

PARECER

Consulta Pública n.º 134 _ Proposta de Alteração do Regulamento Tarifário_ Setor Elétrico

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

Ao CT compete, através das suas secções especializadas, emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, ou outras matérias que o CA da ERSE submeta a consulta deste Órgão, seja por sua iniciativa ou por imposição legislativa.

Estes pareceres são aprovados por maioria dos seus membros e não têm carácter vinculativo.

O Presidente do Conselho de Administração da ERSE, por carta datada de 23 de maio de 2025, solicitou² ao CT – Secção do Setor Elétrico – a emissão de parecer sobre a **Consulta Pública n.º 134 _ Proposta de Alteração do Regulamento Tarifário_ Setor Elétrico**, devendo o mesmo ser emitido até 08 de julho de 2025, nos termos do n.º 1 do artigo 48º dos Estatutos da ERSE³.

No decorrer da elaboração do presente parecer, foi efetuada pela ERSE uma apresentação da **Proposta de Alteração do Regulamento Tarifário_ Setor Elétrico** ao CT/SSE, em 25 de junho de 2025.

I – GENERALIDADE

Objetivo da Presente Proposta de Alteração do Regulamento Tarifário_ Setor Elétrico

O Regulamento Tarifário (RT), aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, na sua atual redação, 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, bem como disposições específicas para a convergência tarifária entre os sistemas elétricos de Portugal continental e das Regiões Autónomas (RA) dos Açores e Madeira.

A presente revisão regulamentar visa atualizar mecanismos e metodologias de regulação ao nível dos proveitos permitidos e da estrutura tarifária, para aplicação no novo período de regulação de 2026-2029.

As principais alterações preconizadas nesta consulta pública visam, designadamente:

¹ Cf. Art.º 45 dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.

² Comunicação do PCA da ERSE, de 20 de maio de 2025, N/ Ref: ET-2025/881/VM/ao

³ Aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, na redação vigente.

Ao nível da estrutura tarifária:

- eliminação da obrigação de permanência, por um período de doze meses, na opção tarifária de acesso às redes para os fornecimentos em Baixa Tensão Normal (BTN) com potência contratada até 20,7 kVA;
- aperfeiçoamento da redação do artigo 98.º do RT, relativo à tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT, aplicável a entregas a clientes das opções tarifárias de BTN;
- aperfeiçoamentos do mecanismo de atualização trimestral da tarifa de energia;
- clarificação da aplicação dos preços de acesso às redes aplicáveis aos projetos de investigação científica e desenvolvimento inseridos em Zonas Livres Tecnológicas (ZLT).

Ao nível dos proveitos permitidos:

- introdução de várias melhorias na regulação por incentivos do tipo *revenue cap*, aplicada aos custos totais das atividades de transporte de energia elétrica e de distribuição de energia elétrica em alta tensão (AT) e média tensão (MT), para a tornar mais flexível face ao desenvolvimento das redes que se antevê nos próximos anos;
- revisão do incentivo à melhoria do desempenho técnico da rede de transporte, nomeadamente para incluir duas novas componentes que promovam a atribuição de capacidade de rede na modalidade de acesso com restrições, respetivamente para a injeção por produtores e para alimentação de consumo;
- revisão de incentivos aplicáveis à atividade de distribuição de energia elétrica, agregando-os num novo incentivo destinado à melhoria do desempenho técnico das redes de distribuição, o qual passa a incluir componentes que promovem a atribuição de capacidade de rede na modalidade de acesso com restrições, quer para injeção por produtores, quer para alimentação de consumidores;
- introdução de um novo incentivo à melhoria do desempenho técnico da gestão global do sistema;
- explicitação da regulação económica das atividades de gestão integrada de garantias e de registo e contratação bilateral de energia, desenvolvidas pelo OMIP S.A.;
- introdução de uma nova metodologia de regulação, do tipo *revenue cap*, aplicada aos custos totais das atividades de distribuição de energia elétrica nas RA dos Açores e da Madeira;
- alterações ao nível dos ajustamentos provisórios (t-1), com introdução deste tipo de ajustamento em todas as atividades com volatilidade de proveitos, nomeadamente que recuperam custos de energia ou Custos de Interesse Económicos Gerais (CIEG), e a possibilidade da sua repercussão ser condicionada por objetivos de estabilidade tarifária;

- introdução de um mecanismo regulatório que assegure a sustentabilidade económica e financeira da atividade de comercialização do Comercializador de Último Recurso (CUR).

De acordo com o documento justificativo, importa ainda sinalizar os seguintes aspetos desta consulta pública:

- as propostas apresentadas cingem-se à alteração no RT, sem prejuízo da necessidade de algumas delas serem refletidas noutros regulamentos da ERSE, nomeadamente no Regulamento das Relações Comerciais (RRC) dos setores elétrico e de gás;
- a presente revisão regulamentar não abrange alguns aspetos da Diretiva (UE) 2024/1711 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho de 2024, que altera as Diretivas (UE) 2018/2001 e (UE) 2019/944, no que diz respeito à melhoria da configuração do mercado da eletricidade da União Europeia, por esta ainda não ter sido transposta para o ordenamento jurídico nacional;
- algumas disposições do Regulamento (UE) 2024/1747 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho de 2024, poderão vir a exigir adaptações regulamentares a nível nacional.

Neste contexto, para além das alterações propostas ao RT nesta consulta pública, a ERSE antevê a necessidade de uma reestruturação regulamentar que deverá abranger outros regulamentos, após transposição para o ordenamento jurídico nacional da Diretiva acima mencionada.

II – ESPECIALIDADE

1. ESTRUTURA TARIFÁRIA E PREÇOS

1.1. Flexibilidade na Mudança entre Opções Tarifárias

- a. Nos termos do artigo 51.º do RRC, é exigida aos clientes de eletricidade em BTN com potência contratada até 20,7 kVA uma permanência mínima de 12 meses na opção tarifária de acesso às redes escolhida, aquando do momento da contratação.
- b. A proposta da ERSE visa eliminar esta obrigação de permanência mínima, surgindo no seguimento de solicitações recebidas durante as Consultas Públicas n.º 113 e n.º 130, bem como de reclamações de consumidores.
- c. A regra de permanência de 12 meses foi historicamente justificada pela ERSE como forma de prevenir arbitragens tarifárias indesejáveis, garantindo a adequação dos sinais de preço à utilização real das redes.
- d. Contudo, a ERSE entende que os benefícios da flexibilidade na contratação e dinamismo do mercado superam os potenciais riscos identificados, os quais se baseiam em cenários teóricos de comportamento oportunista, cuja materialização em larga escala aquela afirma não ser expectável.

- e. O CT regista positivamente a concretização desta proposta, na medida em que simplificará o processo de contratação e facilitará a mudança de comercializador, e recomenda que a implementação da medida seja acompanhada por mecanismos de monitorização que permitam avaliar os seus efeitos práticos, nomeadamente quanto ao comportamento dos consumidores, aos custos para os operadores e à sustentabilidade da recuperação dos custos do acesso às redes.
- f. Sem prejuízo da avaliação positiva da proposta, o CT considera pertinente assinalar que a sua aplicação poderá acarretar custos operacionais adicionais, sobretudo em zonas de redes rurais, onde a maior latência e menor fiabilidade das comunicações entre os contadores inteligentes e os sistemas centrais pode dificultar a execução remota de alterações tarifárias.

Nestes casos, poderá verificar-se:

- um acréscimo do tráfego de dados necessário para a gestão das alterações, com impacto nos custos das infraestruturas de telecomunicações;
 - a necessidade de intervenções físicas no local, com encargos técnicos e logísticos adicionais.
- g. Neste contexto, o CT recomenda que, além da monitorização geral dos efeitos da medida, seja ponderada a aplicação do princípio do “utilizador-pagador”, por forma a assegurar que os consumidores que recorrem de forma mais intensiva à flexibilidade tarifária assumam, de forma proporcional, os custos decorrentes da sua utilização.

Esta abordagem poderá passar, por exemplo, pela limitação do número de alterações gratuitas por ano ou pela aplicação de tarifas específicas a alterações sucessivas.

1.2. Sinais de preço na tarifa de uso da rede de distribuição em BT para fornecimentos em BTN

- a. Na proposta de tarifas para 2025, a ERSE apresentou um estudo relativo à localização dos períodos horários, constatando que, desde a última revisão realizada em 2009, se verificaram modificações significativas nos perfis de consumo e produção de eletricidade.
- b. Perante esse estudo, o CT observou que o forte sinal de preço do mercado *spot* tem justificado opções de consumo em períodos de ponta por alguns segmentos de consumo, situação contrária ao seu objetivo e que impede a otimização de custo por parte dos clientes que tomem estas opções, entendendo que se justificava uma atualização célere dos períodos do ciclo tarifário.
- c. Para acautelar esta falta de alinhamento constatada na localização entre os preços do mercado grossista e os preços de vazio das tarifas de rede, a ERSE propõe a eliminação das normas de conversão em BTN dos preços de potência em horas de ponta para os

preços de energia ativa nas horas de fora de vazio nas opções tarifárias com dois e três períodos horários, ínsita nas subalíneas i) e ii) da alínea a) do artigo 98.º do RT.

