamento, autoconsumo, mobilidade elétrica e para o agregador de último recurso.
3. Tendo em conta o acrescido volume de informação que tem vindo a ser incluído no reporte de contas reguladas, o CT propõe que o prazo atual (1 de maio) seja ajustado para final de maio.
4. A ERSE propõe introduzir a disposição “[...] determinar a entrega de elementos adicionais, bem como aprovar normas e metodologias complementares estabelecendo regras sobre a elaboração e o reporte da informação referida nos números anteriores a enviar pelo [...]” que se repete em quase todos os artigos da secção do I do capítulo VII. O CT sugere que, uma vez que a mesma se aplica a todas as entidades

reguladas que devem enviar informação à ERSE ao abrigo do RT, a mesma passe a constar num único artigo de aplicação geral.

5. Por fim, o RT passa a explicitar que as contas reguladas a enviar pelos vários agentes devem incluir um relatório detalhado, e que o relatório de auditoria que acompanha as contas reguladas reais deve seguir os termos definidos no Guia de Aplicação Técnico nº 15 (GAT 15) elaborado pela Ordem dos Revisores Oficiais de Contas, em colaboração com a ERSE, o que já acontecia na prática, mas que não constava no RT, pelo que o CT concorda com a Proposta de inclusão destas disposições no articulado.

6. O CT recomenda que seja acautelado o tempo necessário de adaptação de processos e sistemas por parte das empresas reguladas, para a preparação de nova informação requerida pelo regulador, de que é exemplo o relatório detalhado acima referido.

7. Neste sentido, o CT propõe que, para o primeiro ano de reporte de novos mapas ou nova informação requerida pela ERSE, seja considerada uma extensão do respetivo prazo de envio, a articular com as empresas reguladas.

L. Alterações de Organização e Harmonização Regulamentar

Considerando o âmbito e a extensão da revisão regulamentar imposta pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, a ERSE considerou oportuno proceder a um exercício de aperfeiçoamento e uniformização de disposições comuns a todos os Regulamentos sob consulta. No âmbito específico do RT, são objeto de proposta de alteração os capítulos referentes às Disposições Iniciais e Finais constantes dos respetivos Capítulos I e Capítulo VII.

L.1. Harmonização do Regulamento Tarifário com o Decreto-Lei Regional 10/2023/M

O Decreto Legislativo Regional n.º 10/2023/M, de 19 de janeiro, estabelece a organização e o funcionamento do setor elétrico da Região Autónoma da Madeira (RAM), adaptando o regime previsto no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

O CT recorda que, pelas características próprias, dimensão do sistema elétrico regional e a especial orografia dos seus territórios, não se aplicam às Regiões Autónomas as disposições relativas ao mercado organizado, bem como as disposições relativas à separação jurídica das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de energia elétrica, nos termos da derrogação prevista no artigo 66.º da Diretiva n.º 2019/944/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho, transposta para o direito nacional no artigo 264.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

Neste contexto, o Decreto Legislativo Regional n.º 10/2023/M, de 19 de janeiro, estabelece que as atividades de produção, armazenamento, transporte e distribuição, comercialização de energia elétrica e de gestão técnica global do sistema elétrica da RAM) mantém uma estrutura verticalmente integrada e devem ser desenvolvidas, em regime de serviço público e em exclusivo, pelo gestor do SEPM (Gestor do Sistema Elétrico de Serviço Público da Madeira).

No que respeita à organização do Sistema Elétrico da Região Autónoma da Madeira (SEM), este assenta na coexistência articulada de um sistema elétrico de serviço público e a produção em regime especial (PRE) que abrange a produção de energia elétrica a partir de recursos endógenos e renováveis, em complemento à produção de energia em regime de serviço público. As atividades de produção e armazenamento em regime especial são desenvolvidas, em regime de livre acesso, pelos Produtores em Regime Especial, e sujeitas à obtenção de licença de produção e de exploração, ou a registo prévio e certificado de exploração ou a comunicação prévia, nos termos a prever em legislação complementar,

colocando a energia que produzem na RESPM, sendo esta adquirida pelo Gestor do SEPM através de procedimento concursal.

