

CONSULTA PÚBLICA 134

RELATÓRIO

Revisão do Regulamento Tarifário

SETOR ELÉTRICO

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO.....	1
2	ESTRUTURA TARIFÁRIA E PREÇOS.....	3
2.1	Flexibilidade na mudança entre opções tarifárias	3
2.2	Sinais de preço na tarifa de uso da rede de distribuição em BT para fornecimentos em BTN	5
2.3	Mecanismos de adequação tarifária	7
2.4	Preço aplicável aos projetos de investigação científica e desenvolvimento inseridos em zonas livres tecnológicas que obtenham registo prévio.....	11
3	PROVEITOS PERMITIDOS	11
3.1	Eliminação do agente comercial.....	11
3.2	Ajustamento provisório na parcela de custos de política energética da atividade de GGS.....	12
3.3	Mecanismo que assegura o equilíbrio económico-financeiro dos operadores de rede na atribuição de títulos de reserva de capacidade na modalidade de acordo	13
3.4	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	19
3.5	Revisão do incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT	22
3.5.1	Componente 1 do IMDT – Incentivo à manutenção da disponibilidade do equipamento da RNT.....	23
3.5.2	Componente 2 do IMDT– Incentivo à manutenção da qualidade de serviço técnica da RNT	24
3.5.3	Componente 3 do IMDT– Incentivo à disponibilização de capacidade de interligação para fins comerciais.....	24
3.5.4	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.....	27
3.5.5	Componente 5 do IMDT– Incentivo à atribuição de capacidade de alimentação de consumo pela rede, na modalidade de acesso com restrições	31
3.6	Novo incentivo de melhoria do desempenho técnico da GGS	33
3.6.1	Componente 1 do IMDG – Incentivo à maximização de ofertas em serviços de sistema	33
3.6.2	Componente 2 do IMDG – Incentivo à melhoria das previsões de produção renovável....	37
3.6.3	Componente 3 do IMDG – Incentivo à utilização de DLR por parte da GGS.....	40
3.7	Introdução do incentivo à melhoria do desempenho técnico das redes de distribuição	43
3.7.1	Componente 1 do IMDD, relativa ao incentivo à redução de perdas.....	43
3.7.2	Componente 2 do IMDD, relativa ao incentivo à melhoria da qualidade de serviço técnica	45
3.7.2.1	Incentivo à melhoria da continuidade de serviço	45
3.7.2.2	Estudo sobre eventos de tensão na rede de BT	46

3.7.3	Componente 4 do IMDD, relativa ao Incentivo à atribuição de capacidade de injeção na rede na modalidade de acesso com restrições para instalações de produção ou de armazenamento autónomo.....	47
3.7.4	Componente 5 do IMDD, relativa ao Incentivo à atribuição de capacidade para alimentação de consumo na RND, na modalidade de acesso com restrições	49
3.8	Atividades reguladas a desenvolver pelo OMIP.....	50
3.9	Repercussão condicional de ajustamentos provisórios de atividades com volatilidade de proveitos.....	56
3.10	Aplicação de metodologias do tipo <i>revenue cap</i> aos custos totais das atividades de operação das redes elétricas nas Regiões Autónomas	61
3.11	Ajustamento provisório nas atividades de AGS das Regiões Autónomas	65
3.12	Mecanismo regulatório de garantia de equilíbrio económico e financeiro da atividade de comercialização do CUR	66
3.13	Princípio da separação de ativos específicos e não específicos.....	68
3.14	Atualização do mecanismo de custos eficientes de aquisição de combustíveis nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.....	70
3.15	Alterações dos requisitos de informação - reporte de informação das operações intragrupo fora do âmbito dos DFTP	74
4	SÍNTESE E PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS SOBRE OUTROS TEMAS SUSCITADOS NA CONSULTA.....	76
4.1.1	Propostas de alteração para clarificações pontuais do RT.....	76
4.1.2	Comentários gerais.....	78
4.1.3	Mobilidade Elétrica.....	80
4.1.4	Tarifas de Acesso e Tarifas Transitórias.....	82
4.1.5	Propostas de alteração com impacto no RRC.....	85
4.1.6	Custos do transporte marítimo de combustíveis entre ilhas das RA	86
4.1.7	Extensão aos subsídios a fundo perdido dos princípios do mecanismo que assegura o equilíbrio económico-financeiro dos operadores de rede na atribuição de TRC na modalidade de acordo.....	87

1 INTRODUÇÃO

A consulta pública n.º 134 decorreu entre 23 de maio e 8 de julho de 2025, com a proposta da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) de revisão do Regulamento Tarifário (RT) do setor elétrico. Esta proposta de revisão visou a atualização dos mecanismos e metodologias de regulação ao nível dos proveitos permitidos e da estrutura tarifária, devido ao início de um novo período de regulação em 2026.

Previamente a esta consulta pública, a ERSE promoveu o seminário “Análise do setor elétrico e prospetiva para o novo período regulatório 2026-2029”¹, para discussão dos desafios do próximo período de regulação e permitir que a presente consulta incorpore as preocupações dos vários agentes.

O presente documento sistematiza os contributos recebidos e a sua ponderação pela ERSE, justificando-se as alterações à proposta sujeita a consulta, pelo que o Relatório acompanha o RT aprovado. Considerando os comentários recebidos a temas que não foram alvo na proposta da ERSE, são igualmente apresentadas no capítulo 4 deste documento as observações da ERSE quanto aos mesmos.

Foram recebidos o parecer do Conselho Tarifário (CT), bem como contributos dos seguintes participantes:

- Empresas diretamente sujeitas ao Regulamento Tarifário: REN, E-REDES, EDA, EEM, SU Eletricidade, CEVE – Cooperativa Elétrica do Vale D´Este;
- Produtores de energia elétrica ou seus representantes: Iberdrola Renewables, Hyperion Renewables;
- Empresas de comercialização de energia elétrica: Coopérnico, Usenergy, EDP Comercial;
- Grupos empresariais do setor da energia: EDP, GALP;
- Associações de agentes do setor: APIGCEE, ACEMEL, ELECPOR;
- Outras entidades: Secretaria Regional do Turismo, Mobilidade e Infraestruturas da Região Autónoma dos Açores (SRTMI-RAA), Iberdrola/BP pulse, CleanTech for Iberia;
- Dois em nome individual;
- Três entidades que solicitaram que a totalidade dos seus comentários não fossem públicos (referidas neste documento como “outro respondente”), enquanto duas das entidades referidas

¹ Seminário “[Análise do setor elétrico e prospetiva para o novo período regulatório 2026-2029](#)”

nos pontos anteriores solicitaram confidencialidade numa parte dos comentários que apresentaram.

Os comentários recebidos, salvo menção expressa em contrário pelo interessado, são divulgados na íntegra no site da ERSE, salvaguardados os direitos das pessoas singulares no que diz respeito ao tratamento de dados pessoais.

Neste relatório, a citação de artigos é feita de acordo com a numeração do RT que passa a estar em vigor, sempre que o texto se refira a alterações em resultado da decisão agora tomada. Se o texto se referir ao momento da consulta pública ou anterior, é usada a numeração do RT anterior.

A ERSE aprova o Regulamento n.º 2/2025 [numeração ERSE], que revoga o Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho de 2023, na sua redação vigente, consagrando no respetivo texto as alterações que decorrem da ponderação realizada e justificada no presente documento.

Agradece-se a participação de todos os interessados neste processo de consulta pública.

2 ESTRUTURA TARIFÁRIA E PREÇOS

2.1 FLEXIBILIDADE NA MUDANÇA ENTRE OPÇÕES TARIFÁRIAS

RESUMO DA PROPOSTA

Eliminação da obrigação de permanência, pelo período de doze meses, na opção tarifária de acesso às redes, para os clientes de eletricidade em baixa tensão normal (BTN) com potência contratada até 20,7 kVA.

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

Os comentários recebidos sobre esta matéria foram na sua globalidade positivos (**CT, Galp, EDA, CEVE, ACEMEL, Coopérnico, Iberdrola Renewables**), concordando com a medida, no sentido em que simplificará o processo de contratação e facilitará a mudança de comercializador.

Sem prejuízo do exposto, o **CT** 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.

O **CT** refere 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. Assim, 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, sugerindo por exemplo, a limitação do número de alterações gratuitas por ano ou pela aplicação de tarifas específicas a alterações sucessivas. Esta opinião é partilhada pela **CEVE**.

O comercializador **GALP** propõe a eliminação da obrigação de permanência também para o ciclo de contagem, identificando dificuldades operativas. Será o caso em situações de alternância entre a opção tarifária com ciclo (bi ou tri-horária) e sem ciclo (tarifa simples). Nesta situação, entende que deverá ser determinado como se contabiliza o período de vigência do ciclo de contagem.

A **ACEMEL** concorda com a alteração, mas com a introdução do que considera um limite razoável de alterações por período de 12 meses, por exemplo, i) máximo de uma alteração por ciclo de faturação, ou ii) limite de duas alterações por ano civil, de forma a garantir um equilíbrio entre flexibilidade do consumidor e estabilidade operacional dos comercializadores.

A **EDA** assinala que nada tem a opor à proposta. Refere ainda que, embora as instalações BTN na Região Autónoma dos Açores (RAA) não estejam integradas em redes inteligentes, os contadores atualmente instalados já contemplam contagens nos três períodos horários, pelo que alteração proposta apenas implica uma alteração no sistema informático de faturação.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

Da ponderação dos comentários recebidos, a ERSE decide pela manutenção da alteração proposta, com impacto na atual redação do n.º 5 do artigo 54.º do RT. Ou seja, eliminar a restrição à alteração de opção tarifária, mas mantendo a obrigação de permanência por 12 meses no ciclo de contagem.

Não se acolhem as sugestões para limitar a utilização da escolha da opção tarifária, considerando que, neste momento, não existem dados que a justifiquem e a introdução da restrição implicaria alterações adicionais nos sistemas de registo. Considerando que o plano de integração das instalações de BTN na rede inteligente está quase finalizado em Portugal continental, a alteração da potência contratada ou dos parâmetros tarifários deverá ser efetuada de forma remota, nos termos previstos pelo artigo 17.º do Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes. A utilização deste serviço estará assim sujeita a monitorização pela ERSE ², visando avaliar a sua aplicação ao longo do tempo, bem como a necessidade de eventuais adaptações.

No que respeita às mencionadas dificuldades de execução remota de alterações tarifárias, referidas pelo CT, importa salientar que não havendo alteração de ciclo, os dados atualmente recolhidos pelos ORD ³ são já suficientes, pelo que, nesta condição, não são identificados custos acrescidos.

² Designadamente, através da monitorização dos indicadores de desempenho das redes inteligentes de energia elétrica, aprovados pela [Diretiva n.º 19/2024](#), de 19 de agosto.

³ Recorde-se que nos termos do artigo 22.º do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados (GMLDD), aprovado pelo Regulamento n.º 987/2025, de 13 de agosto, os equipamentos de medição a instalar nos pontos de ligação de instalações de clientes finais em BTN já recolhem informação com um período de integração de 15 minutos para seis grandezas medidas. Adicionalmente, nos termos do artigo 25.º do GMLDD, nas instalações em BTN, os equipamentos de medição devem apresentar, sempre que possível, os registos totalizadores de energia ativa, por período horário e ciclo tarifário.

A contabilização dos prazos de aplicação do ciclo tarifário (diário ou semanal), é um elemento a verificar pelo ORD, devendo este assegurar a devida consideração para efeitos do cumprimento regulamentar, da mesma forma que atualmente já se efetua a verificação do período de vigência dos períodos horários. De notar ainda que não foram recebidos comentários dos operadores da rede de distribuição que identificassem dificuldades no seu cumprimento.

2.2 SINAIS DE PREÇO NA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT PARA FORNECIMENTOS EM BTN

RESUMO DA PROPOSTA

Aperfeiçoamento da redação da alínea a) do n.º 2 do artigo 98.º do RT, relativa à tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT (tarifa URD BT) aplicável a entregas a clientes das opções tarifárias de BTN (baixa tensão normal). Em concreto, propõe-se retirar a restrição que obriga à conversão dos preços de potência em horas de ponta para os preços de energia ativa nas horas de fora de vazio das opções tarifárias com dois e três períodos horários.

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

Sobre este tema em particular, foram recebidos comentários de cinco entidades. O **Conselho Tarifário (CT)** e a **Iberdrola Renewables** concordam com a proposta. As restantes entidades (**GALP**, **EDA**, **EDP**) recomendam maior ponderação.

O **CT** considera-a uma evolução necessária para a adoção de sinais de preços mais coerentes, adequando-os à falta de alinhamento constatada na localização entre os preços do mercado grossista e os preços de vazio das tarifas de rede, induzindo os clientes de BT a uma utilização mais eficiente das redes.

A **EDP**, concordando com o objetivo da proposta, manifesta preocupação pelo facto de a mesma não ter sido acompanhada por uma explicação clara e transparente sobre as alterações correspondentes na estrutura tarifária da BTN, entendendo que o impacto na estrutura tarifária das tarifas de Acesso às Redes (TAR), bem como das tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais (TTVCF), deveria ter sido explicitamente submetido a consulta pública. A **GALP** considera que esta alteração deveria ser adiada até à revisão da distribuição dos períodos horários em Portugal continental, e evidencia a sua preocupação em aumentar os preços da TAR nas horas de vazio, por diminuição dos mesmos nas horas de fora de vazio, contrariando

os sinais para uma utilização eficiente das redes. Por último, a **EDA** refere que, no caso das Regiões Autónomas, o preço da eletricidade não está indexado ao mercado diário do MIBEL, pelo que a revisão deste critério poderá provocar distorções nos sinais a dar aos clientes, reduzindo o efeito pretendido de deslocamento de cargas das horas de maior consumo para as horas de vazio.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

A respeito deste ponto, importa distinguir entre o referencial de aplicação de tarifas ao nível dos fornecimentos e o referencial de determinação das tarifas por cada atividade regulada. Assim, é de clarificar que a variável de potência em horas de ponta não é aplicada aos fornecimentos em BTN, sendo apenas aplicável aos restantes fornecimentos, nos níveis de tensão superiores. Por outro lado, para assegurar a aditividade tarifária, são definidas tarifas por atividade regulada, o que permite identificar para as entregas a clientes o valor a repercutir por cada atividade regulada necessária para o fornecimento de energia. As tarifas por atividade têm como variáveis de faturação as que permitem refletir os custos que lhe dão origem ⁴, as quais, no referencial dos fornecimentos a clientes, podem necessitar de ser convertidas para outras variáveis de faturação. É o caso das tarifas de Uso de Redes de Distribuição (URD), no que respeita aos fornecimentos em BTN. Para efeitos do cálculo da tarifa URD BT em BTN, procede-se a uma conversão de preços, que repercute **noutros termos tarifários** um valor equivalente à potência em horas de ponta.