- d. Com a eliminação destas subalíneas, o cálculo da potência em horas de ponta corresponderá à potência ativa média calculada pelo rácio entre:
 - (1) a energia ativa no ponto de medição em horas de ponta, durante o intervalo de tempo a que a fatura respeita e
 - (2) o número de horas de ponta, durante o intervalo de tempo a que a fatura respeita, conforme dita o artigo 43.º do RT, equiparando neste aspeto a BT, ao que já sucede na MAT, AT e MT.
- e. O CT considera, assim, que esta proposta se assume como a evolução necessária para a adoção de sinais de preços mais coerentes, adequando-o às modificações referidas, induzindo os clientes de BT a uma utilização mais eficiente das redes.

1.3. Mecanismos de adequação tarifária

- a. A proposta de alteração do RT contempla o aperfeiçoamento do artigo 156.º, relativo ao mecanismo de atualização trimestral da tarifa de energia, clarificando a possibilidade de não aplicação automática da atualização, mesmo quando verificado o desvio limiar, desde que tal decisão seja devidamente justificada.

De acordo com a ERSE, esta proposta visa conferir maior flexibilidade regulatória, permitindo-lhe ponderar, em cada momento, os objetivos de estabilidade tarifária e de concorrência equilibrada entre o mercado regulado e o mercado liberalizado.

- b. Neste contexto, o CT considera oportuno reiterar a necessidade de a ERSE ter em consideração as recomendações anteriormente emitidas pelo CT⁴, nomeadamente, *“que deixe de monitorizar as variações do custo de aquisição de energia do CUR em valor absoluto e passe a monitorizá-las considerando um desvio de referência definido como um valor percentual, de forma a assegurar o equilíbrio do mercado”*.
- c. O CT regista a justificação apresentada pela ERSE para o não desenvolvimento, ainda, de um mecanismo automático de revisão trimestral das TAR. Ainda assim, o CT constata que têm vindo a ser adotadas outras ações que contribuem para a adequação e estabilização do nível das tarifas, tais como as revisões semestrais ocorridas nos últimos anos, a nova proposta de mitigação da volatilidade dos CIEG contida nesta revisão do RT e o retomar do Mecanismo de contratualização de venda a prazo da PRG, desde sempre defendido pelo CT.

⁴ Cf. Pareceres do Conselho Tarifário: “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2025”; “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica de junho a dezembro de 2024 – Fixação Excepcional”; “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica de julho a dezembro de 2022 – Fixação Excepcional”

- d. Neste contexto, o CT concorda com a proposta da ERSE, desde que sejam estabelecidos, desde já, os limiares de atuação e os parâmetros de decisão que fundamentam a não aplicação automática da atualização trimestral.
- e. Adicionalmente, o CT recomenda que, no âmbito deste mecanismo de adequação tarifária, a ERSE passe a incorporar expressamente todos os custos que concorrem para o custo médio de aquisição de energia elétrica em mercado, nomeadamente o acerto para o preço de mercado base, o acerto de contas com o GGS e os custos de serviços de sistema, os quais têm registado uma evolução significativa nos últimos tempos.

Com efeito, as TTVCF atuais consideram um valor de cerca de 5,7 €/MWh⁵ para os custos de serviços de sistema, no entanto, de acordo com os dados disponibilizados pela REN, até maio de 2025, o valor médio observado ascende a aproximadamente 13 €/MWh⁶.

Esta diferença justifica, no entender do CT, uma reponderação dos pressupostos utilizados, de forma a garantir que os mecanismos de adequação tarifária reflitam de forma mais fidedigna os encargos efetivamente suportados pelo CUR, tanto no que respeita à energia como nos restantes custos de aquisição em mercado.

- f. Considera-se que estas medidas propostas pelo CT contribuirão para reforçar a coerência regulatória, a previsibilidade tarifária e a transparência na formação dos preços da energia elétrica, assegurando simultaneamente a sustentabilidade económico-financeira das atividades reguladas, a concorrência equilibrada e a proteção dos clientes.

1.4. Preço aplicável aos projetos de investigação científica e desenvolvimento inseridos em zonas livres tecnológicas que obtenham registo prévio

- a. A proposta clarifica que o preço especial aplicável a projetos inseridos em ZLT incide não só sobre a potência consumida da rede ("Potência Tomada"), mas também sobre a potência de ligação para projetos de produção ou armazenamento.
- b. O CT concorda com o proposto, pois trata-se de um ajuste técnico necessário e lógico, que elimina uma ambiguidade no regulamento atual.

2. PROVEITOS PERMITIDOS

2.1. Eliminação do agente comercial

- a. A atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (CVEE AC) foi exercida pela REN Trading, S.A. (REN-T) até ao término do último Contrato de Aquisição de Energia (CAE) da Turbogás, a 29 de março de 2024.

⁵ Quadro 3-9, do documento "Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2025 das empresas reguladas do Setor Elétrico" (p. 38)

⁶ Relatório "Mercado Eletricidade | Síntese Anual 2021-2025 05", disponível a partir do link [MercadoEletricidadeSínteseAnual2021_202505.pdf](#)

- b. A 26 de setembro de 2024 foi autorizada pelo Concedente a fusão da REN-T com a REN – Rede Elétrica Nacional, S.A., tendo-se transferido o universo de direitos e obrigações para a sociedade incorporante.
- c. A proposta da ERSE decorre do término, no final do primeiro trimestre de 2024, do último CAE não cessado, sendo previsível a total extinção, durante o novo período regulatório, dada a já reduzida atividade desenvolvida pelo Agente Comercial (AC), cujas atuais obrigações se prendem com os ajustamentos tarifários e as participações nos painéis financeiros previstos nos CAE e demais tramitação processual.
- d. Assim a ERSE propõe:
 - Eliminar do RT todas as disposições relativas ao AC, incluindo os proveitos da atividade de CVEE AC aos produtores com CAE não cessados.
 - Introduzir uma disposição transitória que garanta a continuidade dos direitos e das obrigações do AC até que as mesmas findem, sendo as mesmas transferidas para a atividade de Gestão Global do Sistema (GGS) do Operador da Rede de Transporte (ORT).
- e. O CT concorda com as alterações propostas pela ERSE, designadamente com a introdução da disposição que garante a continuidade dos direitos e das obrigações do AC até que as mesmas findem, em particular as ações judiciais intentadas pelos diferentes produtores até à sua total conclusão.

2.2 Ajustamento provisório na parcela de CIEG da atividade de GGS

- a. Com o objetivo de aumentar a flexibilidade regulatória e contribuir para a estabilidade tarifária, a ERSE propõe:
 - i) alargar o atual ajustamento provisório de t-1 previsto na parcela II da tarifa UGS do ORT, que atualmente se aplica apenas ao sobrecusto com a convergência tarifária das RA, à totalidade das componentes que compõem esta parcela;
 - ii) quando o ajustamento provisório da parcela de CIEG for no sentido de devolução pela empresa, a sua repercussão é condicionada por critérios de estabilidade tarifária nos anos t e t+1, avaliados no âmbito das análises de sustentabilidade do SEN.
- b. O CT concorda com a proposta do ponto (i) que permite minimizar o desfasamento entre o custo/proveito incorrido e a data em que o mesmo é reconhecido nas tarifas, para a totalidade das componentes.
- c. Relativamente à apreciação do ponto (ii) remete-se para os comentários do CT no ponto *“Repercussão condicional de ajustamentos provisórios de atividades com volatilidade de proveito”* deste Parecer.

2.3 Mecanismo que assegura o equilíbrio económico-financeiro dos operadores da RNT e RND na atribuição de títulos de reserva de capacidade na modalidade de acordo

- a. A modalidade de acordo prevista no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, tem como objetivo acelerar o processo de ligação à rede de nova produção renovável, transferindo para os produtores os custos de reforço de rede, evitando assim o seu impacto nas tarifas.
- b. Esta modalidade apresenta, face às restantes modalidades existentes, um risco associado ao prazo necessário para a constituição de um *portfolio* de projetos com dimensão suficiente, condição essencial para permitir a integração e planeamento adequado de reforços de rede.
- c. Os acordos são livremente negociados entre os operadores de rede e os interessados. Os preços e as condições destes acordos obrigam as partes, nos termos dos contratos celebrados e do disposto no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

Conforme refere a ERSE, “[...] de modo a assegurar a neutralidade económica e financeira para os operadores de rede, entre as várias modalidades de atribuição de TRC previstas na legislação em vigor, os custos incorporarão um montante que reflita o custo de oportunidade do capital próprio, na parte correspondente ao recurso esperado aos capitais próprios no financiamento desses investimentos em modalidades alternativas.”

- d. Os acordos passados foram celebrados sob supervisão e com os respetivos modelos aprovados pelo Concedente, no caso através da Direção-Geral de Energia e Geologia, como determina a legislação em vigor.
- e. A parametrização deste mecanismo e definição de algumas variáveis não é explícita no documento de enquadramento, existindo variáveis que só serão conhecidas em sede de definição de parâmetros, nomeadamente:
 - a taxa de atualização para cálculo do Valor Atualizado Líquido,
 - o valor estimado de comparticipações que seriam recebidas,
 - a percentagem potencialmente financiada com recurso a capitais próprios;
 - a taxa do capital próprio.
- f. Face ao exposto, o CT considera que apenas poderá pronunciar-se sobre este mecanismo depois de conhecidos os respetivos parâmetros.