No que diz respeito ao RT, a ERSE propõe as alterações de nomenclatura seguintes:

- i) substituir a designação utilizada no RT vigente “entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM” para “empresa responsável pela rede elétrica na RAM”
- ii) substituir a designação utilizada no RT vigente “a concessionária do transporte e distribuição na RAA” por “empresa responsável pela rede elétrica na RAA”
- iii) introduzir os conceitos de produtores em regime de serviço público e produtores em regime especial, substituindo as designações na redação vigente que distinguiam entre produtores vinculados e não vinculados, no que se refere à Região Autónoma da Madeira.

O CT anota que a proposta de alteração da nomenclatura de “entidade concessionária (...)” para “empresa responsável (...)” não consta das definições do artigo 3º do Decreto Legislativo Regional n.º 10/2023/M, de 19 de janeiro, no caso da RAM.

Para a RAA, desconhecendo este CT qualquer revisão legislativa semelhante para os Açores, afigura-se prematura esta alteração.

O CT denota ainda que, sem prejuízo da necessária adaptação da nomenclatura, a eliminação do termo “concessionária” empobrece a capacidade de entendimento imediato do enquadramento jurídico da mesma.

A alteração de nomenclatura para os conceitos de produtores para a RAM encontra-se, pelo contrário, sustentada no artigo 3º do Decreto Legislativo Regional n.º 10/2023/M, de 19 de janeiro.

L.2. Projetos Piloto

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, atribui à ERSE o objetivo de estabelecimento de quadros específicos para o desenvolvimento de regimes piloto de inovação e desenvolvimento [art.º 205.º, al. j)].

Como refere a ERSE, *“No contexto atual de transição energética e inovação tecnológica, a regulamentação assume um papel importante na medida em que não deve ser limitadora deste desenvolvimento. Deste modo, deve ser dada uma especial atenção à capacidade de adaptação rápida da regulamentação, para permitir novos modelos de negócio, funcionalidades e tecnologias que se traduzam em benefícios para os consumidores e para o sistema energético, demonstrada a sua funcionalidade e eficiência”*.

A ERSE propõe introduzir um artigo (227.º-A) nas disposições finais do RT, que permita regulamentar os projetos piloto, utilizando normas harmonizadas com outros regulamentos, nomeadamente o conceito de projeto-piloto, a sua duração, o procedimento de candidatura, a aprovação e monitorização e respetiva divulgação de informação relativa ao projeto.

O CT nada tem a obstar ao reforço e harmonização do quadro regulamentar dos projetos piloto como ferramenta de apoio à inovação e regista positivamente a conjugação da experiência acumulada até ao momento pela ERSE ⁽¹⁶⁾ com outras experiências internacionais e com as recomendações do CEER para que estas iniciativas sejam bem-sucedidas.

¹⁶ A título de exemplo, e no que diz respeito mais especificamente ao RT, os projetos-piloto de aperfeiçoamento da estrutura tarifária e de tarifas dinâmicas no Acesso às Redes em MAT, AT e MT em Portugal Continental.

O CT sugere que seja dada mais atenção à fase de divulgação pública dos resultados alcançados, dos seus benefícios e impactos regulatórios pois a perceção externa de dinamismo e inovação no setor é um catalisador e veículo de literacia para todos os agentes.