Considerando os comentários recebidos, a ERSE mantém a alteração proposta, no sentido de eliminar a restrição que obriga à conversão dos preços de potência em horas de ponta para os preços de energia ativa nas horas de fora de vazio das opções tarifárias com dois e três períodos horários, no âmbito da tarifa de URD em BT a entregas a clientes das opções tarifárias de BTN, correspondendo ao artigo 100.º na redação atual.

No que se refere à explicitação do impacte desta alteração na estrutura tarifária das TAR, bem como das TTVCf, importa referir que a mesma, se concretizada já no âmbito do exercício tarifário previsto para 2026, será submetida a parecer do CT, com a apresentação dos impactes tarifários e a eventual necessidade de alterações graduais.

⁴ Conforme detalhado no capítulo 2 do documento de «[Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2025](#)», de dezembro de 2024.

De notar que a alteração aprovada não tem impacto nos sistemas comerciais, pois tem a ver com a conversão da tarifa URD BT no referencial de tarifas, mantendo-se em BTN as variáveis de faturação vigentes ao nível da TAR e da TTVCF.

No que respeita à sugestão de adiar esta alteração até à atualização dos períodos horários e à preocupação de criação de eventuais distorções de preços, a ERSE compreende a preocupação e terá naturalmente em conta o alinhamento com as alterações que se perspetivem para os períodos horários e a preservação da hierarquia de preços para o sinal das redes, designadamente, entre horas de vazio e fora de vazio, bem como os impactes nos preços a aprovar para as Regiões Autónomas.

2.3 MECANISMOS DE ADEQUAÇÃO TARIFÁRIA

RESUMO DA PROPOSTA

Explicitação no RT para, em casos justificados, não se proceder à atualização trimestral da tarifa de Energia que resultaria do mero apuramento do desvio no preço de energia previsto para o CUR com impacto na redação do artigo 156.º do RT.

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

Foram recebidos comentários de cinco entidades (**CT, EDP, GALP, Iberdrola Renewables, SU Eletricidade**), relativamente ao mecanismo de atuação trimestral da tarifa de energia, manifestando algumas preocupações.

O **CT** e a **EDP** concordam 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, devendo a decisão ser devidamente justificada e comunicada aos agentes na página da internet da ERSE.

O **CT**, a **EDP** e a **SU Eletricidade** recomendam 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 a gestão global do sistema (GGS) e os custos de serviços de sistema, os quais têm registado um acréscimo significativo nos últimos tempos.

O **CT** reitera a recomendação à ERSE, no sentido de deixar de monitorizar as variações do custo de aquisição de energia do CUR em valor absoluto e passar a monitorizá-las considerando um desvio de referência definido como um valor percentual, de forma a assegurar o equilíbrio do mercado.

A **GALP** considera que a proposta não deve ser implementada. A sua implementação viria agravar as distorções introduzidas no processo de liberalização do mercado pela existência da TTVCF, criando condições ainda mais difíceis de igualar por parte de comercializadores em regime de mercado. Adicionalmente, a eliminação do carácter automático do mecanismo cria uma situação discricionária, com menor transparência e previsibilidade, contrária aos bons princípios da regulação económica.

A **Iberdrola Renewables** pronunciou-se a respeito do mecanismo de revisão trimestral das TAR, referindo que o considera o melhor mecanismo para assegurar a transparência do ajuste das variações. No mesmo sentido, a **GALP** considera que este mecanismo não deveria ser descartado sem discussão de uma proposta concreta em consulta pública, notando que os consumidores são livres de, em qualquer momento, procurar a oferta mais competitiva no mercado, existindo fortes incentivos comerciais para que os comercializadores revejam as suas ofertas. Acresce que tal mecanismo atuaria apenas em casos extraordinários, de acordo com a sensibilidade definida pelos seus parâmetros.

A **Iberdrola Renewables** reforça ainda que considera premente que a ERSE prossiga com o estudo e monitorização dos impactos nos CIEG resultantes da evolução dos preços de energia elétrica nos mercados grossistas, que têm suportado as decisões quanto à necessidade de avançar para a fixação excepcional de tarifas, apresentando reservas à avaliação da ERSE relativamente ao efeito dos restantes mecanismos em implementação.

A respeito da frequência das atualizações tarifárias, a **Usenergy** e a **ACEMEL** aconselham que o processo de decisão tarifário seja limitado a um, por ano civil, devendo as alterações tarifárias ser excecionais e justificadas como de força maior.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

Considerando os comentários recebidos relativos à fixação dos limiares de atuação e parâmetros de decisão que fundamentam a não aplicação da atualização trimestral, foi alterado o artigo 178.º (numeração atual) no sentido de prever as situações que levam a que a atualização da tarifa de energia não deva ocorrer, apesar de a condição do n.º 3, que estabelece a condição para uma atualização automática, estar satisfeita.

A primeira situação reporta-se ao princípio da estabilidade tarifária, considerando que a atualização da tarifa de energia não deve ocorrer se, da análise das previsões, seja expectável que a tarifa de Venda a Clientes Finais, em Portugal continental e nas Regiões Autónomas, observe no trimestre subsequente uma alteração em sentido oposto. Com efeito, o mecanismo da atualização trimestral da tarifa de energia tem provocado oscilações em trimestres consecutivos, nomeadamente na presença de fixações excecionais⁵. Neste último caso, as fixações excecionais resultaram, em alguns casos, numa alteração da TAR em sentido contrário, e de maior magnitude, do que a atualização da tarifa de Energia que a antecedeu, provocando alterações opostas na TTVCF no espaço de um trimestre.

A segunda situação, a contemplar aquando da aplicação do artigo 178.º, relaciona-se com as condições de preço em mercado, prevendo que a atualização da tarifa de Energia não deve ocorrer se existir evidência de as tendências dos mercados, grossista (diário e a prazo) ou retalhista, serem de sentido contrário. Esta segunda condição acautela assim o alinhamento com a dinâmica de mercado, incorporando preocupações do equilíbrio concorrencial, tornando o resultado também razoável na perceção do consumidor.

Sempre que se verifique pelo menos uma das duas situações, a decisão da ERSE será devidamente fundamentada e comunicada aos agentes de mercado e demais interessados, na respetiva página da internet, conferindo transparência ao processo.

Quanto à incorporação neste mecanismo das demais parcelas⁶ que compõem o custo médio de aquisição de energia elétrica em mercado do CUR, para além do preço base de mercado, a ERSE é sensível aos comentários efetuados pelo CT, SU Eletricidade e Grupo EDP.

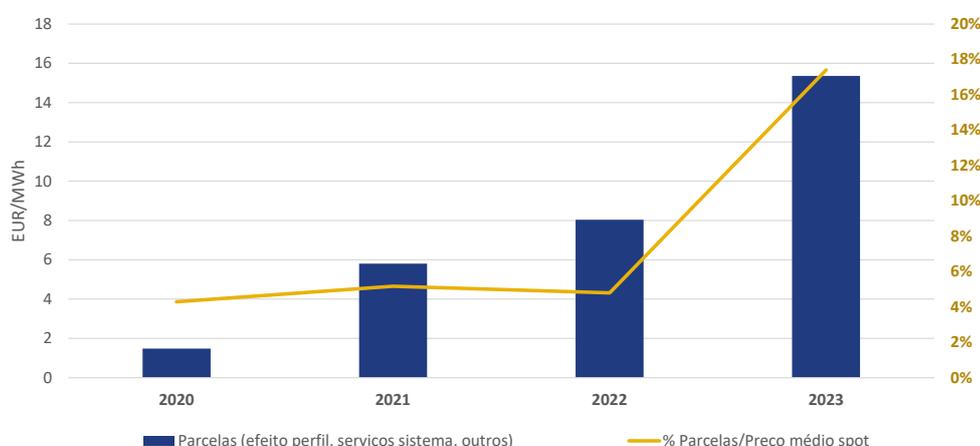
Com efeito, constata-se que estas parcelas têm vindo a assumir um peso crescente nos custos de aquisição do CUR, provocando um acréscimo de volatilidade e de incerteza. Esta alteração, face ao que se verificou até meados de 2020, justifica que no cálculo do mecanismo de atualização tarifária se passe a atualizar os valores destas parcelas com os dados mais recentes disponíveis⁷.

⁵ A título de exemplo, considere-se as variações tarifárias, de sinais opostos, da TTVCF em BTN, entre janeiro de 2022 e janeiro de 2023: -3,1% em 1 de janeiro de 2022; +3,0% em 1 de abril de 2022; -2,6% em 1 de julho de 2022; +3,0% em 1 de outubro de 2022; -2,5% em 1 de janeiro de 2023.

⁶ Acerto para o preço de mercado base (efeito do perfil de aquisição), acerto de contas com o GGS e custos de serviços de sistema.

⁷ No passado, o cálculo do mecanismo foi realizado assumindo um valor constante em EUR/MWh para estas parcelas.

Figura 2-1 – Evolução das demais parcelas do custo de aquisição de energia do CUR e sua comparação com o preço base de mercado



Realça-se que a análise deste mecanismo continuará a ter um horizonte anual, isto é, incluindo a atualização do preço de mercado base e das parcelas com os dados reais existentes até ao momento em que o mecanismo é aplicado, mas também as previsões para esses preços nos trimestres remanescentes até ao final do ano t.

No caso das parcelas referidas não existem mercados de “futuros” que suportem esta projeção dos preços, como acontece para o preço de mercado base, pelo que a ERSE introduzirá os pressupostos de previsão que considerar mais adequados em função dos dados disponíveis, explicitando-os aquando da atualização trimestral.

Ao nível do RT, não são necessárias adaptações, uma vez que a designação “preço médio de energia do CUR” usada no artigo 178.º é abrangente e se assume que o desvio do preço médio de energia do CUR passa a ser calculado com a atualização de todas as parcelas que contribuem para o custo de aquisição de energia do CUR.

2.4 PREÇO APLICÁVEL AOS PROJETOS DE INVESTIGAÇÃO CIENTÍFICA E DESENVOLVIMENTO INSERIDOS EM ZONAS LIVRES TECNOLÓGICAS QUE OBTENHAM REGISTO PRÉVIO

RESUMO DA PROPOSTA

Clarificar que o preço determinado pela ERSE para aplicação aos projetos de investigação científica e desenvolvimento inseridos em zonas livres tecnológicas (ZLT) que obtenham registo prévio, se aplica não só à potência tomada, no caso do consumo, como também à potência de ligação, no caso da produção.

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

Sobre este tema foram recebidos comentários de duas entidades, sendo um destes, confidencial. O CT concorda com o proposto, pois trata-se de um ajuste técnico necessário e lógico, que elimina uma ambiguidade no Regulamento atual. De notar que apenas é aplicável um dos preços definidos, em função das características da instalação, ou seja, tratando-se de uma instalação licenciada como sendo instalação de consumo é devido o pagamento em função da potência tomada e tratando-se de uma instalação de produção, é devido o pagamento em função da potência de ligação.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

A alteração foi efetuada nos termos propostos pela ERSE, correspondendo ao artigo 109.º na numeração atual.

3 PROVEITOS PERMITIDOS

3.1 ELIMINAÇÃO DO AGENTE COMERCIAL

RESUMO DA PROPOSTA

Retirar as referências ao Agente Comercial (AC) do RT, de forma a adaptá-lo ao atual enquadramento do SEN. Este novo paradigma decorre do término, no final do primeiro trimestre de 2024, do último Contrato de Aquisição de Energia (CAE) não cessado, sendo previsível a total extinção, durante o novo período regulatório, da já reduzida atividade desenvolvida pelo AC, cujas atuais obrigações se prendem com os

ajustamentos tarifários e as participações nos painéis financeiros previstos nos CAE e demais tramitação processual.

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

Os comentários recebidos, do **CT** e da **REN**, foram positivos, demonstrando concordância com a proposta, da ERSE, designadamente com a introdução da disposição transitória que garante a continuidade dos direitos e das obrigações do AC até que as mesmas findem.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

A alteração do RT foi efetuada nos termos propostos pela ERSE na consulta pública, sendo assegurado através da disposição transitória introduzida no artigo 223.º, que o Gestor Global do Sistema assume os direitos e obrigações anteriormente imputáveis ao AC.

3.2 AJUSTAMENTO PROVISÓRIO NA PARCELA DE CUSTOS DE POLÍTICA ENERGÉTICA DA ATIVIDADE DE GGS

RESUMO DA PROPOSTA

Alterar o RT para transformar o ajustamento provisório de faturação dos custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas (RA) num ajustamento provisório integral de toda a parcela dos proveitos permitidos da atividade de Gestão Global do Sistema (GGS) que recupera os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CIEG) ⁸, com o objetivo de aumentar a flexibilidade regulatória e contribuir para a estabilidade tarifária.

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

Os comentários recebidos, do **CT**, da **REN** e da **SRTMI-RAA**, foram positivos, demonstrando concordância com a proposta da ERSE, sem qualquer recomendação adicional.

⁸ Corresponde à componente “R_{Poi}” dos proveitos permitidos da atividade de GGS no RT, como definido no artigo 115.º.

Estas entidades consideram que a proposta apresentada permite minimizar o desfasamento entre o custo/proveito incorrido e a data em que o mesmo é reconhecido na tarifa, para todas as componentes dos CIEG ao nível da GGS.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

A ERSE mantém a proposta conforme submetida a consulta, passando o RT a considerar um ajustamento provisório para toda a parcela dos proveitos permitidos da atividade de GGS que recupera os CIEG e não apenas para a convergência tarifária das RA.