2.4 Incorporação do grau de execução de investimentos na metodologia de regulação por custos totais aplicada às atividades de TEE e de DEE em AT/MT

- a. Na proposta de alteração ao RT, a ERSE pretende ajustar a metodologia de regulação por custos totais (TOTEX) aplicada às atividades de transporte e distribuição de energia elétrica em AT/MT, de modo a incorporar o grau de execução real dos investimentos previstos.

- b. A ERSE propõe a introdução de uma parcela para repercutir os proveitos decorrentes do CAPEX dos investimentos aprovados em processos autónomos, cujo valor é excluído da metodologia de regulação por incentivos aplicada ao TOTEX, proposta com a qual o CT concorda.
- c. Adicionalmente, a ERSE propõe alterar o mecanismo de partilha de ganhos e perdas, de modo possibilitar a aplicação de dois limiares alternativos da banda moderada de atuação deste mecanismo, em função do grau de transição de investimentos entre períodos de regulação face ao previsto.
- d. Com esta proposta a ERSE pretende incentivar a execução dos investimentos planeados, refletindo o efeito dos atrasos no mecanismo de partilha, mesmo que estes resultem de fatores externos ao controlo dos operadores de rede, nomeadamente, da morosidade em processos de licenciamento, providências cautelares, alterações legislativas ou constrangimentos de mercado no fornecimento de equipamentos.
- e. No entendimento do CT, a proposta deverá contemplar os atrasos decorrentes de fatores fora do controle dos operadores, prevendo mecanismos adequados para o seu tratamento.
- f. O CT alerta que as alterações propostas para o cálculo dos limites de início da banda moderada do mecanismo de partilha de ganhos e perdas aumentam a complexidade da metodologia de apuramento dos valores a partilhar entre os operadores e os consumidores.
- g. Entende o CT, ainda, que os limites de ativação das bandas do mecanismo, estando bem calibrados, não necessitam de ajustamentos adicionais em função do grau de execução, pois o desvio entre as referidas rendibilidades já estará a captar, implicitamente, esse grau de execução dos projetos de investimento.
- h. Por fim, o CT recomenda que seja articulado com os operadores os planos de investimento para efeitos do apuramento do TOTEX, quer em termos de valores de investimento, quer em termos das respetivas datas de execução.

2.5 Revisão do incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT

- a. No período regulatório 2022-2025 foi aplicado um Incentivo à Melhoria do Desempenho Técnico da RNT (IMDT) em substituição de um anterior Incentivo à Racionalização Económica do Investimento (IREI) preservando algumas das suas características.
- b. O IMDT visa incentivar o operador da RNT a melhorar o desempenho técnico da RNT através da avaliação da resposta da rede de transporte às necessidades em termos de:
 - disponibilidade do equipamento;
 - níveis de qualidade de serviço;
 - capacidade de interligação internacional disponibilizada aos mercados.

- c. Na presente Consulta Pública, a ERSE propõe fazer evoluir o incentivo através da inclusão de novos indicadores de desempenho técnico bem como a alteração de um dos indicadores atualmente em vigor.
- d. A proposta em análise não apresenta a parametrização final do novo IMDT, pelo que não é possível ao CT fazer uma avaliação completa do mecanismo proposto restringindo-se a avaliação aos elementos disponíveis.

2.5.1 Componente 1 do IMDT – Incentivo à manutenção da disponibilidade do equipamento da RNT

- a. A ERSE propõe a manutenção do indicador “Taxa Combinada de Disponibilidade dos Elementos de Rede”.
- b. O CT concorda com a manutenção deste incentivo uma vez que o indicador utilizado permite avaliar e fomentar decisões de investimento do ORT que evitem uma degradação da disponibilidade dos elementos da RNT.

2.5.2 Componente 2 do IMDT– Incentivo à manutenção da qualidade de serviço técnica da RNT

- a. A proposta da ERSE prevê a manutenção do indicador “Tempo de Interrupção Equivalente”.
- b. O CT está de acordo com esta proposta uma vez que o indicador permite avaliar e fomentar decisões de investimento do ORT que permitam manter os padrões de qualidade de serviço.

2.5.3 Componente 3 do IMDT - Incentivo à disponibilização de capacidade de interligação para fins comerciais

- a. No período regulatório que agora termina, foi adotado o indicador “Capacidade Disponível para Comércio Interzonal” que pretendia incentivar o ORT a antecipar o cumprimento da meta imposta a nível europeu pelo Regulamento n.º 2019/943, de 5 de junho, que impunha que os ORT disponibilizassem ao mercado um nível mínimo de capacidade disponível para o comércio interzonal de 70% da capacidade de transporte durante todas as horas do ano.
- b. A derrogação prevista no Regulamento (UE) n.º 2019/943, de 5 de junho, permitiu ao ORT o cumprimento gradual dessa meta entre 2022 e 2025, sendo que a componente de incentivo em causa visava incentivar a antecipação desse cumprimento gradual ao longo do período regulatório.

- c. Não havendo possibilidade de novas derrogações, o ORT terá de cumprir a meta imposta a nível europeu a partir de 1 de janeiro de 2026, cabendo à ERSE a respetiva monitorização de forma coordenada com a ACER.
- d. A ERSE propõe alterar o atual indicador pela introdução de dois novos que visam medir a capacidade de interligação, no sentido importador e no sentido exportador, disponibilizada ao mercado diário.
- e. À semelhança do modelo atual, este incentivo é simétrico, premiando o ORT quando o indicador exceda o valor de referência, até um valor limite superior, e penalizando o ORT abaixo desse valor de referência, até um limite inferior.
- f. Os valores de referência estão definidos pela ERSE no documento justificativo da presente CP. Quanto à definição dos limites inferior e superior, os valores a aplicar serão definidos em sede de cálculo de parâmetros na preparação do período regulatório 2026-2029.
- g. Assim, só depois de conhecida a parametrização completa do novo IMDT se poderá emitir uma opinião mais informada sobre o mesmo.
- h. Contudo, da análise às fórmulas da Proposta do RT, o CT constata a existência de algumas incorreções.

A título de exemplo, no artigo 153.º-F, no caso de a capacidade de importação superar o valor de referência, aplica-se a fórmula seguinte:

$$\frac{Cap_{int_imp\ sup} - Cap_{int_imp,t-2}}{Cap_{int_imp\ sup} - Cap_{int_imp\ ref}} \text{ se } Cap_{int_imp,t-2} > Cap_{int_imp\ ref}$$

Fonte: Proposta de alteração do RT SE, artigo n.º 153.º F

O CT constata que quanto maior for o valor da capacidade de importação e este se aproximar do limite superior menor o numerador e, por conseguinte, o resultado obtido tende para zero em vez de se aproximar do 1, o correto é no numerador constatar a diferença entre o valor real e o valor de referência.

- i. O CT concorda com a substituição do atual indicador, o qual, tendo cumprido integralmente a sua função com benefício para os consumidores portugueses, encontra-se agora esgotado por não permitir sinalizar futuras melhorias da interligação de forma abrangente.
- j. A introdução de novos indicadores relacionados com a capacidade das interligações para fins comerciais permitirá manter a adequabilidade do IMDT e recuperar, pelo menos do ponto de vista conceptual, a sua eficácia.

2.5.4 Componente 4 do IMDT – Incentivo à atribuição de capacidade de injeção na rede na modalidade de acesso com restrições para instalações de produção ou de armazenamento autónomo

- a. Na proposta de revisão de RT apresentada na presente consulta, a ERSE propõe a criação de uma nova componente de incentivo, aplicável ao ORT, relativo à atribuição de capacidade com restrições na ligação de produção ou de armazenamento autónomo.
- b. No modelo proposto pela ERSE, este incentivo é desagregado numa vertente associada à atribuição de capacidade com restrições na própria RNT e noutra vertente focalizada nas decisões do ORT para viabilização de capacidade atribuída pelo ORD na ligação de instalações à RND.

Como referido pela ERSE no documento justificativo que acompanha a consulta, *"a perspetiva desta segunda vertente é incentivar o ORT a coordenar-se com o ORD na viabilização da atribuição de capacidade com restrições também na RND, sejam estas impostas pela RNT e/ou pela RND"*.

- c. A ERSE propõe reformular o incentivo IMDT, adicionando uma nova componente associada à atribuição de capacidade na modalidade de acesso com restrições, dirigida a instalações de produção renovável e instalações de armazenamento autónomo, com as seguintes componentes de incentivo para o ORT:
- Atribuição de capacidade na RNT: prémio (€/MVA), proporcional ao volume de capacidade atribuída na modalidade de acesso com restrições a instalações de produção renovável ou a instalações de armazenamento autónomo a ligar diretamente na RNT, sendo elegível apenas a atribuição de capacidade a novos promotores ou o reforço da capacidade atual (exclui-se a atribuição de capacidade a promotores que já detenham essa capacidade como firme) em que a aplicação das restrições não ultrapasse 1.500 horas por ano;
 - Cooperação entre ORT e ORD: prémio (€/MVA), proporcional ao volume de capacidade que venha a ser atribuída na modalidade de acesso com restrições a instalações de produção renovável ou a instalações de armazenamento autónomo a ligar diretamente na RND, mas condicionados à viabilização do ORT, em que a aplicação das restrições não ultrapasse 1.500 horas por ano.
- d. O CT denota que:
- a ERSE parece perspetivar, para ambas as vertentes, que o incentivo só seja acionado se a capacidade atribuída com restrições considerada elegível ultrapasse valores de referência predefinidos pela ERSE;
 - não está claro de que forma será valorizada a capacidade atribuída com restrições para efeitos do incentivo.