L.3. Princípios Tarifários

O RT define, no seu artigo 5º, os princípios gerais a que deve obedecer este regulamento central para as matérias relacionadas com tarifas e preços. A título de exemplo, entre outros:

- O princípio da uniformidade tarifária, de modo que o sistema tarifário em vigor se aplique universalmente a todos os clientes promovendo-se a convergência dos sistemas elétricos do continente e das Regiões Autónomas.
- Inexistência de subsidiações cruzadas entre atividades e entre clientes, através da adequação das tarifas aos custos e da adoção do princípio da aditividade tarifária.
- Criação de incentivos às empresas reguladas para permitir o desempenho das suas atividades de uma forma economicamente eficiente.
- Partilha justa entre empresas reguladas e clientes dos resultados alcançados nas atividades sujeitas a regulação por incentivos.
- Proteção dos clientes face à evolução das tarifas, assegurando simultaneamente o equilíbrio económico e financeiro às atividades exercidas em regime de serviço público em condições de gestão eficiente.

De forma a harmonizar a lista de princípios tarifários com o novo regime jurídico Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, a ERSE propõe duas alterações ao artigo 5º:

- 1)** O aditamento de um princípio relacionado com a *“Variabilidade das tarifas, designadamente em função dos períodos horários, da natureza da fonte primária de produção de eletricidade e do tipo de instalação”*, no seguimento do disposto Alínea b) do n.º 1 do Artigo 207.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

O CT nada tem a obstar a este aditamento, bem como à interpretação dos conceitos subjacentes (variabilidade, fontes primárias e tipo de instalação), exposta pela ERSE no documento justificativo.

- 2)** Uma alteração da redação do princípio da alínea a) *“Igualdade de tratamento e de oportunidades”* por *“Aplicação de tarifas e preços em condições de equidade”*

A ERSE não justifica explicitamente esta proposta de alteração de redação, sendo que o CT não reconhece impactos na mesma.

L.4. Alteração do Prazo para Parecer do Conselho Tarifário a Propostas de Tarifas Excecionais

1. A ERSE propõe uma alteração do prazo para o CT emitir parecer relativamente às propostas de fixação excepcional de tarifas de 30 dias contínuos para 10 dias úteis, alicerçando-se na volatilidade e a incerteza que caracterizaram os atuais mercados de energia, que sugerem a necessidade de uma atuação tão rápida quanto possível para adequar as tarifas suportadas pelos consumidores.

2. O CT entende que o prazo atual de 30 dias contínuos é ajustado à emissão de parecer desta natureza, que exige tempo de análise e de resposta, razão pela qual discorda da proposta formulada.

III

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que a proposta apresentada pela ERSE deverá ser reformulada em conformidade com as recomendações constantes deste Parecer.

Em 15 de maio de 2023, o parecer que antecede teve a seguinte votação:

Votos a favor: 18 (dezoito)

Votos contra: 1, Parágrafo 7 do ponto B.6.

tendo sido aprovado por maioria

O parecer que antecede contém **48 (quarenta e oito)** páginas.

Constam ainda, mais **21 (vinte e uma)** páginas, que fazem parte integrante do mesmo:

- **3 (três)** contendo sentidos de voto e votação final agregada;
- **18 (dezoito)** contendo sentido de voto,

o que perfaz um total de **69 (sessenta e nove)** folhas.

CONSELHO TARIFÁRIO

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

CONSELHO TARIFÁRIO

NOME E ENTIDADE REPRESENTADA	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
Patrícia Carolino Representante da Direcção-Geral do Consumidor - (DGC)	Anexo 11	—	—
Luís Vasconcelos Representante da Associação Nacional de Municípios - (ANMP)	Anexo 12	—	—
Paula Almeida Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT) - (REN)	Anexo 13	—	—
Armindo Santos Representante das empresas do sistema elétrico da região autónoma da Madeira - (EEM)	Anexo 14	—	—
Vítor Machado Representante de associações de defesa do consumidor de carater genérico - (DECO)	Anexo 15	—	—
Bruno Pais Representante dos pequenos comercializadores da energia	Anexo 16	—	—
Rafaela Matos Representante designada pelo membro do Governo responsável pela área do Ambiente	Anexo 17	—	—

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