3.3 MECANISMO QUE ASSEGURA O EQUILÍBRIO ECONÓMICO-FINANCEIRO DOS OPERADORES DE REDE NA ATRIBUIÇÃO DE TÍTULOS DE RESERVA DE CAPACIDADE NA MODALIDADE DE ACORDO

RESUMO DA PROPOSTA

Introduzir na fórmula de cálculo dos proveitos permitidos das atividades de Transporte de Energia Elétrica (TEE) e de Distribuição de Energia Elétrica (DEE) em alta e média tensão (AT/MT) uma parcela que assegura a regulação e o equilíbrio económico-financeiro dos operadores de rede na atribuição de Título de Reserva de Capacidade de injeção na rede (TRC) na modalidade de acordo entre o interessado e o operador da rede (adiante designado apenas Acordo). O objetivo desta alteração consiste em assegurar a regulação das redes enquanto bem de serviço público⁹, sujeito ao dever de não discriminação entre utilizadores, garantindo um tratamento equitativo das diferentes modalidades de atribuição de TRC.

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

Sobre este tema, foram recebidos comentários de sete entidades (**CT, REN, EDP, E-REDES, GALP, Hyperion Renewables**, um comentário de um **participante em nome individual** e dois comentários de **outros respondentes**).

⁹ Cf. artigo 18.º do Regulamento UE/2019/943, artigo 59.º, n.º 1 e n.º 7, al. a) da Diretiva UE/2019/944 e artigo 12.º dos Estatutos da ERSE.

O **CT** refere que apenas se poderá pronunciar sobre este mecanismo após conhecer os parâmetros propostos pela ERSE, nomeadamente para as seguintes variáveis: (i) taxa de atualização para cálculo do Valor Atualizado Líquido; (ii) valor estimado das comparticipações que seriam recebidas; (iii) percentagem potencialmente financiada com recurso a capitais próprios; e (iv) a taxa do capital próprio. No entanto, menciona que os Acordos foram celebrados sob a supervisão e com modelos aprovados pelo Concedente, como determina a legislação em vigor.

A **REN** refere igualmente que não é clara a forma como a ERSE pretende operacionalizar os cálculos associados à determinação dos custos considerados na aplicação deste mecanismo, em particular o valor “teórico” das comparticipações caso o TRC fosse obtido na modalidade geral e a taxa de desconto para obter o valor atual líquido do custo de oportunidade do capital próprio. A **REN** discorda da aplicação retroativa deste mecanismo a investimentos abrangidos por acordos celebrados antes da data de entrada em vigor do novo RT. A empresa considera que a alteração *ex-post* dos resultados do modelo subjacente aos Acordos já celebrados, que foi aprovado pelo Concedente (através da DGEG), ou dos Acordos que venham a ser celebrados com base nos mesmos pressupostos até à entrada em vigor do RT, pode representar uma violação dos princípios de confiança e segurança jurídica e regulamentar que orientou a celebração destes Acordos.

Segundo a **REN**, esta proposta tem o risco de “anular o futuro” da atribuição de TRC na modalidade de acordo, por indefinição ou alteração substantiva dos seus termos. A **REN** relembra, ainda, que estão em curso vários pedidos de celebração de Acordos, determinados pelo Concedente, que se baseiam no modelo dos já celebrados anteriormente à CP134. Assim, a empresa sugere que, caso a alteração proposta pela ERSE se concretize, apenas deve ser aplicada aos Acordos que aguardam a tramitação do procedimento. A **REN** discorda, ainda, da repercussão destes valores num montante único de proveito, à data de entrada em exploração do investimento. Propõe que esta opção seja reavaliada, uma vez que nas restantes modalidades de atribuição de TRC, que pressupõem que o operador da RNT suporte o custo com o investimento, o proveito permitido é recebido ao longo da vida útil do investimento.

Já a **E-REDES** e a **EDP** consideram positiva a proposta da ERSE, uma vez que poderá contribuir para nivelar as condições para a celebração de Acordos e a realização de outros investimentos financiados pelo ORD, visto que evita a descapitalização da empresa num cenário de adoção em larga escala de Acordos. Isto porque, no entendimento da E-REDES, no enquadramento legal atual, todas as receitas recebidas no âmbito dos Acordos devem reverter integralmente para as tarifas. Ou seja, o operador de rede tem o ónus de executar os investimentos necessários à atribuição do TRC na modalidade de acordo e gerir a relação

contratual com os promotores, sem qualquer contrapartida financeira ou margem para além dos custos em que incorreu.

Contudo, a **E-REDES** e a **EDP** alertam que o mecanismo proposto não vai configurar um incentivo ao investimento ao abrigo de Acordos, uma vez que estes dependem sempre da iniciativa do Concedente.

Da perspetiva da **GALP** e da **Hyperion Renewables** o mecanismo proposto pela ERSE é positivo, salientando que o mecanismo deve funcionar nos dois sentidos, quer para compensar uma remuneração insuficiente dos operadores de rede, quer para eliminar eventuais remunerações excessivas.

A **GALP** prefere a expressão “neutralidade financeira” dos operadores de rede, em lugar da utilizada pela ERSE de “equilíbrio económico-financeiro”, focando na necessidade da remuneração para os operadores decorrente dos investimentos realizados nesse âmbito não seja nem excessiva, nem insuficiente. A **GALP** concorda que este mecanismo deve incorporar uma componente de remuneração equivalente à definida pela ERSE para os ativos remunerados e outra para cobrir o risco de incumprimento dos promotores. No entanto, discorda da devolução ao SEN de receitas em excesso obtidas pelos operadores de rede envolvidos nos Acordos, entendendo que as mesmas devem ser devolvidas aos promotores dos projetos. No caso de devolução ao SEN de eventuais receitas em excesso, os promotores teriam atuado involuntariamente como financiadores não remunerados do SEN. A **GALP** concorda com a proposta de aplicação deste mecanismo às infraestruturas entradas em exploração após a revisão do RT, independentemente da data de assinatura dos Acordos a que essas infraestruturas respeitam.

Na opinião da **Hyperion Renewables**, a modalidade de acordos para atribuição de capacidade é mais indicada para a promoção de capacidade renovável, uma vez que permite selecionar projetos em fase mais avançada de desenvolvimento e aqueles que mais se alinham com as prioridades dos operadores de rede do ponto de vista da RESP (segurança, fiabilidade e otimização de custo). Assim, concorda com esta proposta de alteração do RT, referindo que um mecanismo de remuneração ineficaz, seja por ausência de remuneração adequada ou por excesso de receita, pode, respetivamente, desincentivar os operadores a afetar recursos a esta modalidade, ou promovê-la em detrimento de outros investimentos também essenciais.

A **Hyperion Renewables** sugere ainda outras medidas, que considera benéficas para o desenvolvimento da modalidade de acordo na atribuição de TRC, a contemplar pela ERSE na presente revisão regulamentar:

- Alargamento da supervisão da ERSE aos investimentos abrangidos por esta modalidade. Em particular, a ERSE deve escrutinar os impactes económicos, financeiros e operacionais desta modalidade;
- Direito à exploração temporária através da ligação antecipada da capacidade já atribuída, mesmo que sujeita a restrições;
- Libertação de capacidade bloqueada por licenças antigas, nomeadamente de projetos que não demonstrem progresso, nem viabilidade de desenvolvimento, propondo que a capacidade destas licenças seja desativada e atribuída através de um novo processo concorrencial;
- Aumentar a visibilidade sobre os timings de análise dos pedidos de ligação e transparência sobre o estado dos reforços de rede.

Por fim, o comentário de um **participante em nome individual** concorda com a proposta, considerando até tardia. Refere que o promotor não deve suportar o risco implícito da exploração da infraestrutura para o seu ciclo de vida, quando o investimento beneficia todo o sistema e noutras modalidades de atribuição de TRC tal risco é internalizado nos proveitos do operador da rede recuperados pelas tarifas. Quanto à entrada em vigor do mecanismo, concorda que se aplique aos investimentos em infraestruturas entrados em exploração após a revisão do RT, independentemente de quando foram assinados os respetivos Acordos.

Um dos comentários de **outros respondentes** refere que os investimentos financiados por promotores através da modalidade de acordo não têm sido escrutinados pela ERSE da mesma forma que são escrutinados os investimentos recuperados através das tarifas, o que coloca os promotores em situação de desproteção face a eventuais aumentos de custos dos projetos, agravado pelo facto das possibilidades de escrutínio desses custos pelos promotores ser bastante limitada e por incidir sobre esses custos uma margem aplicada pela REN. Por este motivo, considera que com a introdução deste mecanismo a ERSE fará para estes investimentos um escrutínio e avaliação de eficiência e concorrência semelhante às que faz para o investimento financiado por via das tarifas reguladas, sendo os resultados dessa avaliação respeitados pelo operador de rede e aplicados também aos promotores no cálculo do saldo final da execução dos Acordos.

Este comentário indica que devem ser clarificadas as razões que estão na origem do mecanismo e os efeitos previsíveis da sua aplicação, isto é, se se vai traduzir num encargo ou num benefício para o SEN, tendo presente que as estimativas de custo dos operadores preveem a neutralização da sua rentabilidade nos

investimentos dos TRC na modalidade de acordo face à rentabilidade que decorreria de um investimento pago por via das tarifas reguladas. Caso através da aplicação do mecanismo se venha a concluir que a remuneração paga pelos promotores à REN foi excessiva, então esse excesso deveria ser devolvido aos promotores, posição similar à manifestada pela GALP. Deverá também ser clarificado se esta proposta visa cobrir o risco dos operadores de rede em situações de incumprimento dos promotores.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

Após ponderação dos comentários recebidos, a ERSE decidiu manter os principais aspetos da proposta submetida a consulta, clarificando e detalhando, contudo, alguns pontos da mesma.

Mantém-se a introdução, na fórmula de cálculo dos proveitos permitidos das atividades de TEE e de DEE em AT/MT, de uma parcela que assegure a regulação e o equilíbrio económico e financeiro dos operadores de rede, que considere as receitas resultantes destes Acordos e os custos totais das infraestruturas, após uma análise por parte da ERSE.

Mantém-se também a repercussão integral em proveitos dos montantes a corrigir de uma só vez, na data de entrada em exploração dos ativos, e não ao longo da sua vida útil, uma vez que à data de entrada em exploração o operador terá recebido a totalidade da comparticipação paga pelos promotores.

O valor suportado pelos promotores no âmbito dos Acordos e recebido pelo operador de rede, na medida em que exceda o custo de oportunidade definido pela ERSE, é deduzido às tarifas de acesso às redes. Este é o princípio regra no âmbito da regulação tarifária. A neutralidade económica e financeira pressupõe que não se verifica rentabilidade economicamente não justificável, i.e., que o operador de rede não retém uma remuneração considerada excessiva *vis-à-vis* a recebida nas demais modalidades de atribuição de TRC, ficando o operador de rede, em contrapartida, com a garantia da recuperação integral dos custos de investimento efetivos das obras, em situações de incumprimento por parte dos promotores.

A tarifa fica responsável pelos custos de exploração associados a estes ativos e, subsidiariamente, pode ser chamada como garante do equilíbrio económico-financeiro da atividade dos operadores de rede, designadamente em casos de incumprimento de recuperação dos montantes investidos. Nestes casos, os montantes dos investimentos realizados através destes acordos, mas que não sejam recuperados por causas não imputáveis aos operadores das redes, serão integrados no conjunto dos ativos líquidos da atividade remunerado para efeitos tarifários.

Face aos comentários recebidos, de seguida, procura-se clarificar alguns aspetos da proposta submetida a consulta e da decisão tomada pela ERSE.

A ERSE intervém, através deste mecanismo, para assegurar a regulação e garantir aos operadores das redes, em condições equitativas, um patamar de remuneração que pode reter, equiparando a modalidade de acordo às demais modalidades de atribuição de TRC, incluindo em situações de incumprimento.

Cabe aos operadores de rede, quando negociam com os promotores, assegurar uma margem que lhes permite recuperar o custo de oportunidade. O mecanismo não tem como objetivo assegurar a recuperação do custo de oportunidade, funcionando antes como uma devolução às tarifas dos montantes que excedam o custo de oportunidade. Contudo, se os investimentos forem elegíveis para esse mecanismo, os operadores de rede têm assegurada a recuperação dos custos efetivos das obras, que estão associadas a estes investimentos.

Relativamente aos comentários sobre a necessidade de clarificação de alguns dos parâmetros do mecanismo, como a taxa de atualização para cálculo do Valor Atualizado Líquido, o valor estimado das participações que seriam recebidas, a percentagem potencialmente financiada com recurso a capitais próprios e a taxa do capital próprio, a ERSE considera que a definição detalhada desses parâmetros apenas pode ocorrer em sede de preparação da proposta tarifária para o ano de 2026, submetida a parecer do CT, tal como previsto no RT. Os parâmetros deste mecanismo devem ser definidos em articulação e em coerência com os restantes parâmetros aplicáveis às atividades de TEE e de DEE em AT/MT. Contudo, antecipa-se que, no cálculo do custo de oportunidade do capital próprio que integrará a margem máxima a receber pelos operadores, a percentagem mínima de financiamento do investimento por capitais próprios poderá ter por referência o estabelecido no contrato de concessão da RNT e da RND. Quanto à taxa de custo do capital próprio a aplicar, quer no cálculo da remuneração anual destes investimentos, quer no cálculo do respetivo valor atualizado líquido, esta deverá ter como referência os parâmetros equivalentes definidos pela ERSE para o cálculo do custo de capital das atividades de TEE e DEE, no período de regulação em que entra em exploração a obra que conclui o Acordo. Para aferir o valor de investimento que seria suportado pelas tarifas na atribuição de TRC por comparação com as restantes modalidades previstas legalmente, será feita uma análise detalhada, com base na regulamentação aplicável e na potência a ligar no âmbito do Acordo.

Por fim, relativamente ao período abrangido por este mecanismo, tendo em conta os contributos recebidos, a ERSE distinguirá a aplicação da metodologia no tempo. Relativamente aos acordos já assinados, atentas as pronúncias recebidas e por forma a ressaltar os efeitos já produzidos pelos factos

que a metodologia introduzida no RT se destina a regular, a ERSE não irá proceder ao tratamento tarifário dos valores recebidos pelos operadores de redes, no âmbito dos acordos celebrados, que possam superar o valor dos ativos construídos ou reforçados. Esta decisão visa evitar a aplicação retrospectiva da metodologia e oferecer inequívocas condições aos operadores de rede para procederem às ligações nos termos que acordaram com os promotores, sem poderem invocar quaisquer alterações de riscos. Naturalmente, as infraestruturas construídas ou reforçadas não serão consideradas como ativo a remunerar, nem as tarifas serão responsáveis por recuperar eventuais incumprimentos no âmbito dos acordos.