- e. No entender do CT, importa considerar os seguintes aspetos:
- não existe atualmente uma base de experiência que permita definir fundamentadamente um volume ideal/desejável de ligações com restrições a efetuar anualmente por um dado operador de rede, algo que dependerá das condições técnicas das redes e da experiência de implementação deste novo conceito, bem como do nível de procura/adesão dos utilizadores da rede a esta nova solução;
 - a concretização de ligações com restrições (decorrentes de opção dos utilizadores da rede) traduz-se numa poupança de custos para o sistema, na medida em que se evita o custo dos reforços que seriam necessários para se garantir a mesma ligação de forma firme, podendo essas poupanças ser estimadas com relativa precisão;
 - independentemente do volume global de ligações com restrições realizadas por um determinado operador, qualquer nova ligação representará um benefício em termos incrementais, que pode ser partilhado entre consumidores e operadores de rede, constituindo um incentivo ao desenvolvimento deste novo conceito por parte dos operadores de rede.
- f. Tendo em conta estes aspetos, do ponto de vista conceptual, o CT concorda com a introdução desta nova vertente do IMDT que incentiva a adoção de soluções que facilitem o acesso dos agentes produtores e de armazenamento às infra-estruturas de rede.
- g. O CT destaca que a criação de capacidade elegível para efeitos deste incentivo traduz-se sempre num benefício para o SEN, nesse sentido o CT entende não ser adequado condicionar o incentivo do ORT ao cumprimento de um valor mínimo a definir pela ERSE, devendo este ter por base o benefício anual gerado para o SEN com o diferimento do investimento que seria necessário para criar 1 MVA adicional de capacidade firme naquele ponto ou zona.
- h. Em todo o caso, mais uma vez o CT realça que só depois de conhecida a parametrização completa do novo IMDT poderá emitir uma opinião mais informada da equabilidade deste componente.

2.5.5 Componente 5 do IMDT– Incentivo à atribuição de capacidade de alimentação de consumo pela rede, na modalidade de acesso com restrições

- a. O CT concorda com o incentivo à adoção de soluções de flexibilidade, nomeadamente que facilitem o acesso dos agentes de consumo não doméstico, neste caso armazenamento autónomo, veículos elétricos e consumos industriais que possam ser moduláveis ao longo do tempo.

- b. Só depois de conhecida a parametrização completa do novo IMDT o CT poderá emitir uma opinião mais informada da equabilidade desta componente. Em todo o caso, os incentivos devem ser devidamente ponderados tendo em consideração o seu custo benefício.

2.6 Novo incentivo de melhoria do desempenho da GGS

2.6.1 Componente 1 do IMDG– Incentivo à maximização de ofertas em serviços de sistema

- a. O incentivo baseia-se no indicador de potência média das ofertas de Reserva de Restabelecimento de Frequência com Ativação manual (mFRR) elegíveis, sendo calculado anualmente a partir das ofertas de energia de mFRR para cada período de programação, considerando as respetivas áreas de oferta e a soma das ofertas de energia a subir e a baixar.
- b. O CT concorda com o incentivo à maximização de ofertas em serviços de sistema, sempre ponderando o custo benefício.
- c. A ERSE propõe que as Áreas de Ofertas que incluam Unidades Físicas de produção do tipo C ou D⁷ terão um $\alpha^{AO} = 0$, mesmo que contenham apenas uma Unidade Física deste tipo e diversas outras do tipo A, B, de consumo habilitado ou de armazenamento. Desta forma, a proposta conduz à exclusão de ofertas de mFRR que, potencialmente, deveriam ser consideradas.

O CT recomenda que seja revisitada a proposta apresentada pela ERSE para que o α^{AO} tenha em consideração a composição de cada Área de Ofertas.

- d. O CT recomenda ainda que o α^{AO} seja superior a zero para as centrais hídrica, solares e eólicas que sejam do tipo C ou D, mantendo-se a exclusão para as centrais hidroelétricas com mais de 30 MW de potência instalada e centrais de ciclo combinado com mais de 100 MW.
- e. A existência dos leilões de Banda de mFRR estão fora do controlo do GGS, pelo que o CT considera que não devem ser contabilizadas as ofertas de mFRR que estejam associadas às adjudicações de banda por esta via.
- f. Compreendendo o objetivo da ERSE em maximizar as ofertas em mercado, o CT sugere, no entanto, que a ERSE pondere a utilização da potência habilitada e do número de instalações habilitadas a participar no mercado de serviços de sistema, incluindo a simplificação para a viabilidade operacional do mesmo, com o objetivo de maximizar o efeito deste incentivo.

⁷ classificação da Portaria n.º 73/2020, de 16 de março, e do Despacho da DGEG n.º 7/2018, de 24 de janeiro

2.6.2 Componente 2 do IMDG – Incentivo à melhoria das previsões de produção renovável

- a. A ERSE propõe a introdução de um incentivo à Melhoria das Previsões de Produção Renovável, no âmbito da Gestão do Sistema, no sentido de procurar minimizar as contratações de banda de regulação e imposição de restrições técnicas.
- b. O mecanismo prevê uma banda morta onde, caso o erro se mantenha dentro de um determinado intervalo, não haverá lugar a qualquer prémio ou penalização. Os prémios e penalizações encontram-se sujeitos a limites a definir em sede de parâmetros.
- c. O CT constata que não é proposto qualquer racional para a determinação do valor de referência para o erro de previsão, a vigorar em cada ano do período regulatório.
- d. O CT constata que, ainda que do ponto de vista conceptual o modelo do incentivo proposto possa ser considerado adequado, apresenta, contudo, algumas limitações, nomeadamente por ter por base o pressuposto de que a produção das centrais eólicas e solares, com exceção das indisponibilidades, depende fundamentalmente das condições meteorológicas em cada instante, sendo apenas afetada por eventuais ações explícitas da Gestão do Sistema que estão representadas pelo termo de correção.
- e. O CT concorda com a introdução de um incentivo à melhoria das condições, mas recomenda que sejam tidas em conta as variáveis que agora lhes estão subjacentes.

Na realidade, embora este pressuposto seja razoavelmente válido quando se avalia a informação histórica referente a anos anteriores, atualmente as condições estão a mudar rapidamente devido às novas estratégias dos agentes:

- nos períodos em que o mercado tenha maior dificuldade em absorver toda a energia eólica e solar produtível, a produção real afasta-se cada vez mais da previsão baseada nas condições meteorológicas.
 - os preços nulos e outros fatores, como as hibridizações reforçadas pela presença crescente de baterias, bem como o acerto de contas por portefólio, provocam uma incerteza crescente à medida que aumente a incorporação destas renováveis no *mix* do consumo nacional.
- f. Desta forma, o CT assinala a maior dificuldade em reproduzir, futuramente, o desempenho anterior das previsões, a menos que sejam introduzidos fatores de correção que tenham em conta a presença crescente das renováveis no SEN.
 - g. Face ao exposto, o CT considera que estes aspetos requerem uma adequação do fator de correção para permitir incluir os efeitos identificados e outros que tecnicamente possam ocorrer para permitir a operacionalização do incentivo.

2.6.3 Componente 3 do IMDG– Incentivo à utilização de DLR por parte da GGS

- a. A ERSE propõe uma componente 3 do incentivo à melhoria do desempenho da Gestão Global do Sistema associada à utilização de *Dynamic Line Rating* (DLR), que assenta numa variável composta por dois indicadores já estabelecidos na Diretiva n.º 9/2024 da ERSE e vertidos no Manual de Preenchimento do Modelo para Reporte dos Indicadores de Desempenho das Redes Inteligentes de Energia Elétrica:
- Indicador C3: rácio entre o comprimento de linhas com DLR e o comprimento total das linhas da RNT;
 - Indicador C4: rácio entre o somatório dos valores da capacidade DLR e o somatório dos valores médios da capacidade estática das linhas em causa.
- b. A ERSE propõe que este incentivo assuma a forma de uma curva com valor de referência centrado em torno de uma banda morta, seguida de zonas de incentivo ou penalização variáveis até, respetivamente, patamares de *cap* e de *floor*.
- c. O CT considera que qualquer capacidade adicional permitida por uma solução DLR já constitui um benefício para o SEN, independentemente da sua dimensão.
- d. Face ao exposto, o CT entende que o modelo deve ter por base a partilha do benefício gerado anualmente para o SEN com o diferimento do investimento necessário para criar capacidade, sem estabelecimento de um valor de referência de partida para ativação do incentivo.
- e. O CT considera que as razões que fundamentam a criação de um incentivo desta natureza para o GGS aplicam-se de forma idêntica para a Rede Nacional de Distribuição (RND), pelo que entende que a versão final do articulado deve estabelecer a existência de um incentivo semelhante ao discutido acima também para o operador da RND.