A ERSE aprova e aplicará a metodologia a todos os novos acordos para atribuição de TRC, celebrados após a entrada em vigor do novo RT. Na definição dos respetivos parâmetros, terá em consideração que, dado o âmbito ser regulado, em caso de incumprimento e insuficiência de garantias não imputáveis ao operador de rede, a ERSE terá de assegurar o equilíbrio económico-financeiro da atividade.

3.4 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

RESUMO DA PROPOSTA

Adaptar a metodologia do tipo *revenue cap* aplicada aos custos totais (TOTEX¹⁰) das atividades de Transporte de Energia Elétrica (TEE) e de Distribuição de Energia Elétrica (DEE) em alta e média tensão (AT/MT), de modo a melhor refletir e sinalizar a capacidade real de execução dos investimentos previstos no início de cada período de regulação (PR).

Esta proposta concretiza-se nas seguintes alterações no cálculo dos proveitos permitidos destas atividades: (i) introdução de uma parcela para repercutir os proveitos decorrentes do CAPEX¹¹ dos investimentos aprovados em processos autónomos, cujo valor é excluído da metodologia TOTEX; (ii) alteração do mecanismo de partilha de ganhos e perdas, de modo a que o limiar da banda moderada passe a poder

¹⁰ *Total expenditure*, que é composto pelas parcelas de OPEX (*operational expenditure*) e CAPEX (*capital expenditure*).

¹¹ Custo com capital, do inglês *Capital expenditure*, inclui a remuneração do ativo bruto, líquido de amortizações e participações, e as amortizações o exercício.

assumir dois valores distintos, consoante o grau de transição de investimentos previstos e realizados entre dois PR, com uma atuação simétrica.

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

Foram recebidos comentários de cinco entidades (**CT**, **EDP**, **E-REDES** e **REN**) e um comentário de **outro respondente**. Os comentários são globalmente positivos relativamente à componente (i) da proposta da ERSE, manifestando, contudo, algumas preocupações relativamente à componente (ii).

Tanto o **CT**, como a **REN**, a **E-REDES** e a **EDP** concordam com a proposta de introdução de uma parcela para repercutir os proveitos decorrentes do CAPEX dos investimentos aprovados em processos autónomos, fora do normal processo dos PDIR, cujo valor passa a ser excluído da metodologia de regulação por incentivos aplicada ao TOTEX.

Contudo, todos os comentários levantaram preocupações relacionadas com a segunda componente da proposta da ERSE, relacionada com a alteração do mecanismo de partilha de ganhos e perdas, de modo a que o limiar da banda moderada passe a poder assumir dois valores distintos, consoante o grau de transição de investimentos previstos e realizados entre dois PR.

A respeito desta segunda componente, tanto o **CT** como a **REN** alertam que aumenta a complexidade da metodologia de cálculo do mecanismo de partilha de ganhos e de perdas, quer pelo nível de informação que exige, quer pelo processo de parametrização. O **CT**, a **REN** e a **E-REDES** consideram que, estando bem calibrados, os limites de ativação das bandas atuais do mecanismo de partilha permitem que o valor a partilhar incorpore, implicitamente, o grau de execução dos investimentos, pelo que não são necessários ajustamentos adicionais para esse efeito.

O **CT** e a **REN** consideram que esta proposta deveria contemplar mecanismos para tratar diferenciadamente os atrasos decorrentes de fatores fora do controlo dos operadores. Segundo a **REN**, a proposta deveria excluir os desvios resultantes de fatores alheios ao seu controlo, como entraves administrativos, morosidade nos processos de licenciamento ou constrangimentos de mercado no fornecimento de equipamentos, entre outros.

Na opinião da **E-REDES** e da **EDP**, a proposta da ERSE representa um desvio adicional face a um modelo de TOTEX “puro”, por introduzir mais assimetria entre o tratamento do CAPEX e do OPEX, o que poderia levar ao desvirtuamento do atual modelo. Para mitigar este impacte, estas empresas sugerem que o desvio

necessário para ativar o mecanismo proposto seja suficiente para garantir que a alteração do limiar da banda moderada ocorre apenas em situações extremas, de grandes desvios de execução do investimento face ao previsto, e que a redução da banda moderada quando ocorre a ativação não compromete o incentivo à eficiência do OPEX.

Tanto a **E-REDES** como a **EDP** alertam ainda que importa clarificar alguns aspetos da proposta, como sejam se o desvio será apurado com base no nível de investimento executado ou na comparação entre os valores previstos e reais da base de ativos regulada, bem como o modo como serão incorporadas as atualizações dos PDIRD. Salientam ainda que deverá ser clarificada atempadamente a eventual informação adicional de reporte sobre o grau de execução dos investimentos, de modo a permitir que as empresas reguladas adaptem os seus processos internos de reporte.

A concluir, a **REN** refere que o modelo atual do mecanismo de partilha associado à metodologia TOTEX já limita significativamente os ganhos e perdas excessivos e que a alteração proposta eliminaria a banda neutra, pelo que discorda da sua implementação nos termos propostos.

Por fim, o **CT** e um **outro respondente** recomendam que a ERSE articule com os operadores os planos de investimento considerados para a definição do TOTEX, quer em termos de orçamentação, quer de calendarização.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

Após a análise dos comentários, a ERSE decidiu manter a componente (i), ou seja, excluir do TOTEX os investimentos aprovados através de processos autónomos. Tal como proposto, estes investimentos passam a ser reconhecidos ao longo do período de regulação à medida que são transferidos para exploração em sede de ajustamento de t-2, sendo o respetivo CAPEX calculado através de uma metodologia *rate of return*, ou *cost plus*. No período de regulação seguinte, estes investimentos passam a integrar a base de custos TOTEX.

No entanto, a ERSE optou por abandonar a componente (ii) da sua proposta, que recebeu comentários globalmente negativos, sobretudo do CT e da REN, mas também da E-REDES, por se reconhecer alguma complexidade na alteração proposta, bem como a dificuldade de parametrização e de definição de alguns detalhes para a sua aplicação prática. Acresce que as alterações propostas poderiam ser prematuras, num contexto em que não terminou ainda o primeiro período de regulação em que se aplicou a atual metodologia de regulação por incentivos aplicada ao TOTEX, complementada pelo mecanismo de partilha

de ganhos e de perdas. Os efeitos da primeira aplicação deste mecanismo apenas poderão ser plenamente avaliados após o seu cálculo final, que será realizado no exercício tarifário de 2027.

Refira-se, contudo, que a componente (ii) da proposta não penalizaria os operadores de rede por desvios dos planos de investimento face aos valores considerados nas bases de custos iniciais, apenas pretendia não os beneficiar ou prejudicar por adiamentos ou antecipações significativas de investimentos, mesmo que fora do seu controlo.

Não obstante o abandono da componente (ii) da sua proposta para o próximo período de regulação, a ERSE continuará a monitorizar o grau de execução dos investimentos face ao previsto, com vista a avaliar eventuais mecanismos, a introduzir no futuro, que permitam atenuar o impacto de desvios significativos, no âmbito da metodologia de *revenue cap* aplicada ao TOTEX. Num prazo mais curto, na definição das bases de custos TOTEX para o próximo período de regulação, a ERSE procurará incorporar na metodologia em vigor a preocupação com a capacidade de os operadores de rede executarem os investimentos previstos, quer através da parametrização das bandas do mecanismo de partilha, quer através dos cenários de investimento a considerar nas bases de custos até 2029.

3.5 REVISÃO DO INCENTIVO À MELHORIA DO DESEMPENHO TÉCNICO DA RNT

RESUMO DA PROPOSTA

Incorporar no RT a descrição e o conteúdo de cada uma das componentes que compõem o incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT (IMDT), que, atualmente, apenas constam no documento de parâmetros para o período regulatório 2022-2025.

Melhorar algumas dessas componentes já existentes, e introduzir novas componentes relativas à atribuição de capacidade de rede, de injeção e de alimentação de consumo, na modalidade de acesso com restrições.

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

A generalidade dos comentários recebidos na consulta pública é favorável à revisão do mecanismo IMDT, embora refiram dificuldade em avaliar a proposta da ERSE, na medida em que não foram disponibilizados os parâmetros das várias componentes do incentivo.

A **REN** sugere, ainda assim, que passe a existir sob a forma de instrução, manual ou outro instrumento que a ERSE considere mais adequado para o efeito, um documento autónomo dedicado aos incentivos, mantendo-se no RT apenas a referência à componente do incentivo nos respetivos artigos de proveitos permitidos de cada atividade. A REN fundamenta esta sugestão com o grau de complexidade dos incentivos que, para além da sua formulação e parametrização, obrigam à definição de regras claras para o cálculo dos respetivos indicadores, em matérias que extravasam o habitual conteúdo do RT.

Existem vários comentários no sentido de reforçar a promoção da transparência e da coordenação entre o operador de rede e o regulador, em matérias de supervisão dos temas associados a cada componente do IMDT.

3.5.1 COMPONENTE 1 DO IMDT – INCENTIVO À MANUTENÇÃO DA DISPONIBILIDADE DO EQUIPAMENTO DA RNT

RESUMO DA PROPOSTA

Manter a atual componente do incentivo e atualizar os parâmetros que servem de base ao método de cálculo do mesmo, a ocorrer somente em sede de definição de parâmetros.

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

O **CT** e a **REN** consideram positiva a manutenção da componente 1 do IMDT, visto que o indicador utilizado permite avaliar e fomentar decisões de investimento do ORT, orientadas, para a prevenção da degradação da disponibilidade dos elementos da RNT.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

A ERSE decidiu manter a proposta submetida a consulta pública, assegurando a continuidade da componente 1 do incentivo do IMDT, relativa ao incentivo à manutenção da disponibilidade do equipamento da RNT.

3.5.2 COMPONENTE 2 DO IMDT– INCENTIVO À MANUTENÇÃO DA QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA DA RNT

RESUMO DA PROPOSTA

Manter a atual componente do incentivo e atualizar os parâmetros que servem de base ao método de cálculo do mesmo, a ocorrer somente em sede de definição de parâmetros.

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

O CT e a REN consideram positiva a manutenção da componente 2 do IMDT, visto que o indicador utilizado permite avaliar e fomentar decisões de investimento do ORT, orientadas, para a manutenção dos níveis de continuidade de serviço.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

A ERSE decidiu manter a proposta submetida a consulta pública, assegurando a continuidade da componente 2 do incentivo do IMDT, relativa ao incentivo à manutenção da qualidade de serviço técnica da RNT.

3.5.3 COMPONENTE 3 DO IMDT– INCENTIVO À DISPONIBILIZAÇÃO DE CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO PARA FINS COMERCIAIS

RESUMO DA PROPOSTA

Rever a atual componente do incentivo associada à capacidade de interligação disponibilizada ao mercado, adotando dois novos indicadores: “valor médio horário da capacidade de interligação disponibilizada ao mercado diário no sentido importador” e “valor médio horário da capacidade de interligação disponibilizada ao mercado diário no sentido exportador”.

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

A REN sugere que os indicadores de capacidade de interligação sejam medidos com base na média móvel dos 3 anos anteriores (como acontece no caso dos indicadores TIE - Tempo de Interrupção equivalente, e

Tcd - Taxa Combinada de Disponibilidade) e não em base anual como proposto pela ERSE, de modo a limitar a volatilidade do resultado do IMDT de ano para ano.

A **REN** sugere ainda que, para efeitos do cálculo dos indicadores de capacidade de interligação, não sejam considerados os períodos quarto-horários com restrições fora do controlo da REN, designadamente (i) aquelas impostas pela rede espanhola (elemento limitador) ou impostas pelo operador do sistema espanhol, ou (ii) em situações em que tenha existido uma falha no processo de cálculo da capacidade de interligação (num total máximo de até 10% do total de períodos de programação quarto-horários, devendo esses não ser considerados), ou, ainda, (iii) quando a capacidade de interligação esteja a ser limitada pelo facto de não existir reserva a subir ou a baixar no sistema elétrico nacional.

O **CT** e a **REN** identificaram igualmente algumas incorreções nas fórmulas dos incentivos, tendo sugerido a **REN** as devidas correções.

A **Iberdrola Renewables** não concorda com a atribuição desta componente do incentivo à atividade de TEE no âmbito do ORT, considerando que seria mais relevante direcionar o incentivo para os critérios de operação da rede de transporte definidos pelo GGS, com base numa disponibilidade física exigente assegurada pela atividade de TEE. Sugerem ainda que seja incorporada “uma dimensão de transparência, incentivando o GGS a adotar práticas mais transparentes nos seus processos de decisão, nomeadamente através da organização de *webinars* explicativos sobre a sua interação com a CORESO, afirmando que a informação atualmente transmitida pela REN à CORESO apresenta dificuldades de rastreabilidade, o método de cálculo é complexo e os relatórios da ERSE são publicados com atraso.

A **Iberdrola Renewables** questiona também qual o tratamento do incentivo para o ano de 2025, atendendo, por um lado, ao incidente de 28 de abril e à interrupção da capacidade disponível no sentido importador, questionando a ERSE sobre se as reduções de capacidade serão consideradas como caso de força maior; e, por outro lado, ao aumento de capacidade decorrente da entrada em operação da linha Minho-Galiza, prevista entrar em exploração no final desse ano. A mesma entidade recomenda que os valores de referência para o incentivo, em cada sentido de trânsito, sejam definidos como o máximo entre o valor médio de 2024 e o objetivo europeu de 70%.

A **Iberdrola Renewables** propõe também que se introduza segmentação dos incentivos por faixas horárias e/ou sazonais, de forma a desincentivar reduções de capacidade com padrão sazonal ou intradiário. Propõe ainda que o incentivo seja assimétrico, por exemplo, através da adoção de um limiar com penalização mais

severa do que a bonificação, com uma sobreponderação do indicador no sentido importador, dado o seu impacto significativo nos preços suportados pelos consumidores portugueses.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

A ERSE ponderou os contributos recebidos, reconhecendo o mérito de algumas das propostas apresentadas durante a consulta pública, incluindo as incorreções nas fórmulas identificadas, corrigidas em conformidade.

Em particular, a ERSE concorda que no cálculo dos indicadores, sejam tidos em conta os valores calculados pela CORESO, a menos que seja o ORT português a limitar a capacidade, sendo nesse caso usado o valor fixado pela REN. Já no caso de o valor ser reduzido pelo ORT espanhol, será considerado o valor de capacidade nessa hora calculado pela CORESO, não prejudicando assim o indicador e o ORT Português. Sem prejuízo de concordar com a supervisão dos procedimentos associados à disponibilização de dados pelo ORT à CORESO e respetivo cálculo da capacidade de interligação, a ERSE considera que atualmente o ORT já tem obrigações de reporte sobre a matéria.

A ERSE considera ainda que, para fazer face a eventos de responsabilidade externa à REN, como em eventos da natureza do ocorrido a 28 de abril, e para efeitos do apuramento do indicador anual, o ORT possa propor à ERSE a exclusão de determinados períodos de programação, por motivos devidamente justificados e que se relacionem com perturbações significativas ao funcionamento do sistema.

A ERSE mantém a proposta de indicador de base anual e não baseado na média móvel de 3 anos, de forma a indexar de modo mais real possível o desvio ocorrido nesse ano face ao valor de referência (o qual resulta da média móvel da capacidade média horária ocorrida nos 3 anos anteriores). Deste modo, será através da atualização desse valor de referência, incorporando o novo valor anual, que, a cada ano, se aumentará ou diminuirá o grau de exigência associado ao incentivo. Já para os limites inferior e superior, propõe-se que os valores a aplicar sejam definidos em sede de cálculo de parâmetros na preparação do período regulatório 2026-2029, com base nos valores verificados nos 3 anos anteriores, tal como já acontece para o valor de referência.

A ERSE regista a proposta de sobreponderar o indicador no sentido importador, remetendo a decisão sobre o valor de cada ponderador para o documento de parâmetros, lembrando que os indicadores refletem os benefícios decorrentes para o SEN, quer para consumidores, quer para produtores.

O incentivo será simétrico, premiando o operador da RNT quando o indicador exceda o valor de referência, até um valor limite superior, e penalizando o ORT abaixo desse valor de referência, igualmente limitado inferiormente.

3.5.4 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

RESUMO DA PROPOSTA

Criar uma nova componente do incentivo IMDT, aplicável ao ORT no quadro do seu desempenho na atribuição de capacidade com restrições na ligação de produção ou de armazenamento autónomo, desagregado em duas vertentes: (i) uma primeira associada à atribuição de capacidade na RNT na modalidade com restrições pelo ORT; e (ii) uma segunda focada nas decisões do ORT em viabilizar a capacidade atribuída pelo ORD para ligações destas instalações à RND. A perspetiva desta segunda vertente é incentivar o ORT a coordenar-se com o ORD na viabilização da atribuição de capacidade com restrições na RND, sejam estas restrições impostas pela RNT e/ou pela própria RND.

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

A generalidade dos comentários é favorável à introdução desta nova componente do IMDT, com vista a incentivar a adoção de soluções que facilitem o acesso dos agentes produtores e de armazenamento às redes. Não obstante existe um conjunto de sugestões que a ERSE considera pertinentes e que têm impacto no modelo final desta componente do incentivo.

O CT considera existir pouca experiência e referências nesta matéria, embora reconhecendo que a criação de capacidade elegível para efeitos deste incentivo traduz-se sempre num benefício para o SEN. Nesse sentido, defende não ser adequado condicionar o incentivo do ORT ao cumprimento de um valor mínimo a definir pela ERSE.

O CT defende ainda que a valorização desta componente do IMDT deve ter por base o benefício anual gerado para o SEN com o diferimento daquele investimento que seria necessário concretizar para criar a capacidade firme adicional naquele ponto ou zona, e que pode, ainda que não em definitivo, ser substituída pela capacidade com restrições.

A **REN** concorda com a nova metodologia para o incentivo à atribuição de acesso com restrições, mas considera preferível que o indicador do incentivo seja a “disponibilização da capacidade” e não a sua contratação pelos agentes, por ser a disponibilização que está objetivamente no âmbito da ação do operador de rede.

A **REN** realça também a importância do modo como são contabilizadas as horas com restrição de capacidade, recomendando que sejam utilizados referenciais integradores do tipo “energia equivalente à potência” máxima.

A **REN** recomenda ainda que a avaliação dos volumes de capacidade não seja feita em MW, mas sim em MVA por ser esta a unidade associada aos limites térmicos dos elementos das redes que estão na base da avaliação e definição das capacidades.

Um **participante em nome individual** considera que não deve ser dado qualquer incentivo tarifário à modalidade de criação de capacidade de acesso com restrições nos moldes que a ERSE propõe, pois, essa capacidade deve ser desenvolvida como obrigação legal pelos operadores de rede como está plasmado na legislação em vigor.

O mesmo **participante em nome individual** considera, ainda, que aceitar a ligação de nova potência de geração na rede de distribuição ou na rede de transporte tem exatamente o mesmo efeito restritivo na rede de montante. Defende que não se deve priorizar a capacidade de receção numa das redes em detrimento da outra. Defende ser fundamental a boa cooperação entre o ORT e o ORD, permitindo otimizar os desenvolvimentos das redes com interferência mútua. Acrescenta ainda a importância de caracterizar a restrição em termos de volume de produção afetada e da sua probabilidade de ocorrência, incluindo, por exemplo, informação detalhada por época sazonal ou desagregação horária diurna e noturna.

A **Iberdrola Renewables** não é favorável à inclusão de uma componente que promova a atribuição de capacidade de rede na modalidade de acesso com restrições, para injeção por produtores ou para armazenamento. Defende a promoção dos investimentos em redes e a utilização eficiente das mesmas, sem incentivos baseados no volume de capacidade atribuída. Comentando o modelo proposto pela ERSE, a **Iberdrola Renewables** defende a maximização da capacidade disponibilizada, propondo por um lado que o limiar proposto pela ERSE para o número máximo de horas com restrições de 1500 horas não seja fixado no RT, e, por outro lado, seja prevista uma redução gradual, ano a ano desse limiar.

Outro respondente refere que a proposta de premiar a atribuição de nova capacidade com restrições poderá introduzir um efeito perverso, ao incentivar o ORT a favorecer a atribuição de capacidade com

restrições em detrimento de capacidade firme. Defende, por isso, não se criar estímulos desproporcionados para a fragmentação da capacidade que poderá ser firme, desagregando-a em parcelas de capacidade com restrições. Adicionalmente, considera que: (i) a remuneração deve ficar indexada à efetiva ligação à rede e não à atribuição da capacidade, prevenindo a criação de incentivos que não tenham um reflexo em projetos reais; e (ii) a regulação assegure o cumprimento rigoroso, por parte do operador de rede, das condições restritivas definidas no regime aplicável à ligação à rede na modalidade geral, tanto no que se refere à injeção de energia como ao consumo.

A **ELECPOR** e **outro respondente**, realçam a importância do carácter transitório da atribuição da capacidade com restrições até que seja concretizado o reforço de rede ou até que possa ser disponibilizada capacidade firme, defendendo que deve ser assegurado que a capacidade com restrições não será atribuída em alternativa ao investimento em reforço das redes. Neste sentido, este **outro respondente** propõe que seja fixado um número mínimo absoluto de horas com restrições, evitando que a capacidade atribuída com restrições se revele, na prática, equivalente à capacidade firme. Propõe, ainda, um prazo mínimo de duração para as restrições aplicáveis, salvaguardando o risco de atribuir capacidade com restrições que rapidamente se converte em capacidade firme por estarem investimentos em curso.

Adicionalmente, este **outro respondente** sugere adotar uma diferenciação em termos de perfil horário das restrições em função das diferentes tipologias de produção, refletindo a sua complementaridade e os objetivos de política energética. Sobre a parte da componente 4 relativa à cooperação entre os operadores rede, realça a importância dos mecanismos de monitorização dessa colaboração.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

A ERSE ponderou os contributos recebidos, reconhecendo o mérito de algumas das propostas apresentadas durante a consulta pública, incluindo as incorreções identificadas ao nível das fórmulas do articulado, e harmonizações em termos de unidades de potência, de MW para MVA, alteradas em conformidade.

Em particular, a ERSE considera relevante a preocupação de que o valor do incentivo se traduza em benefícios concretos para o SEN. Nesse sentido, aquando da definição da valorização unitária do incentivo, será tido em conta o benefício decorrente (i) do adiamento do investimento que seria necessário para que a capacidade atribuída com restrições tivesse natureza firme, sendo que esta, legalmente, tem apenas carácter temporário; e (ii) da ligação de um maior volume de nova produção renovável, designadamente reduzindo os custos do SEN em situações de limitação na capacidade de interligação comercial.

A ERSE reviu a sua proposta e não aplicará um limiar mínimo de atribuição de capacidade para aplicação do incentivo, sendo este ativado desde o primeiro MVA atribuído pelo operador de rede. Tal decisão permite realçar a importância e benefício de cada MVA que se venha a ligar à rede. Efetivamente, o objetivo do incentivo é que o ORT tome decisões que permitam a ligação de mais capacidade de produção renovável ou de instalações de armazenamento autónomo, através da otimização da utilização da atual RNT, incluindo a coordenação com o ORD, e conseqüentemente, a atribuição de capacidade de injeção, na modalidade com restrições.

Por outro lado, a ERSE mantém a “capacidade atribuída com restrições”, como o indicador relativo a esta componente 4 do IMDT, em detrimento da proposta de se usar a “capacidade disponibilizada”. Esta decisão é justificada pelo facto de o benefício para o SEN apenas se concretizar com a atribuição efetiva da capacidade (e subsequente ligação à rede) e não com a mera disponibilização. Com efeito, a maximização da atribuição da capacidade disponibilizada depende também das condições impostas pelo ORT nas restrições, sendo nessas decisões que esta componente do IMDT pretende atuar, inclusive em termos de coordenação com o ORD em matérias de atribuição de capacidade para ligações na RND.

Para efeitos da contabilização das horas com restrições, a ERSE adotará a sugestão de que seja utilizada a energia equivalente à potência máxima, diferenciando cada hora em função da potência máxima afetada pela restrição, sendo o número limite máximo anual de horas com restrições definido em sede de parâmetros para o Período Regulatório 2026-2029. Já sobre o limite máximo anual de horas, equivalentes, em que os operadores das redes podem determinar restrições, a ERSE concorda com os comentários recebidos durante a consulta pública, no sentido dos operadores de rede maximizarem a capacidade disponibilizada para acesso com restrições, decidindo por um lado não estabelecer em sede de RT o limite anual de horas, estabelecendo o mesmo em sede de documento de parâmetros para o período regulatório 2026-2029, e, por outro lado, permitindo diferenciar esse limite máximo anual de horas com restrições, com valores acima de 1500 horas no primeiro ano de aplicação do incentivo, 2026, e aplicando uma redução gradual até ao último ano do período regulatório.

Sobre a segmentação da capacidade atribuída por sazonalidade ou período horário, a ERSE considera que previamente à aplicação de tal segmentação, é importante adquirir mais conhecimento sobre a eficácia da capacidade que venha a ser atribuída e sobre as restrições que se venham efetivamente a concretizar.

Importa clarificar, ainda, que apenas é elegível para efeitos de aplicação desta componente do incentivo a atribuição de capacidade a novos promotores ou no reforço da capacidade atual, ou seja, é excluída a

atribuição de capacidade a promotores que já detenham essa capacidade de injeção firme. Exclui-se, também, a atribuição de capacidade ao abrigo de projetos piloto.

A ERSE sublinha que, em momento algum, se pretende com o incentivo à atribuição de capacidade, na modalidade com restrições, substituir a atribuição de capacidade firme de injeção, que deve ser por princípio aquela que deve ser atribuída resultando dos investimentos que vão sendo concretizados pelo ORT na RNT (incluindo na fronteira com a RND).

Finalmente, a ERSE considera que já estão incluídas nas suas competências de supervisão das atividades dos operadores da RNT e RND, as matérias de coordenação da operação das respetivas redes, assim como a disponibilização de informação à ERSE sobre as limitações e necessidades de rede estruturais que se venham a identificar como sendo motivadoras de restrições na atribuição de capacidade de injeção.

3.5.5 COMPONENTE 5 DO IMDT– INCENTIVO À ATRIBUIÇÃO DE CAPACIDADE DE ALIMENTAÇÃO DE CONSUMO PELA REDE, NA MODALIDADE DE ACESSO COM RESTRIÇÕES

RESUMO DA PROPOSTA

Criar uma nova componente do incentivo IMDT, no quadro do seu desempenho na atribuição de capacidade com restrições na ligação de novas instalações de consumo na RNT que estejam disponíveis para as aceitar, em linha com o racional seguido para a componente 4.

Assim, esta componente 5 também será desagregada em duas vertentes: (i) uma primeira associada à atribuição de capacidade da RNT na modalidade com restrições pelo ORT; e (ii) uma segunda focada nas decisões do ORT de viabilizar a capacidade atribuída pelo ORD para ligações de instalações de consumo à RND, na perspetiva de incentivar o ORT a coordenar-se com o ORD na viabilização da atribuição de capacidade com restrições, sejam estas impostas pela RNT e/ou pela RND.

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

Sem prejuízo dos comentários específicos que de seguida se resumem, aplicam-se à componente 5 do IMDT a generalidade dos comentários acima resumidos para a componente 4 e as respetivas posições da ERSE que foram apresentadas anteriormente.

Tal como no caso da componente 4, relativa à capacidade de injeção, também no que diz respeito à componente 5, sobre capacidade com restrições para alimentação de consumo, existe uma posição favorável da generalidade dos comentários recebidos. Neles se inclui o **CT** que considera positiva a proposta de incentivo à adoção de soluções de flexibilidade, nomeadamente que facilitem o acesso dos agentes de consumo não doméstico e consumos industriais que possam ser moduláveis ao longo do tempo.

Outro respondente sugere criar incentivos específicos que abranjam a atribuição, simultânea, de capacidade de injeção e de consumo (ainda que com restrições) para projetos de armazenamento, com uma majoração na capacidade atribuída a este tipo de projetos.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

A ERSE ponderou os contributos recebidos, reconhecendo o mérito de algumas das propostas apresentadas durante a consulta pública, sublinhando que para a maioria destes comentários, a ERSE já expressou a sua posição no ponto 3.5.4, relativo à componente 4, que assim são igualmente aplicáveis à componente 5.