2.7 Introdução do incentivo à melhoria do desempenho técnico das redes de distribuição

2.7.1 IMDD relativa ao incentivo à redução de perdas

- a. A ERSE propõe:
- manter a atual componente 1 do incentivo, relativa ao indicador de perdas globais, referindo, contudo, que as perdas de referência a definir para cada ano do período regulatório variarão em função do peso do consumo BT face ao consumo total na rede de distribuição, para anular o efeito da estrutura de consumos sobre as perdas;
 - manter a componente 2, relativa à partilha com o ORD da recuperação anual de montantes faturados de Apropriação Indevida de Energia (AIE);

- eliminar a componente 3, relativa ao indicador de energia de AIE detetada em cada ano.
- b. Relativamente às alterações propostas para a componente 1, o CT concorda com a abordagem da ERSE, de refletir no valor de referência da curva o peso do consumo BT face ao consumo total, uma vez que, como reconhecido pela ERSE, *“a alteração da estrutura de consumos em favor do consumo em BT, pode implicar um aumento do nível médio de perdas na rede de distribuição (...), sem que isso corresponda a uma degradação da rede em serviço”*.
- c. A este título, o CT realça os comentários tecidos no seu parecer à 101.ª Consulta Pública da ERSE, em particular que *“(...) a parcela de perdas técnicas se encontra muito dependente de fatores que escapam ao controlo direto dos ORD ao longo de um período regulatório, nomeadamente dos perfis de consumo e de produção distribuída e das tipologias das redes (as quais, embora mais controladas pelos ORD, dependem de investimentos que ultrapassam a duração típica de um período regulatório).”*

Ainda no referido parecer, o CT referiu *“(...) que a manutenção da componente do mecanismo focada nas perdas globais deverá considerar a variação destas ao longo do período regulatório e ser expurgada dos fatores não controlados pelo ORD, nomeadamente a variação do consumo e a inversão do fluxo energético que resulta da produção distribuída ligada na RND”*, tendo recomendado que a curva do incentivo fosse *“(...) calibrada para um valor central que reflita o contexto de partida do novo período regulatório”*.

- d. Neste contexto, o CT entende que a proposta da ERSE, apesar de parcialmente alinhada com as preocupações já manifestadas pelo CT no passado, ainda faz pender sobre o ORD o impacto de muitos fatores não controláveis por este durante o horizonte temporal de um período regulatório, não refletindo na totalidade que, como reconhecido pela ERSE na presente consulta, *“o contexto da transição energética tem um forte impacto sobre a rede, nomeadamente alterando a localização e o momento dos fluxos de energia na rede. A produção descentralizada, de fonte renovável, altera os trânsitos históricos na rede e torna-os mais variáveis ao longo do tempo. O autoconsumo modifica o perfil de consumo visível da rede, bem como a própria estrutura de consumos por nível de tensão, devido ao rápido crescimento desta realidade nos clientes em média tensão”*.

Ainda a este nível, o CT salienta que outros modelos de exploração da rede atualmente em expansão, como a atribuição de capacidade com restrições, a flexibilidade ou mesmo o recurso a soluções de DLR, enquanto indutores de uma maior utilização da capacidade existente, potenciam o aumento das perdas técnicas nas redes.

- e. Face ao exposto, o CT considera que a ERSE deveria equacionar a eliminação da componente 1, de forma que, como recomendado no seu parecer à 101.ª Consulta Pública, o mecanismo de incentivo à redução de perdas a aplicar aos ORD se focalize nas componentes das perdas que estes efetivamente controlam.

- f. Em todo o caso, a manter-se a componente 1 como agora proposto pela ERSE, o CT considera que o valor central deve ter por base o histórico recente do indicador e prever outros ajustes anuais para além da proporção de consumo BT face ao total, nomeadamente, como referido anteriormente, a inversão do fluxo energético que resulta da produção distribuída ligada na RND, ou, não sendo possível, prever uma largura de banda morta suficiente para filtrar esta volatilidade exógena do indicador.

Adicionalmente o CT considera que, no próximo período regulatório, o mecanismo não deve apresentar uma tendência arbitrária de descida anual predefinida, como acontece atualmente.

- g. Relativamente às componentes focalizadas no combate à AIE, o CT concorda com a manutenção da componente 2 e com a eliminação da atual componente 3.

O CT destaca que, na sua atual formulação, a componente 3 apresenta uma zona de penalização para o ORD quando a energia de AIE detetada anualmente se situa abaixo de um valor central que aumenta 5% por ano, não refletindo devidamente o facto de a energia de AIE detetada constituir sempre um benefício para o SEN e de, como reconhecido pela ERSE na presente consulta, o combate à AIE representar *“(…) um esforço crescente do operador da RND, implicando investimento material e humano nos sistemas e equipas de deteção, mas também no processo de contencioso associado”,* que se traduziram, em 2024, na *“(…) execução de cerca de 34 mil ordens de serviço relacionadas com a deteção de AIE”*.

- h. É importante notar que a ERSE *“reconhece também que o sucesso do processo de combate à AIE canibaliza o sucesso dos esforços futuros, na medida em que reduz o resultado potencial das ações seguintes (devido à menor duração do comportamento indevido por efeito de uma deteção mais rápida)”*, considerando, nesta linha, *“(…) que o incentivo ao combate à AIE deve ser simplificado e concentrado na atual componente 2 do mecanismo”*.
- i. O CT concorda com esta conclusão da ERSE, salientando, no entanto, que não se aplica só à atual componente 3, mas também à componente 2, uma vez que ambos os indicadores assentam no volume de energia consumido durante o período de duração da AIE, volume este que tenderá a reduzir-se à medida que o ORD melhora a rapidez de deteção.

Neste sentido, o CT considera que, em substituição da atual componente 3, seria preferível introduzir uma nova componente que reflita o benefício de consumo de AIE evitado sempre que é eliminada uma situação de AIE, ou seja, uma componente que valorize prospectivamente o custo futuro evitado com a eliminação de situações de AIE, por exemplo, considerando um período de referência de duração de 12 meses, ponderada por uma estimativa baseada em histórico sobre a reincidência de AIE.

Este mecanismo proporciona ao ORD sinais adequados de incentivo para continuar o esforço de combate à AIE, mesmo num contexto em que a rapidez de deteção já seja muito elevada e a componente 2 tenda a perder expressão. A formulação deste novo incentivo poderá ser similar à atual formulação da componente 2, assentando no benefício do consumo de AIE evitado, utilizando uma valorização idêntica à considerada para a componente 2.

- j. Face ao exposto, o CT propõe que a eliminação da componente 3 seja acompanhada da criação de um novo incentivo que permita partilhar com o ORD os benefícios gerados pela não propagação para o futuro da AIE detetada e regularizada pelo ORD, que funcione como complemento à componente 2, focalizada nos benefícios gerados com a recuperação de faturação de AIE já ocorrida.

Para o efeito, o CT considera que este novo incentivo deve assentar na partilha, com o ORD, da valorização atribuída à AIE que ocorreria para o futuro por cada situação detetada e regularizada, ponderando o efeito da reincidência acima referido (usando, por hipótese, a valorização que já hoje serve de base ao apuramento da faturação de AIE como indicador de entrada para a componente 2).

2.7.2 IMDD relativa ao incentivo à melhoria da qualidade de serviço técnica

2.7.2.1 Incentivo à melhoria da continuidade de serviço

- a. A ERSE reconhece a evolução positiva e sustentada dos níveis de qualidade de serviço e que, em termos médios, os níveis atualmente observados para os indicadores SAIDI e SAIFI apresentam um nível satisfatório à escala nacional, embora subsistam ainda assimetrias relevantes no território, que importa endereçar.
- b. Em termos concretos, a ERSE propõe a manutenção do incentivo atualmente aplicado ao operador da RND, referindo que a aplicação deste incentivo no próximo período regulatório será ajustada ao nível dos valores de referência e da banda neutra, de forma a manter o desafio regulatório e refletir o potencial técnico de melhoria ainda existente.
- c. O CT considera a abordagem da ERSE adequada, entendendo que os eventuais ajustes à calibração do mecanismo deverão ser efetuados de modo a manter o incentivo na sua zona ativa, continuando a fornecer sinais efetivos de incentivo à melhoria ao operador da RND.

2.7.2.2 Estudo sobre eventos de tensão na rede de BT

- a. A ERSE propõe a realização de um estudo, por parte do operador da RND, que analise o comportamento de indicadores baseados na contabilização de eventos de tensão fora

de limites regulamentares, medidos em intervalos de 10 minutos, recolhidos automaticamente pelos equipamentos de medição inteligente integrados na rede BT.

- b. De acordo com a ERSE, este estudo deverá ser realizado no prazo de um ano após a entrada em vigor desta revisão e deverá servir de base para uma avaliação técnica a realizar ao longo de um período de dois anos, a partir da qual poderá ser desenvolvido um mecanismo de incentivo orientado para mitigação das variações de tensão.
- c. A ERSE refere que o estudo deverá incluir a seguinte informação:
 - número médio de sobretensões e subtensões por Posto de Transformação de Distribuição (PTD);
 - duração média desses eventos;
 - relatório desagregado por PTD, com coordenadas geográficas, número de clientes e zona de qualidade de serviço.
- d. O CT concorda com a realização deste estudo, porquanto contribui, conforme referido pela ERSE, para *“(...) reforçar a equidade no acesso a um serviço de qualidade, assegurando simultaneamente a resiliência da rede elétrica num contexto de transição energética”*.