Sobre o comentário de outro respondente de criação de um incentivo para atribuição conjunta de capacidade de injeção e de consumo para abastecimento de instalações de armazenamento, importa esclarecer que sendo estas instalações tratadas como instalações de produção, no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, este incentivo apenas se aplica à parcela da capacidade de alimentação de consumo (carregamento), no caso de não ter sido também atribuída a essa instalação capacidade de injeção com restrições. Caso contrário, apenas a capacidade de injeção com restrições é elegível para efeitos do incentivo.

Assim, mantém-se, no essencial, a proposta colocada a Consulta Pública, dirigida à atribuição de capacidade na modalidade de acesso com restrições, dirigida a instalações de consumo não doméstico. Também a esta componente relativa ao consumo, se aplicam as regras definidas sobre a quantificação das horas com restrições e limite máximo anual de horas com restrições, como descrito na componente 4.

A modulação e os parâmetros do incentivo do respetivo indicador de desempenho a usar para efeitos desta nova componente 5 do IMDT limite máximo anual de horas com restrições, serão definidos em sede de cálculo de parâmetros na preparação do período regulatório 2026-2029.

3.6 NOVO INCENTIVO DE MELHORIA DO DESEMPENHO TÉCNICO DA GGS

A proposta de revisão do Regulamento Tarifário inscreveu um novo incentivo, aplicável à atividade de gestão global do sistema, com três componentes: (i) promoção das ofertas nos mercados de serviços de sistema, (ii) melhoria das previsões da produção de fonte renovável; e (iii) promoção do uso de ferramentas inovadoras para aumentar a capacidade disponível das linhas da RNT.

3.6.1 COMPONENTE 1 DO IMDG – INCENTIVO À MAXIMIZAÇÃO DE OFERTAS EM SERVIÇOS DE SISTEMA

RESUMO DA PROPOSTA

O incentivo promove o aumento da participação nos mercados de serviços de sistema, com a entrada de novos agentes e tecnologias, incluindo a participação através de agregadores. Devido à incerteza associada ao indicador e ao impacto apenas indireto do gestor global do SEN (GGS) sobre os resultados, a ERSE propôs um incentivo assimétrico, sem efeitos penalizadores.

O incentivo incorpora a informação sobre a recente alteração do MPGGS, que passou a repercutir sobre as instalações de produção ou armazenamento em mercado, não-habilitadas e com potência acima de 10 MVA, os encargos com a banda de aFRR (atual banda de regulação secundária). A proposta escalonava as ofertas de mFRR através de fatores multiplicativos, que diferenciam as instalações.

Em concreto, a proposta previa a desconsideração de ofertas de mFRR por produtores do tipo C ou D¹² e a desvalorização, para metade, das ofertas de produtores do tipo B ou de consumidores habilitados, tipicamente participantes na banda específica de mFRR, ou ainda de instalações de armazenamento com obrigação de participação nos serviços de sistema. Caso as áreas de ofertas incluam unidades físicas não elegíveis, as respetivas ofertas não são consideradas no incentivo.

A ERSE convidava ainda os interessados a pronunciarem-se sobre a possibilidade de incluir ofertas de outros serviços de sistema no incentivo, para além do produto de energia de mFRR.

¹² Na classificação da Portaria n.º 73/2020, de 16 de março, e do Despacho da DGEG n.º 7/2018, de 24 de janeiro, as instalações de produção são tipificadas como tipo D (a partir de 45 MW ou ligadas na RNT), tipo C (a partir de 10 MW), tipo B (a partir de 1 MW) e tipo A (a partir de 800 W).

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

Os interessados que se pronunciaram sobre esta nova componente do incentivo ao desempenho do GGS mostraram acordo geral quanto ao incentivo para o crescimento destas ofertas (**Conselho Tarifário, APIGCEE, EDP, ELECPOR, Hyperion Renewables, Iberdrola Renewables e REN**). Contudo, enviaram várias propostas de reformulação.

O **CT** e a **REN** propõem a simplificação do incentivo, usando o indicador de potência habilitada, em vez das ofertas de mFRR. Acrescentam que a quantificação das ofertas, como proposto, seria demasiado complexa, porque as ofertas dos agentes são feitas por conjuntos de unidades físicas (áreas de ofertas), que incluem unidades físicas de diferentes tipos e ponderadores para o incentivo.

Sobre a elegibilidade de unidades físicas específicas, houve vários comentários. O **CT** e a **REN** referem que a potência habilitada na banda específica de mFRR não deve ser elegível para o incentivo. Pelo contrário, propõem que as centrais eólicas, solares e hídricas sejam elegíveis com um coeficiente não nulo, mesmo que do tipo C ou D (com exceção das centrais hídricas com potência instalada superior a 30 MW). A **Iberdrola Renewables** defende a não consideração de instalações de armazenamento obrigadas a participar nos serviços de sistema. A **APIGCEE** concorda que as ofertas de unidades físicas cobertas por outros incentivos específicos ou obrigações não devem ser consideradas. Vários comentários salientam a proposta de excluir ofertas provenientes de áreas de ofertas que incluam um produtor não elegível se torna demasiado restritiva.

Alguns comentários salientaram a prioridade da rápida implementação dos produtos de balanço normalizados, pelo GGS, e de novos serviços remunerados, como o controlo de tensão e o FCR (**ELECPOR, EDP, Iberdrola Renewables**).

Relativamente à inclusão de outros produtos de balanço no incentivo, além do mFRR, a **Iberdrola Renewables** comenta que não considera adequado incluir o produto de aFRR, pois está em curso a alteração para o produto normalizado, nem o produto RR que deverá terminar ainda em 2025. Dois outros contributos sugerem a inclusão da prestação de aFRR.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

A ERSE ponderou os contributos recebidos, reconhecendo que o processo de classificação de cada oferta de mFRR, de cada área de ofertas, seria, possivelmente, demasiado complexo face ao objetivo e ao peso

específico desta componente do IMDG. Assim, simplificou o incentivo para se aplicar ao indicador da potência habilitada. Com esta alteração, mantém-se o incentivo para o GGS dinamizar o processo de habilitação e de interação com os potenciais participantes no mercado de serviços de sistema, incluindo a implementação dos produtos normalizados de balanço.

A utilização do indicador de potência habilitada permite aplicar os critérios de elegibilidade por unidade física. Para manter o incentivo de aceleração da incorporação de novos recursos para a gestão do sistema, adotou-se em concreto o indicador da semi-soma da potência habilitada em 30 de junho e em 31 de dezembro de cada ano.

A ERSE reconheceu ainda que a prestação do serviço de aFRR tem uma relevância particular para a eficiência dos custos da gestão do sistema, por ser um serviço mais exigente e com menos prestadores habilitados. Assim, incluiu a potência habilitada para a prestação de aFRR. Neste particular, todos os centros produtores são elegíveis, pois o serviço apenas é de prestação obrigatória para os produtores habilitados e o incentivo de repercussão dos encargos com a banda de aFRR aplica-se apenas à habilitação para mFRR (acima de 10 MW).

Relativamente às exclusões, manteve-se a potência habilitada para mFRR, de produtores do tipo C ou D (acima de 10 MW), juntando também a potência habilitada de unidades físicas de consumo na parcela que corresponda à banda específica de mFRR contratada em média anual por unidade física. Exclui-se ainda a potência habilitada para mFRR por instalações de armazenamento com obrigação de participação nos serviços de sistema. Pelo contrário, fica totalmente elegível a potência habilitada por unidades físicas de produção ou armazenamento do tipo A ou B (até 10 MW).

Ainda sobre a potência elegível, no caso de instalações de produção hibridizadas com outras tecnologias ou com armazenamento, apenas deve ser considerada a potência habilitada máxima síncrona no ponto de ligação à RESP, evitando contabilizar potência habilitada que não pode ser entregue.

No caso de unidades físicas hídricas de bombagem ou de armazenamento, deve ser considerada cumulativamente a potência habilitada de consumo e de injeção na rede.

Atendendo aos diversos projetos-piloto que o MPGGS prevê que sejam lançados ou propostos pelo GGS, foi excluída a consideração da potência habilitada no âmbito de projetos-piloto, durante o primeiro ano de duração do projeto. Após esse período, ainda que a participação se faça num regime de projeto-piloto, considera-se que pode ter efeitos duradouros e efetivos na prestação do serviço.

Ainda na lógica de simplificação do incentivo, atribui-se a toda a potência elegível o mesmo peso, sem coeficientes.

Manteve-se a valorização do incremento do indicador, simplificando a comparação com o indicador do ano anterior. Quanto à valorização desse incremento do indicador de potência habilitada, adota-se uma lógica de partilha de benefícios., segundo critérios a definir na parametrização para o período regulatório 2026-2029.

O incentivo baseia-se no indicador de potência média habilitada para mFRR e aFRR, por unidades físicas elegíveis - $Phab_t$. O indicador é calculado anualmente, considerando a potência habilitada em 30 de junho e em 31 de dezembro de cada ano.

$$Phab_t = \left(\sum_u (Phab_u^{mFRR} + Phab_u^{aFRR}) \Big|_{30jun} + \sum_u (Phab_u^{mFRR} + Phab_u^{aFRR}) \Big|_{31dez} \right) / 2$$

Em que,

$Phab_t$, potência habilitada no ano t, para efeitos do incentivo

$Phab_u^{mFRR}$, potência habilitada de mFRR, por unidade física elegível u

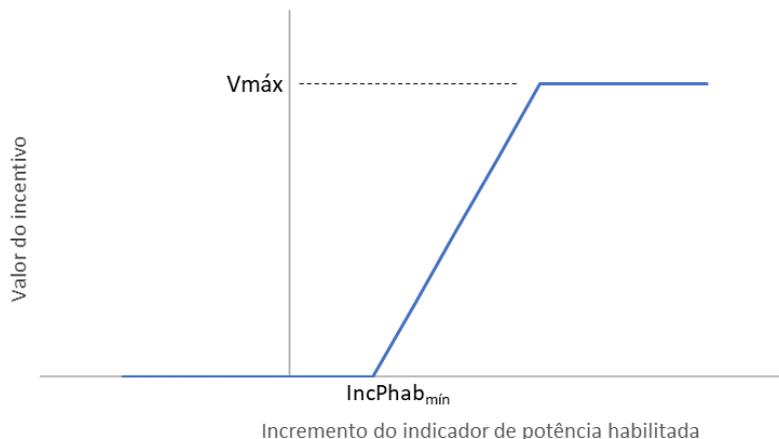
$Phab_u^{aFRR}$, potência habilitada de aFRR, por unidade física elegível u

Para um dado valor do indicador anual, o incentivo proposto varia entre 0 e um valor máximo, linearmente com o acréscimo de valor do indicador face ao ano anterior, a partir de um valor mínimo a definir.

$$IncPhab_{t-2} = Phab_{t-2} - Phab_{t-3}$$

Assim, a curva de valorização do incentivo, indicativa, deverá ser a seguinte:

Figura 3-1 - Incentivo à maximização das ofertas em serviços de sistema



3.6.2 COMPONENTE 2 DO IMDG – INCENTIVO À MELHORIA DAS PREVISÕES DE PRODUÇÃO RENOVÁVEL

RESUMO DA PROPOSTA

O incentivo proposto promove o desenvolvimento de ferramentas de previsão mais robustas, antecipando o comportamento dos produtores e os trânsitos da rede. Essas ferramentas incluem a informação de entrada, seja de previsões meteorológicas, seja das indisponibilidades dos produtores, seja também a interação com ferramentas de otimização do cálculo de capacidade das linhas em operação (DLR).

A componente 2 do incentivo à melhoria do desempenho da Gestão Global do Sistema, associada à melhoria das previsões da produção solar fotovoltaica e eólica, baseia-se no indicador anual do erro de previsão para o dia seguinte da produção a partir de energia solar fotovoltaica e eólica (*onshore* e *offshore*) - $\varepsilon_{ProdSolar e Eólica}^t$. O indicador é calculado anualmente, a partir das previsões de produção para cada período de programação do dia seguinte, considerando as tecnologias fotovoltaica e eólica. As previsões devem ser corrigidas pelas ativações em serviços de sistema e pelas eventuais instruções de despacho de limitação ou redução de produção em situações de *curtailment*.

O incentivo proposto é bilateral (prémio-penalidade) e inclui uma banda morta (tolerância de erro de previsão), na qual o incentivo é nulo.

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

O **CT** e a **REN** consideram adequada a existência de um incentivo para melhorar as previsões, embora sugiram melhorias no seu desenho.

O **CT** comenta que deve ser incluído o racional para a determinação do valor de referência para o erro de previsão, a vigorar em cada ano do período regulatório.

O **CT** e a **REN** referem que o modelo do incentivo tem limitações, pois considera que produção renovável depende apenas das previsões meteorológicas, apenas condicionadas pelas instruções de despacho enviadas diretamente pelo GGS (cujo efeito é neutralizado na proposta de incentivo).

O **CT** e a **REN** referem ainda que as previsões são mais difíceis nos momentos com excedente de produção renovável. Os preços nulos nos mercados ou outros fatores, como a hibridização com baterias, ou a participação nos serviços de sistema em portefólio de unidades físicas, interferem no comportamento esperado das centrais. Nessa medida, propõem a introdução de fatores de correção para os efeitos do peso crescente desta produção no mix final.

A **Iberdrola Renewables** sugere a separação do indicador de erro de previsão nas duas tecnologias dominantes – eólica e solar. Sugere também que deve ser promovida e valorizada a transparência na publicação destas previsões, bem como das ações de *curtailment*, de forma facilmente acessível e tratável pelos agentes de mercado.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

A ERSE reconhece que a previsão da produção de origem eólica e solar tende a ficar mais complexa, no contexto descrito nos comentários. A ocorrência de preços negativos no mercado grossista, a exposição aos custos dos desvios e a procura de novas fontes de valor através da participação nos mercados de serviços de sistema, incluindo com recurso à hibridização com outras tecnologias de produção ou com baterias, afastam o regime de funcionamento da mera disponibilidade do recurso natural (sol ou vento).

Não obstante, esse contexto não dispensa, antes reforça, a necessidade de o GGS fazer uma adequada previsão desta produção e incorporar esse resultado nas medidas de operação do SEN. O GGS notou que já está a dar passos nesse sentido, adicionando elementos ao modelo de previsão. Mas aponta que, apesar dessas evoluções, será normal observar uma degradação do erro de previsão efetivo, devido aos fenómenos descritos.

A ERSE manteve o desenho geral do mecanismo de incentivo, mas com afinações que vão ao encontro das preocupações manifestadas na consulta. Por um lado, considera-se que a banda de tolerância do erro de previsão deve ser influenciada por grandezas como o peso da geração solar e eólica no mix de produção ou pelo número de horas com preço negativo no mercado grossista. No mesmo sentido, clarifica-se que o referencial do erro de previsão, para efeitos do incentivo, deve ser atualizado de forma dinâmica ao longo do período de regulação, considerando os dois últimos anos (t-1 e t-2) e dando um peso mais importante ao erro verificado no ano anterior (a definir como parâmetro do período de regulação), de forma a refletir o resultado prático do passado recente na base de expectativa do erro de previsão.

A ERSE também incluiu no articulado a possibilidade de o GGS propor a exclusão de determinados períodos de programa do cálculo do erro de previsão, em função de verificação de condições de funcionamento perturbado do sistema. O apagão geral de 28 de abril de 2025 é um exemplo do que pode ser um evento elegível nesta disposição.

Relativamente ao ajustamento do erro para refletir instruções de despacho do GGS, a ERSE também reconhece que a emissão dessas instruções às áreas de ofertas que participam nos mercados de serviços de sistema pode dificultar a imputação direta aos desvios de produção eólica e solar. Apesar disso, a tendência de crescimento da potência instalada, sobretudo em produção solar fotovoltaica, faz aumentar a probabilidade de o GGS recorrer a redespachos de produção. Assim, a ERSE introduziu um fator adicional de correção: sempre que a instrução de despacho do GGS incluir um grupo de geradores não apenas de fonte eólica ou solar, a correção a introduzir à previsão do GGS deve corresponder ao rateio dessas fontes na repartição do programa das respetivas unidades físicas.

O incentivo de melhoria da previsão da produção de origem eólica ou solar para o dia seguinte baseia-se no seguinte indicador:

$$\varepsilon_{ProdSolar\ e\ Eólica}^t = \frac{\sum_q |PRen_q^{Prev} - Ajust_q - PRen_q^{Real}|}{\sum_q PRen_q^{Real}}$$

Em que,

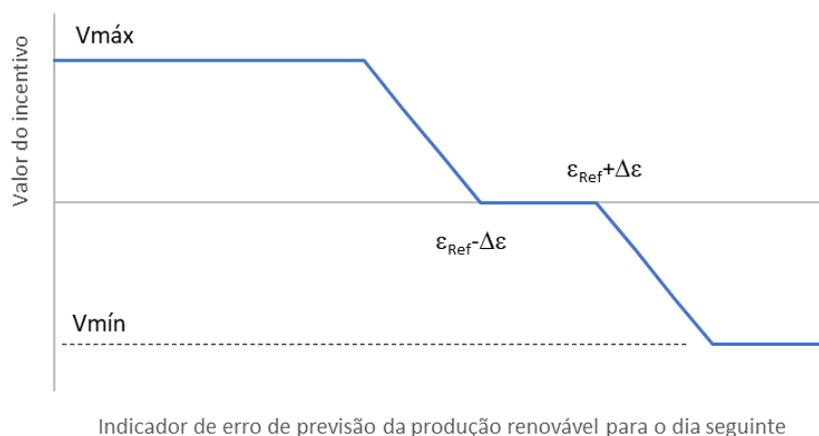
$PRen_q^{Prev}$, previsão da energia da produção renovável (solar e eólica) para cada período de programação q

$Ajust_q$, ajustamento da previsão da produção renovável por ativações dos serviços de sistema, para equilíbrio ou resolução de restrições técnicas, ou por limitações e instruções de despacho para redução da injeção na rede, por período de programação q

$PRen_q^{Real}$, energia da produção renovável (solar e eólica) verificada para cada período de programação q

Para um dado valor do indicador anual, o incentivo proposto varia entre um mínimo (penalidade) e um máximo (prémio), consoante o indicador de erro seja melhor ou pior do que o valor de referência. Propõe-se a existência de uma banda morta (tolerância de erro) do incentivo, na qual o incentivo é nulo. Assim, a curva de valorização do incentivo, indicativa, deverá ser a seguinte:

Figura 3-2 - Incentivo à maximização das ofertas em serviços de sistema



O valor de referência anual define-se como um valor ponderado dos dois anos anteriores, com maior peso para o ano imediatamente anterior. A banda de tolerância deve refletir os efeitos aleatórios do erro de previsão.

3.6.3 COMPONENTE 3 DO IMDG – INCENTIVO À UTILIZAÇÃO DE DLR POR PARTE DA GGS

RESUMO DA PROPOSTA

A capacidade disponibilizada pela RESP no horizonte de operação próximo do tempo real pode, em determinadas condições de exploração, ser superior à capacidade calculada ex-ante, usando regimes típicos de exploração. A solução do *Dynamic Line Rating* (DLR) permite um maior aproveitamento da

capacidade efetivamente disponibilizada pelas linhas elétricas, tendo potencial para permitir adiar e/ou reduzir investimentos para incremento de capacidade nos troços de linha mais congestionados. A ERSE propôs uma componente no novo incentivo de melhoria do desempenho técnico da GGS, dirigida à utilização de DLR.

O incentivo proposto ponderava o desempenho do GGS nos indicadores C3 (rácio entre o comprimento de linhas com DLR e o comprimento total das linhas da RNT) e C4 (rácio entre o somatório dos valores da capacidade DLR e o somatório dos valores médios da capacidade estática das linhas em causa), já estabelecidos no Manual de Procedimentos do Modelo para Reporte dos Indicadores de Desempenho das Redes Inteligentes de Energia Elétrica.

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

A **EDP** reconheceu que o DLR pode aumentar a capacidade disponibilizada das linhas face ao cenário convencional, mas advertiu a necessidade de ter em conta o impacto nas perdas elétricas e de salvaguardar os critérios de segurança N-1. A **EDP** refere que a utilização de DLR em troços de linhas já congestionados aconselha maiores cuidados com os fatores de risco mencionados. No entanto, defende que o DLR pode permitir reduzir as restrições técnicas na operação de curto prazo, com efeitos positivos nos custos do sistema.

A **Iberdrola Renewables** também defende que o DLR deve ser utilizado com prioridade na minimização das restrições técnicas e na maximização da capacidade de interligação.

A **EDP** e a **ELECPOR** referem que a otimização da utilização das capacidades instaladas não deve prejudicar o investimento estrutural de reforço da capacidade de transporte.

A **REN**, a **E-REDES**, a **EDP** e o **CT** consideram que o incentivo não deve ter um valor mínimo ou objetivo, nem ter associada uma penalidade, mas antes traduzir uma partilha de benefícios obtidos para o SEN. A **REN** e a **E-REDES** referem que esse benefício está associado ao adiamento de investimento. A **E-REDES** comenta que não existe ainda experiência relevante para definir um objetivo para incorporação desta ferramenta.

A **Iberdrola Renewables** questiona sobre a forma de evitar uma eventual duplicação do incentivo com a componente relativa à melhoria das previsões de produção de fonte renovável. Identifica também uma potencial sobreposição deste incentivo com o incentivo à oferta de acesso com restrições.

Um interessado refere a necessidade de clarificar o que pode ser considerado DLR, bem como de definir indicadores da capacidade adicional obtida com o DLR, do número de horas de congestionamento evitado e dos ganhos de flexibilidade.

A **Iberdrola Renewables** questiona também a atividade mais adequada para enquadrar o incentivo – a atividade de TEE ou de GGS.

A **EDP**, a **E-REDES** e o **CT** consideram que o incentivo deveria aplicar-se também ao operador da RND.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

Tendo em conta os vários contributos, a ERSE decidiu reavaliar a sua proposta.

Os comentários valorizaram, de forma geral, a utilização de ferramentas de DLR para aumentar a capacidade da rede disponibilizada próximo do tempo real. Mas os comentários também identificaram a necessidade de concretizar melhor o desenho das ferramentas enquadráveis como DLR, de definir os indicadores de resultado desta ferramenta e até o âmbito do próprio incentivo (extensível ao ORD).

Assim, a ERSE decidiu eliminar o incentivo à utilização de DLR, substituindo-o por projetos-piloto com o mesmo fim. O articulado do Regulamento Tarifário passou a prever a possibilidade do GGS e do ORD da RND apresentarem propostas de projetos-piloto relativas à utilização de instrumentos de gestão dinâmica para aumentar a capacidade das redes, face à utilização de parâmetros estáticos de capacidade máxima das linhas.

Considera-se que este instrumento regulatório é mais flexível para acomodar a discussão sobre o tipo de ferramenta de DLR e o âmbito da sua utilização, bem como os benefícios potenciais da sua utilização. Considera-se ainda que a monitorização dos resultados do DLR carece de uma avaliação mais profunda, uma vez que as capacidades térmicas das linhas e outros limites operacionais não são publicadas exhaustivamente.

O horizonte proposto para estes projetos-piloto coincide com o período de regulação, sujeito a aprovação pela ERSE das propostas a entregar pelo GGS e pelo operador da RND. As propostas dos operadores devem incluir indicadores de resultado da utilização da gestão dinâmica, concretizando os parâmetros de capacidade obtidos e o respetivo contra factual, e de cálculo dos benefícios e custos a considerar.

A ERSE convida assim o GGS e o operador da RND a apresentarem propostas fundamentadas de projetos-piloto para a utilização de DLR durante o período de regulação 2026-2029, a aprovar pela ERSE, assumindo a partilha de benefícios obtidos. As propostas devem ter em conta os requisitos gerais dos projetos-piloto estabelecidos no artigo específico do Regulamento Tarifário.

3.7 INTRODUÇÃO DO INCENTIVO À MELHORIA DO DESEMPENHO TÉCNICO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

RESUMO DA PROPOSTA

Agregar num único novo incentivo os atuais incentivos individuais em vigor aplicáveis ao operador da RND, designadamente: (i) o incentivo à redução de perdas elétricas nas redes de distribuição, (ii) o incentivo à melhoria da qualidade de serviço e (iii) o incentivo à inovação e novos serviços (redes inteligentes).

Adicionar duas novas componentes ao incentivo à melhoria do desempenho técnico das redes de distribuição (IMDD), relativas à disponibilização de capacidade de injeção na RND e à disponibilização de capacidade para alimentação de consumos a partir da RND, ambos na modalidade de acesso com restrições.

3.7.1 COMPONENTE 1 DO IMDD, RELATIVA AO INCENTIVO À REDUÇÃO DE PERDAS

RESUMO DA PROPOSTA

A proposta regulamentar da ERSE manteve o desenho geral do incentivo, incluindo a componente associada à redução das perdas calculadas com base no balanço de energia e uma componente relacionada com o combate à apropriação indevida de energia (AIE), através da partilha da faturação recuperada.

A proposta da ERSE reconheceu que a avaliação das perdas para efeito do incentivo deve ter em conta efeitos externos ao operador, nomeadamente uma potencial alteração estrutural do consumo por nível de tensão, por efeito da transição energética e da eletrificação de consumos, e a ocorrência de trânsitos excedentários de energia, da rede de distribuição para a rede de transporte.

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

Incentivo à redução de perdas – redução das perdas

O CT e a E-REDES defendem que as perdas dependem de fatores não controláveis pelo ORD num período regulatório, pelo que deve eliminar-se esta parcela do incentivo. Em alternativa, propõem que o incentivo mitigue os efeitos destes fatores. A proposta de correção das perdas de referência pelo peso do consumo em BT foi bem recebida pelo CT e pela E-REDES.

Estes contributos sugerem ainda que as perdas de referência devem ser calibradas para a média histórica e não incorporar uma tendência decrescente arbitrária.

Incentivo à redução de perdas – partilha de faturação recuperada com AIE

O CT e a E-REDES alegam que a atuação contínua no combate à AIE tem como consequência que a duração média das situações de AIE detetadas tende a reduzir. Esta redução do período temporal da AIE traduz-se numa redução da faturação recuperada, embora o custo de deteção tenha a tendência inversa. Assim, ambos os contributos propõem que o mecanismo de partilha considere não apenas a faturação recuperada efetivamente, mas também o benefício da perda evitada de faturação, por deteção mais rápida das situações de AIE.

Eliminação da componente 3 do Incentivo à redução de perdas – energia recuperada em AIE

Os comentários recebidos [CT e E-REDES] pronunciaram-se a favor da eliminação da anterior componente 3 do incentivo, que incidia sobre a energia recuperada em AIE.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

Incentivo à redução de perdas – redução das perdas

A ERSE realça que a proposta já incorpora elementos de correção de fatores exógenos com impacto na taxa de perdas. Em concreto, propõe-se corrigir a taxa de perdas de referência em função de alterações à estrutura de consumo por nível de tensão (entre BT e não BT). Nota-se ainda que o cálculo da taxa de perdas a partir do balanço de energia considera a energia entrada na rede. Esta formulação resulta na inclusão (nas entradas) de energia de circulação entre a rede de distribuição e a rede de transporte, o que acomoda o efeito deste excesso de produção distribuída sobre as perdas.

A ERSE manteve assim a sua proposta regulamentar, notando que os comentários relativos à definição dos parâmetros do mecanismo serão considerados nessa instância.

Incentivo à redução de perdas – partilha de faturação recuperada em AIE

Os contributos mencionam que a relação custo-benefício das ações de combate à AIE tende a deteriorar-se à medida que a deteção de situações de AIE se torna mais eficaz, na medida em que o custo de deteção é fixo ou crescente, mas o benefício da faturação recuperada tende a reduzir-se devido ao encurtamento do período de duração de AIE detetada.

A ERSE reconhece ainda que a deteção de AIE impacta positivamente não apenas na recuperação de faturação associada, mas também na interrupção dessa perda de receita do SEN. Assim, importa manter o incentivo ao operador para melhorar a eficácia deste processo.

Para acomodar o efeito referido pelos comentários, a ERSE alterou o articulado prevendo a possibilidade de estratificar o parâmetro da partilha da faturação recuperada em AIE, em função da duração de cada situação de AIE. Deste modo, a parametrização do incentivo deve incrementar a percentagem da partilha com o operador quando a AIE detetada tem uma duração inferior a 12 meses, para compensar o custo fixo de deteção.