2.7.2.3 IMDD relativa ao incentivo à inovação e novos serviços nas instalações em BT integradas em redes inteligentes

- a. A ERSE opta por não alterar nesta revisão regulamentar o atual incentivo à inovação e novos serviços nas instalações em BT, reconhecendo, no entanto, que *“para futuro, importará reformular o incentivo no sentido de promover o bom funcionamento dos novos serviços e maximizar a sua utilidade para os clientes, em vez de o ancorar num salto tecnológico como aconteceu em 2019”*, remetendo esta discussão para a adaptação regulamentar à transposição da Directiva (UE) 2024/1711.
- b. O CT concorda com a necessidade reconhecida pela ERSE de reformulação do atual incentivo, no sentido de promover o bom funcionamento dos serviços, concordando igualmente com a ideia de que uma futura formulação do incentivo não deve estar ancorada num salto tecnológico, mas fornecer ao ORD o incentivo económico adequado para assegurar, de forma sustentável, a melhoria contínua da tecnologia e infraestrutura de redes inteligentes e dos serviços prestados aos clientes.
- c. O CT salienta, no entanto, que a revisão do incentivo deverá ter em conta os diferentes estágios de implementação das redes inteligentes no território nacional, uma vez que tal como a ERSE refere, *“[...] nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira ainda decorre o processo de instalação e integração em rede inteligente [...]”*.

2.7.3 IMDD, relativas ao incentivo à atribuição de capacidade com restrições

- a. A ERSE propõe a introdução de duas novas componentes de incentivo à atribuição de capacidade na modalidade de acesso com restrições pelo ORD, dirigidos, por um lado, à capacidade de injeção na RND (componente 4 do IMDD) e, por outro, à capacidade de alimentação de consumo na RND (componente 5 do IMDD).

- b. Para a componente 4, o incentivo (€/MVA) proposto é proporcional ao volume de nova capacidade atribuída a promotores na modalidade de acesso com restrições, tanto para ligação de produção quanto de armazenamento autónomo, com condições de ligação que prevejam um nível de restrições imposto abaixo de 1500 horas anuais.

Esta componente do incentivo será ativada a partir de um valor de referência da capacidade atribuída com restrições e terá um valor máximo. Tanto o valor de referência, como o valor máximo e a própria relação entre o incentivo e a nova capacidade atribuída serão definidos em conjunto com os restantes parâmetros para o próximo período regulatório.

- c. Na componente 5 do incentivo proposto, pretende-se incentivar o ORD pela atribuição de capacidade para consumo não doméstico alimentado pelas redes de distribuição, na modalidade de acesso com restrições, limitando o número de horas em que podem ser impostas restrições a essa capacidade.
- d. O incentivo (€/MW) proposto é proporcional à potência requisitada para efeitos de abastecimento de consumos de instalações dedicadas a *hubs* de carregamento de veículos elétricos ou para carregamento de instalações de armazenamento autónomo, e ainda potência requisitada para alimentação de consumos industriais. Embora não especificado na proposta, o nível de restrições terá de ser limitado no tempo para que a capacidade atribuída seja considerada para o incentivo.
- e. Tal como a componente 4, a componente 5 do IMDD será ativada a partir de um valor de referência da capacidade atribuída com restrições e terá um valor máximo. Tanto o valor de referência, como o valor máximo e relação entre o incentivo e a nova capacidade atribuída serão modelados em sede de definição de parâmetros para o próximo período regulatório.
- f. Em termos gerais, o CT destaca como positiva a proposta de criação destes novos incentivos, porquanto promove a procura e definição, por parte do ORD, de soluções que incluam a atribuição de capacidade de ligação à rede com restrições.
- g. Ainda assim, em linha com os comentários tecidos para os pontos 2.5.4 e 2.5.5. do presente documento, o CT entende que:
- não existe atualmente uma base de experiência que permita definir fundamentadamente um volume ideal/desejável de ligações com restrições a efetuar anualmente por um dado operador de rede, algo que dependerá das condições técnicas das redes e da experiência de implementação deste novo

conceito, bem como do nível de procura/adesão dos utilizadores da rede a esta nova solução;

- a concretização de ligações com restrições (decorrentes de opção dos utilizadores da rede) traduz-se numa poupança de custos para o SEN, na medida em que se evita o custo dos reforços que seriam necessários para se garantir a mesma ligação de forma firme, podendo essas poupanças ser estimadas com relativa precisão;
 - independentemente do volume global de ligações com restrições realizadas por um determinado operador, qualquer nova ligação representará um benefício em termos incrementais, que pode ser partilhado entre consumidores e operadores de rede, constituindo este mecanismo uma base adequada para a formulação de um incentivo ao desenvolvimento deste novo conceito por parte dos operadores de rede.
- h. Face ao exposto, o CT concorda com a criação destas componentes, entendendo, contudo, que devem ter por base a partilha com o operador da RND do benefício gerado pela atribuição de capacidade com restrições (em particular, ao nível do diferimento de investimento), sem imposição de um valor mínimo de referência para ativação do incentivo, cuja fixação seria necessariamente arbitrária nesta fase.

2.8 Atividades reguladas a desenvolver pelo OMIP

- a. A ERSE propõe formalizar no RT a regulação das seguintes atividades do OMIP:
- Gestão Integrada de Garantias: A atividade de gestão das garantias financeiras dos agentes de mercado passa a ser formalmente regulada no RT. Os seus custos serão definidos pela ERSE segundo uma metodologia de "custos aceites".
 - Registo e Contratação Bilateral: A plataforma de registo e contratação bilateral terá um modelo de financiamento híbrido. A maior parte dos seus custos será coberta por preços cobrados aos utilizadores da plataforma, e o valor remanescente será recuperado supletivamente através da Tarifa de Uso Global do Sistema (UGS).
 - Fluxos dos Leilões Solares: É criado um mecanismo explícito para que os ganhos ou perdas dos Contratos por Diferença (CfD) dos leilões solares, liquidados pelo OMIP, sejam refletidos na parcela II da UGS.
- b. A integração destas atividades no RT visa garantir o equilíbrio económico-financeiro destas operações, mitigar o risco de subsidiação cruzada entre as diferentes atividades do OMIP e aperfeiçoar os procedimentos regulatórios, tornando-os mais previsíveis.

- c. O CT concorda com a formalização destas atividades e das suas metodologias de remuneração no RT, pois confere-lhes a devida força regulamentar, deixando de ser tratadas em diretivas ou outros instrumentos diversos. Esta medida promove um enquadramento regulatório mais robusto, transparente e eficiente.

2.9 Repercussão condicional de ajustamentos provisórios de atividades com volatilidade de proveito

- a. A ERSE propõe uma alteração regulamentar que contribui para mitigar a volatilidade tarifária no curto prazo, prevendo a possibilidade de não repercussão, integral ou parcial, do ajustamento de t-1, quando este é a devolver ao sistema, em cenários justificados no contexto das análises de sustentabilidade do SEN.
- b. Em concreto, esta proposta contribui para definir um nível de proveitos a recuperar pelas TAR que aumenta a estabilidade tarifária, com incidência nos dois anos seguintes, através da retenção, parcial ou integral, dos ajustamentos provisórios a devolver ao sistema.
- c. Esta proposta incide nas atividades de GGS do ORT na parcela de CIEG, de CVAT do ORD na parcela de medidas de contenção tarifária (MCT), de CVEE PRG do AUR e de CVEE FC do CUR.
- d. O CT tem presente o objetivo da proposta, que visa mitigar a volatilidade tarifária, mas ao CT não resultam claros os critérios que seriam considerados para estabelecer o nível de adiamento dos ajustamentos provisórios.
- e. O CT alerta para o impacto da mesma, dado o contexto de aplicação desse mecanismo, concretamente em cenários de custos de energia em mercado acima das previsões. Assim, na situação de não adiamento parcial ou total, o maior custo de energia suportado pelos clientes face à previsão sofre um efeito atenuador através da devolução imediata da totalidade dos acertos através das TAR.
- f. Desta forma, os eventuais adiamentos na devolução de valores às tarifas devem ser cuidadosamente ponderados, de forma a proteger os clientes e assegurar que se mantenha o equilíbrio entre a estabilidade tarifária e os valores devidos.

2.10. Aplicação de metodologias do tipo *revenue CAP* aos custos totais das atividades de operação das redes elétricas nas Regiões Autónomas

- a. Relativamente à atividade de DEE nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira (RA), atualmente reguladas por uma metodologia do tipo *price cap* ao nível do OPEX e de *rate of return* ao nível do CAPEX, a ERSE propõe, na atual revisão regulamentar, passar a aplicar uma metodologia de regulação por incentivos do tipo *revenue cap* aplicada aos custos totais (TOTEX) a partir do próximo período de regulação, à semelhança do que já é efetuado na regulação das atividades de redes no Continente, em particular na atividade de DEE.
- b. A ERSE considera que a experiência adquirida pelo regulador no Continente no período de regulação de 2022 a 2025 é um fator decisivo na proposta apresentada para aplicar a mesma metodologia na regulação das atividades de redes nas RA, constituindo também uma opção de harmonização por parte do regulador.
- c. Adicionalmente, a ERSE entende que a atividade de DEE nas RA já atingiu um nível de maturidade e estabilidade de custos que permite a adoção deste novo modelo. Desta forma, pretende garantir que as opções estratégicas dos operadores insulares não sejam influenciadas por um ambiente regulatório com graus de exigência diferentes consoante os custos sejam de exploração ou de investimento.
- d. De acordo com a ERSE, a alteração para uma metodologia de regulação por incentivos aplicada ao nível do TOTEX tem a vantagem de “[...] permitir às empresas responder de forma mais eficiente aos grandes desafios tecnológicos e organizacionais que surgem no setor elétrico, pela liberdade que proporciona na aplicação dos recursos disponíveis [...]”.
Tendo presentes as especificidades dos arquipélagos dos Açores e Madeira, o CT insta a ERSE a avaliar alternativas ao investimento tradicional suportadas por OPEX nas RA, nomeadamente soluções robustas baseadas em flexibilidade.
- e. Independentemente de ser aplicada aos custos totais ou apenas ao OPEX, o CT salienta que uma metodologia de regulação por incentivos tem de assentar numa evolução de proveitos permitidos com objetivos alcançáveis, sob pena de subverter o próprio objetivo da metodologia.

Para tal, as bases de custos e metas de eficiência têm de ser ajustadas às especificidades das RA.

Tendo em conta que os parâmetros associados ao modelo de regulação não são conhecidos, o CT não pode pronunciar-se, de forma fundamentada, sobre a sua adequação.

- f. Em complemento, à semelhança do que acontece para as atividades de redes no Continente, a aplicação desta nova metodologia de regulação proposta pela ERSE será acompanhada de um mecanismo de partilha de ganhos e perdas entre a empresa e os consumidores, que pretende atenuar os impactos da implementação do modelo TOTEX proposto.
- g. Decorre assim, uma internalização por empresas com atividades totalmente reguladas e consumidores dos potenciais desvios que podem resultar das incertezas associadas à implementação deste modelo nos termos propostos, nomeadamente, no que toca a diferenças entre investimento planeado, permitido e executado, e os respetivos planos.
- h. O CT entende que os mecanismos de partilha devem ser destinados a partilhar os ganhos/perdas decorrentes da gestão dos custos controláveis e não para corrigir eventuais erros de dimensionamento de indutores e calibração, ou para mitigar desvios induzidos por incertezas associadas à execução dos investimentos planeados.

Face ao exposto o CT não pode deixar de realçar que, a incerteza na previsão dos investimentos futuros e o risco de uma menos correta calibração de um modelo do tipo TOTEX, podem induzir encargos para empresas com atividades totalmente reguladas e/ou consumidores, com impacto relevante nos anos posteriores a este período regulatório.

A este propósito, o CT salienta o referido no documento justificativo, relativamente ao processo de aprovação dos PDIRTD a nível regional, que embora consolidados em termos legislativos e regulamentares, são processos extensos e com inúmeros intervenientes, o que poderá condicionar a implementação atempada dos investimentos e gerar incerteza sobre a repercussão tarifária dos respetivos custos.

- i. No entender do CT, importa evidenciar que o risco prospetivado justifica a mudança face ao modelo atual e que as características particulares das Regiões autónomas, não obstam à aplicação da metodologia proposta e permitem que as vantagens enunciadas para o modelo se concretizem.
- j. Não estando ainda definidos os parâmetros para as bandas de atuação nem o custo médio ponderado do capital para o período regulatório, não é possível ao CT formar opinião sobre os impactos do mecanismo.

Neste âmbito, salienta ainda que deverá ser claramente definida a rentabilidade operacional regulatória utilizada no mecanismo e que a sua forma de cálculo deve ser partilhada e discutida com as empresas reguladas.

- k. O CT concorda com a ERSE quando refere que “[...] não obstante as vantagens da regulação por incentivos, existem riscos que terão de ser acautelados. [...]”. Neste sentido, deverão ser mantidos os mecanismos de salvaguarda e monitorização da qualidade do serviço prestada aos consumidores.

- I. Finalmente, o CT entende que a eventual adoção deste modelo, por ser disruptivo, deve ser precedida de prudência e progressividade na sua introdução, assegurando a sua ampla e prévia discussão, calibração e parametrização, por forma a não comprometer os objetivos de médio e longo prazo do SEN, em particular das RA, situação que, a acontecer, deverá motivar uma revisão extraordinária de parâmetros, conforme estabelecido no RT.

2.11. Ajustamento provisório nas atividades de AGS das RA

- a. A proposta de articulado do RT, submetida a consulta pública pela ERSE, propõe a implementação de um ajustamento provisório para o ano t-1 no cálculo dos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia e Gestão de Sistema (AGS) nas RA. De acordo com as regras atuais, os ajustamentos desta atividade são refletidos nas Tarifas com um desfasamento de 2 anos.
- b. Como explicitado pela ERSE no enquadramento da proposta, os proveitos permitidos desta atividade apresentam uma volatilidade significativa, nomeadamente, nas componentes relativas a custos com combustíveis e licenças de emissão de CO₂. As variações devem-se a fatores não controlados pelas empresas que desempenham estas atividades, sobretudo, flutuações dos preços no mercado, originando ajustamentos significativos a recuperar ou a devolver às Tarifas.
- c. O CT concorda com a proposta formulada pela ERSE, que estende o ajustamento t-1 à totalidade dos proveitos permitidos, na medida em que permite antecipar a correção aos proveitos permitidos desta atividade. Desta forma, considera que, para além de ser relevante para o equilíbrio económico financeiro das empresas reguladas, contribui para uma maior estabilidade tarifária.
- d. Contudo, apesar da sua concordância, da análise às fórmulas da Proposta do RT, o CT constata a existência de algumas inconsistências, pelo que recomenda a reavaliação das fórmulas propostas.

2.12. Mecanismo regulatório de garantia de equilíbrio económico e financeiro da atividade de comercialização do CUR

- a. O CT regista a preocupação demonstrada pela ERSE em garantir o equilíbrio económico-financeiro da atividade de comercialização do CUR, propondo a introdução de um mecanismo de remuneração das necessidades de fundo de maneio desta atividade, que opera em condições de incerteza relativa aos prazos de aplicação das TTVCF e à evolução da sua carteira de clientes.

- b. Atendendo ao disposto no n.º 5 do artigo 127.º do RT do setor do gás, o CT nota que o mecanismo de remuneração das necessidades de fundo de manuseio aplicado aos CUR retalhistas do gás difere do agora proposto para o setor elétrico, não incluindo, neste último, as necessidades de fundo de manuseio relacionadas com a compra e venda de energia elétrica para fornecimento de clientes (CCEE-FC), nem a compra e venda de acessos à rede de transporte e distribuição (CVATD), atividades com um peso significativo no CUR.
- c. O CT recomenda que, por razões de consistência e equidade regulamentar, seja ponderado para o setor elétrico um mecanismo análogo ao existente no setor do gás, que integre as necessidades de fundo de manuseio relacionadas com a compra e venda de energia e dos respetivos acessos inerentes à atividade de comercialização.
- d. O CT adverte ainda que, face à previsível redução do volume de negócios da atividade do CUR num futuro próximo, os valores resultantes da aplicação deste mecanismo tenderão a decrescer, pelo que considera que a aplicação do mecanismo acima referido, de carácter recorrente, não invalida a avaliação *ex-post* do desempenho económico-financeiro da atividade de comercialização do CUR e a intervenção casuística da ERSE, caso o EBIT seja nulo ou negativo, na sequência de eventos disruptivos que coloquem em causa o equilíbrio económico e financeiro da atividade.

2.13 Atualização do mecanismo de custos eficientes de aquisição de combustíveis nas RA

- a. O RT em vigor contempla um mecanismo de definição dos custos com a aquisição de combustíveis para a produção de energia elétrica nas RA, que inclui duas parcelas de custos:
 - i) os custos eficientes com a aquisição das *commodities*, indexado aos mercados de referência fixados pela ERSE, e
 - ii) os restantes custos associados ao processo logístico de colocação dos combustíveis nas centrais termoelétricas da EDA e da EEM, nomeadamente aos custos de transporte, descarga, armazenamento e comercialização de combustíveis.
- b. O cálculo de cada uma dessas parcelas de custo é efetuado em separado, de acordo com os parâmetros publicados pela ERSE. No entanto, a formulação constante do RT agrega essas parcelas numa única, designada por *“Custos eficientes com a descarga, armazenamento, transporte e comercialização do combustível e previsto consumir no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, até às centrais da ilha k”*.
- c. A ERSE, na proposta apresentada, pretende separar a componente de custos de armazenamento de combustíveis das restantes parcelas de custo eficientes de combustíveis (descarga, transporte e comercialização).

- d. Os custos relacionados com o armazenamento de combustíveis passarão a ser objeto de tratamento diferenciado dos restantes, com duas formas alternativas:
- i) *“a abordagem atual, em que os custos de armazenamento são definidos a partir de custos padrão apurados para instalações de armazenagem similares, sendo estes custos padrão identificados nos estudos já efetuados, ou a efetuar futuramente para a definição de custos eficientes na aquisição de combustíveis; ou, em alternativa;*
 - ii) *através da realização de concursos públicos abertos, transparentes, concorrenciais e não discriminatórios direcionados apenas para a contratação da componente de armazenamento dos combustíveis adquiridos em processos concorrenciais autónomos, o que pode possibilitar o aparecimento de outros fornecedores interessados no fornecimento de combustíveis nas Regiões Autónomas.”*
- e. A ERSE também refere que *“No caso concreto das instalações de armazenamento de combustíveis, em cada Região Autónoma são, maioritariamente, propriedade ou copropriedade de um grupo económico. Esta centralização dificulta o acesso a capacidade de armazenamento e cria dificuldades logísticas a eventuais interessados no fornecimento de combustíveis às Regiões Autónomas, que não as empresas proprietárias dessas instalações de armazenagem. No atual contexto, o acesso ao armazenamento e os custos associados constituem uma barreira à aquisição de combustíveis pela EDA e EEM em regime concorrencial.”*
- f. A partir do enquadramento efetuado pela ERSE, o CT não pode ratificar esta proposta uma vez que a mesma não evidencia a existência de autorização para utilização de instalações privadas.
- Ademais, em pleno processo de transição energética, não é expectável que exista interesse em investir em novas infraestruturas de armazenamento de combustíveis.
- g. No mesmo enquadramento, a ERSE refere que existem *“[...] dificuldades por parte das empresas insulares, em particular da EDA, em encontrar fornecedores de combustíveis interessados na adjudicação do fornecimento no âmbito dos concursos realizados, tendo por referência os parâmetros fixados pela ERSE.”*
- O CT não entende como esta alteração, só por si, ajudará a superar essas dificuldades sem que, em paralelo, haja uma atualização dos parâmetros que acompanhem as condições de mercado.
- h. Adicionalmente, o CT salienta que, até à data, não é conhecida a atualização do estudo relativo aos custos eficientes de aquisição de combustíveis, suporte fundamental para a definição dos parâmetros para o próximo período regulatório, fatores essenciais para que possam existir interessados no fornecimento de combustíveis nas RA.

2.14. Princípio da separação de ativos específicos e não específicos

- a. A ERSE identificou a necessidade de distinguir com maior rigor os investimentos efetuados em ativos específicos e em ativos não específicos.
- b. De acordo com a ERSE, a ausência de uma prática uniforme entre as empresas reguladas quanto à classificação e reporte destes ativos tem dificultado a análise e avaliação regulatória. Com vista a colmatar esta lacuna, a ERSE publicou a Instrução n.º 7/2024, de 3 de outubro, que veio determinar e definir os termos do reporte segmentado dos ativos em específicos e não específicos, sendo que o primeiro envio ocorreu no reporte de informação real relativo ao ano de 2024 para efeitos do exercício tarifário de 2026.
- c. Tendo em consideração que este processo se encontra numa fase embrionária, a ERSE entende que apenas nos reportes dos próximos exercícios tarifários se obterá informação mais detalhada e maior conhecimento sobre a natureza de ativos incluída no segmento dos ativos não específicos.
- d. Neste contexto, a ERSE propõe a introdução no RT de um novo artigo (15.º-A), que consagra o princípio de racionalização do investimento em ativos não específicos. Pretende com esta alteração assegurar que as decisões dos investimentos em ativos não específicos obedeçam a critérios de razoabilidade, devidamente fundamentados e compatíveis com os objetivos da regulação económica do setor.
- e. O CT regista positivamente a introdução deste princípio e reconhece o esforço de harmonização regulatória que lhe está subjacente
- f. O CT sublinha que a classificação de determinados ativos como “não específicos” – como sistemas de informação, equipamento informático e viaturas – não deverá ser interpretada como sinónimo de acessório ou de suporte, uma vez que estes ativos são, na prática, essenciais para a prossecução da atividade core das empresas reguladas.
- g. O CT releva ainda, os desafios operacionais associados à segmentação proposta, nomeadamente o facto de não existir correspondência com as normas contabilísticas em vigor, o que poderá implicar uma análise individualizada de cada ativo para efeitos de reporte, com potencial impacto na carga administrativa das entidades reguladas, uma vez que numa mesma classe de imobilizado coexistem equipamentos específicos e não específicos classificados como tal pela ERSE.

2.15. Alterações dos requisitos de informação - reporte de informação das operações intragrupo fora do âmbito dos DFPT

- a. A ERSE constatou que a informação que recebe das empresas reguladas, no âmbito do Dossier Fiscal de Preços de Transferência (DFPT), referente às transações com empresas do mesmo grupo económico, é insuficiente para avaliar a razoabilidade dos custos apresentados, na ótica da regulação económica.

- b. A ERSE propõe que, antes de cada novo período regulatório, as empresas reguladas enviem, até 15 de maio, no âmbito das Contas Reguladas, informação detalhada sobre os serviços prestados por entidades do mesmo grupo económico, referente aos dois anos anteriores, sujeitando esta informação ao processo de certificação de contas.
- c. O CT denota que a proposta da ERSE vai implicar um maior volume e complexidade da informação a certificar e consequentemente um acréscimo de custos.
- d. Apesar da ERSE desconsiderar a necessidade de envio do DFPT, as empresas mantêm a obrigação fiscal de preparação desta informação, nomeadamente no que concerne à justificação e fundamentação da metodologia de *pricing* das operações intragrupo, que só se encontra concluída em julho de cada ano.
- e. Neste contexto, o CT sugere que se mantenha a data de 31 de julho para o envio desta informação, garantindo o uso eficiente dos recursos e tirando partido das sinergias dos dois processos.

3. Temas para revisões regulamentares subsequentes

- a. Tendo em consideração a elevada relevância dos temas em análise — nomeadamente o Gestor Integrado das Redes de Distribuição, a existência de múltiplos operadores das redes de distribuição em BT e a Iluminação Pública no âmbito das concessões de distribuição em BT —, o CT considera que qualquer alteração regulamentar a estes domínios deverá estar sustentada em decisões políticas concretas e num enquadramento legal claro e estável, o que, conforme evidenciado no documento justificativo da presente CP, não se encontra, à data, devidamente estabelecido.
- b. O CT concorda com a posição assumida pela ERSE no sentido de ser intempestiva, neste momento, a revisão do RT para enquadramento e definição de metodologias de regulação destes temas, reservando o seu tratamento e debate para futura CP.
- c. O CT reforça, adicionalmente, que a demora verificada nas referidas decisões políticas, e consequentes alterações do enquadramento legal associado, tem vindo a ter impacto no SEN, sobretudo ao nível da BT, pela incerteza gerada no sistema e em todos os seus agentes.

III – CONCLUSÕES

O CT entende que deverão ser tidas em conta as recomendações expressas neste Parecer.

Em 8 de julho de 2025, o parecer que antecede teve a seguinte votação:

Votos a favor: 20 (vinte)

Votos contra: 1(um) contra ponto II- 1.1. **G**

tendo sido aprovado por: maioria

O parecer que antecede contém **34** páginas, sendo **3 (três)** destinadas à votação e assinatura dos membros do conselho tarifário.

Constam ainda, mais **19 (dezanove) páginas** contendo sentidos e declarações de voto, que fazem parte integrante do mesmo, o que perfaz um total de **53 (cinquenta e três)** folhas.

NOME	Entidade	Votação		
		FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
Manuela Moniz	Personalidade de reconhecido mérito e independência a designar pelo membro do Governo responsável pela área da energia, que preside	Anexo 1	—	—
Patrícia Carolino	Representante da Direção-Geral do Consumidor	Anexo 2	—	—
Ana Vasconcelos	Personalidade de reconhecido mérito e independência a designar pelo membro do Governo responsável pela área do Ambiente	Anexo 3	—	—
Luís Vasconcelos	Representante da Associação Nacional de Municípios Portugueses	Anexo 4	—	—
João Fernandes	Representante de associações de defesa do consumidor com representatividade genérica (Setor Elétrico) - DECO	Anexo 5	—	—
Eduardo Quinta Nova	Representante de associações de defesa do consumidor com representatividade genérica (Setor Elétrico) - UGC	Anexo 6	—	—
Célia Marques	Representante de associações de defesa do consumidor com representatividade genérica (Setor Elétrico) - UGC	Anexo 6	—	—
Ingride Pereira	Representante de associações de defesa do consumidor com representatividade genérica (Setor Elétrico) - DECO	Anexo 7	—	—

NOME	Entidade	Votação		
		FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
Luís Pisco	Representante dos consumidores da Região Autónoma da Madeira	Anexo 8	—	—
Carlos Silva	Representante dos consumidores nos termos do n.º 6 do artigo 46.º dos Estatutos da ERSE - AIMMAP	Anexo 9	—	—
João Marinho	Representante de associações que tenham como associados consumidores de eletricidade em média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT) - Siderurgia Nacional	Anexo 10	—	—
Paula Almeida	Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT) - REN	Anexo 11	—	—
Rui Miguel Bernardo	Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade (RND) – E-Redes	Anexo 12	—	—
Alexandre Rodrigues	Representante das entidades concessionárias de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT) – CEVE	Anexo 13	—	—
Sandra Pinto	Representante do comercializador de último recurso de eletricidade que, nestas funções, atue em todo o território do continente – SU ELETRICIDADE	Anexo 14	—	—
Bruno Pais	Representante dos pequenos comercializadores de energia	Anexo 15	ponto II – 1.1.G	—

NOME	Entidade	Votação		
		FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
Ricardo Ferrão	Representante dos comercializadores de eletricidade em regime livre	Anexo 16	—	—
Luís Miguel Plácido	Representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma dos Açores - EDA	Anexo 17	—	—
Rui Vieira	Representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira - EEM	Anexo 18	—	—
Henriqueta Bastos	Representante dos consumidores da Região Autónoma dos Açores	Anexo 19	—	—