Incentivo à redução de perdas – energia recuperada em AIE

A ERSE manteve a sua proposta de eliminação desta parcela do incentivo, suportada pelos comentários favoráveis na consulta.

3.7.2 COMPONENTE 2 DO IMDD, RELATIVA AO INCENTIVO À MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

3.7.2.1 INCENTIVO À MELHORIA DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO

RESUMO DA PROPOSTA

Manter o atual incentivo à melhoria da continuidade de serviço aplicado ao operador da RND.

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

O CT e a E-REDES consideram que os parâmetros definidos para as componentes 1 e 2 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço devem permitir manter o ORD na zona ativa do incentivo.

A E-REDES refere ainda que a revisão dos critérios de classificação de eventos excepcionais é compreensível, mas agrava os indicadores gerais de continuidade de serviço.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

Após a análise dos comentários, a ERSE decidiu manter em vigor o atual incentivo à melhoria da continuidade de serviço (componente 2 do IMDD). No âmbito da revisão dos regulamentos da ERSE, prevista para 2026, será ponderada a elevação da exigência associada aos critérios de classificação de incidentes como eventos excepcionais, incluindo a eventual revisão das metas da componente 2 do IMDD, o que poderá implicar um ajustamento dos níveis de referência dos respetivos parâmetros.

Até à conclusão da revisão do Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS), os parâmetros da componente 2 do IMDD a aplicar para o período 2026-2029 serão definidos com base no desempenho histórico recente do operador da RND, mantendo-se os pressupostos atualmente em vigor. Esta abordagem visa preservar o carácter exigente do incentivo, assegurando que os objetivos fixados continuam alinhados com o potencial técnico de melhoria identificado.

3.7.2.2 ESTUDO SOBRE EVENTOS DE TENSÃO NA REDE DE BT

RESUMO DA PROPOSTA

Realizar um estudo a cargo do operador da RND em Portugal continental, no prazo de um ano após a entrada em vigor do RT, que inclua a recolha de indicadores que permitam avaliar os problemas relacionados com os eventos de tensão (subtensões e sobretensões), nomeadamente os casos em que os valores de tensão se encontram fora dos limites regulamentares, de forma a determinar a viabilidade de um novo incentivo.

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

Relativamente ao estudo sobre eventos de tensão na rede de BT, a E-REDES reconhece a importância deste estudo para uma melhor caracterização e para a promoção de uma melhoria sustentada da qualidade de energia elétrica ao nível da BT.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

A ERSE manteve a proposta de solicitar ao operador da RND em Portugal continental (E-REDES) a realização de um estudo sobre eventos de tensão na rede BT, nos termos descritos no documento justificativo da presente consulta pública.

3.7.3 COMPONENTE 4 DO IMDD, RELATIVA AO INCENTIVO À ATRIBUIÇÃO DE CAPACIDADE DE INJEÇÃO NA REDE NA MODALIDADE DE ACESSO COM RESTRIÇÕES PARA INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO OU DE ARMAZENAMENTO AUTÓNOMO

RESUMO DA PROPOSTA

Criar uma componente do novo IMDD aplicado ao operador da RND, com o objetivo de incentivar o operador da RND a atribuir capacidade de injeção na RND, na modalidade de acesso com restrições, mas limitando o número máximo anual de horas em que podem ser impostas restrições a essa capacidade, quer pelo ORD, quer pelo ORT.

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

A generalidade dos comentários é favorável à introdução desta nova componente do IMDD, com vista a incentivar a adoção de soluções que facilitem o acesso dos agentes produtores e de armazenamento às redes. Não obstante, existe um conjunto de sugestões que a ERSE considera pertinentes e que tem impacto no modelo final desta componente do incentivo.

O CT considera existir pouca experiência e referências nesta matéria, embora reconhecendo que a criação de capacidade elegível para efeitos deste incentivo traduz-se sempre num benefício para o SEN. Nesse sentido, defende não ser adequado condicionar o incentivo do ORD ao cumprimento de um valor mínimo a definir pela ERSE.

Tal como expresso para o IMDT, o CT defende ainda que a valorização desta componente do IMDD deve ter por base o benefício anual gerado para o SEN com o diferimento daquele investimento que seria necessário concretizar para criar a capacidade firme adicional naquele ponto ou zona, e que pode, ainda que não em definitivo, ser substituída pela capacidade com restrições.

A **E-REDES** acrescenta que, para além da atual dependência do ORD, a atribuição de capacidade com restrições ocorre mediante aceitação do cliente, e nos termos acordados com este. Considerando que o ORD não tem controlo sobre o nível de adesão dos clientes/produtores, e não existindo experiência/base sólida para arbitrar um volume ideal/expectável de ligações a realizar no período regulatório que se inicia, defende que o valor incremental criado com uma ligação é independente do volume global. Sugere ainda que o incentivo seja formulado num modelo similar ao da componente 2 de combate à AIE, assentando na partilha com o ORD do valor criado para o SEN por cada MVA atribuído com restrições, em comparação com a alternativa de reforço da rede para criação de capacidade firme. Esta posição é igualmente defendida pela **EDP**.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

Tal como já referido no caso do IMDT, em que também existe uma componente associada à atribuição de capacidade de injeção com restrições, a ERSE considera relevante a preocupação expressa na consulta pública de que o valor do incentivo se traduza em benefícios concretos para o SEN. Nesse sentido, aquando da definição da valorização unitária do mesmo, será tido em conta o benefício decorrente (i) do adiamento do investimento que seria necessário para que a capacidade atribuída com restrições tivesse natureza firme, sendo que esta, legalmente, tem apenas carácter temporário; e (ii) da ligação de um maior volume de nova produção renovável, designadamente reduzindo os custos do SEN em situações de limitação na capacidade de interligação comercial.

Sem prejuízo do já referido no ponto 3.5.4, aplicável ao IMDT, é importante voltar a lembrar que apenas é elegível para efeitos de aplicação desta componente do incentivo a atribuição de capacidade a novos promotores ou o reforço da capacidade atual, ou seja, é excluída a atribuição de capacidade a promotores que já detenham essa capacidade como firme. Importa igualmente deixar claro que em momento algum se pretende com este incentivo à atribuição de capacidade, na modalidade com restrições, substituir a atribuição de capacidade firme de injeção, que deve ser por princípio aquela a atribuir em resultado dos investimentos que vão sendo concretizados pelo ORD na RND (incluindo investimentos que resultem de estudos conjuntos com o ORD).

Importa ainda reforçar que, à semelhança do definido para o IMDT, também em sede do IMDD, e para efeitos da contabilização das horas com restrições, a ERSE adotará a sugestão de que seja utilizada a energia equivalente à potência máxima, diferenciando cada hora em função da potência máxima afetada pela

restrição, sendo o número limite máximo anual de horas com restrições definido em sede de parâmetros para o Período Regulatório 2026-2029.

Já sobre o limite máximo anual de horas, equivalentes, em que os operadores das redes podem determinar restrições, a ERSE concorda com os comentários recebidos durante a consulta pública, no sentido dos operadores de rede maximizarem a capacidade disponibilizada para acesso com restrições, decidindo por um lado não estabelecer em sede de RT o limite anual de horas, estabelecendo o mesmo em sede de documento de parâmetros para o período regulatório 2026-2029, e, por outro lado, permitindo diferenciar esse limite máximo anual de horas com restrições, com valores acima de 1500 horas no primeiro ano de aplicação do incentivo, 2026, e aplicando uma redução gradual até ao último ano do período regulatório.

É ainda importante deixar claro que, para efeitos de aplicação do incentivo, se exclui a capacidade de injeção, com restrições, atribuída ao abrigo de projetos piloto.

3.7.4 COMPONENTE 5 DO IMDD, RELATIVA AO INCENTIVO À ATRIBUIÇÃO DE CAPACIDADE PARA ALIMENTAÇÃO DE CONSUMO NA RND, NA MODALIDADE DE ACESSO COM RESTRIÇÕES

RESUMO DA PROPOSTA

Criar uma componente do novo IMDD aplicado ao operador da RND, com o objetivo de incentivar o ORD a atribuir capacidade para alimentação de consumo não doméstico, ligado às redes de distribuição, na modalidade de acesso com restrições, mas limitando o número máximo de horas anuais em que podem ser impostas restrições a essa capacidade quer pelo ORD, quer pelo ORT.

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

A generalidade dos comentários dirigidos ao IMDD, no que diz respeito ao acesso na modalidade com restrições abordou de forma conjunta as componentes relativas à atribuição de capacidade de injeção na RND e capacidade de alimentação de consumos ligados à RND, sendo, no global, favoráveis a ambas. De um modo geral, aplicam-se a esta componente C5, os comentários e a posição da ERSE atrás referida na componente C4, mantendo-se inalterada a proposta submetida pela ERSE a Consulta pública.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

Sobre o comentário de outro respondente de criação de um incentivo para atribuição conjunta de capacidade de injeção e de consumo para abastecimento de instalações de armazenamento, importa esclarecer que sendo estas instalações tratadas como instalações de produção, no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, este incentivo apenas se aplica à parcela da capacidade de alimentação de consumo (carregamento), no caso de não ter sido também atribuída capacidade de injeção com restrições. Caso contrário, apenas a capacidade de injeção, com restrições, será elegível para efeitos do incentivo.

Assim, mantém-se, no essencial, a proposta colocada a Consulta Pública, dirigida à atribuição de capacidade na modalidade de acesso com restrições, dirigida a instalações de consumo não doméstico. Também a esta componente relativa ao consumo, se aplicam as regras definidas sobre a quantificação das horas com restrições e limite máximo anual de horas com restrições, como descrito na componente 4.

É, contudo, importante clarificar que, para efeitos de aplicação do incentivo, se exclui a capacidade de injeção, com restrições, atribuída ao abrigo de projetos piloto.

A modulação e os parâmetros do incentivo do respetivo indicador de desempenho a usar para efeitos desta nova componente 5 do IMDD serão definidos em sede de cálculo de parâmetros na preparação do período regulatório 2026-2029.

3.8 ATIVIDADES REGULADAS A DESENVOLVER PELO OMIP

RESUMO DA PROPOSTA

Definir as atividades reguladas do OMIP S.A. e respetivos proveitos permitidos no RT, assim como estabelecer os fluxos financeiros entre as atividades do OMIP S.A. e outras atividades reguladas, decorrentes da legislação e regulamentação em vigor. Em concreto, a proposta é que sejam consideradas no RT as seguintes atividades do OMIP S.A.: (i) a gestão integrada de garantias (GIG) no âmbito do SEN; e (ii) o registo e contratação bilateral de energia elétrica (RCBE). Adicionalmente, propõe-se alterar o RT para prever os fluxos financeiros entre o SEN e o OMIP S.A., associados à liquidação (financeira) dos contratos por diferenças resultantes dos leilões para atribuição de capacidade de ligação à rede a produtores fotovoltaicos.

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

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. Considera, ainda, que esta medida promove um enquadramento regulatório mais robusto, transparente e eficiente.

Em sentido contrário ao CT, o **outro respondente** defende que a proposta de alteração do RT não cria um novo enquadramento legal e regulamentar, uma vez que este já existe desde o início da atividade do GIG, através das diversas diretivas que regulamentaram a sua atuação. No mesmo sentido, reforça que por decisão da ERSE, a atividade do GIG foi concebida para ser executada de forma completamente integrada entre o SEN e o SNG, pelo que é contraditória a separação entre setores da regulação aplicável a esta atividade formulada na proposta de revisão apresentada para o RT do setor elétrico.

Caso a proposta de revisão do RT do setor elétrico avance, este **outro respondente** considera que implicará a revisão futura do RT do setor do gás, referindo complexidades adicionais para a regulação do GIG, uma vez que o SEN e o SNG apresentam calendários e parâmetros regulatórios distintos.

Nesta situação, considera que o fundo de maneiço deve integrar a base de ativos remunerados, dado o baixo valor de ativos fixos e o facto de o CAPEX da atividade de GIG tender para zero, sob pena de se comprometer o seu equilíbrio económico-financeiro. Adicionalmente, sugere a introdução de uma margem sobre os custos operacionais (3% a 7%).

Relativamente à atividade de liquidação dos contratos abrangidos pelo modelo de prémio variável por diferenças, o **outro respondente** considera que não é linear o argumento constante do documento justificativo da CP134, segundo o qual “esta atividade tem enquadramento legal pelo n.º 3 do artigo 170.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, e, conseqüentemente, nos termos do n.º 5 do mesmo artigo, não têm encargos para os consumidores.” Neste sentido, refere que a ERSE deverá estabelecer por via regulamentar a recuperação dos custos eficientes inerentes à atividade de liquidação de CfD (LCFD).

No que concerne à atividade de RCBE, o **outro respondente** considera que a regulação aplicável deveria manter-se autonomizada, através de um instrumento normativo dotado de maior flexibilidade, capaz de refletir a natureza transitória desta atividade prevista na lei, que no seu entender se perde ao prever a atividade no RT, podendo gerar ineficiências de custos.

A **Iberdrola Renewables** refere que não considera adequado atribuir o mesmo estatuto ao OMIP S.A. que ao ORT e ORD, tendo em conta que desempenha um papel específico e que pode ser atribuído por designação legal a outra entidade. Assim, sugere que as explicitações destas atividades no RT sejam definidas de forma mais precisa e limitada ao respetivo âmbito funcional e financeiro.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

Como referido no documento justificativo da proposta de alteração do RT do SE, a explicitação no RT das atividades atribuídas ao OMIP, S.A., sujeitas a regulação económica da ERSE, tem como objetivo reforçar a transparência, a eficiência e o conhecimento dos respetivos custos efetivos.

A sua inclusão permitirá assegurar o equilíbrio económico-financeiro, quando geridas de forma eficiente, sem agravar os custos para os consumidores finais, como previsto no artigo 173.º do Decreto-Lei n.º 15/2020. Acresce que constitui uma oportunidade para estabelecer procedimentos regulatórios mais claros, mitigando o risco de assimetria de informação que o regulador enfrenta numa fase inicial destas atividades. Neste sentido, a definição de metodologias regulatórias estáveis e transparentes, conhecidas por todos os agentes de mercado, é essencial para a prossecução eficaz dos objetivos da regulação económica.

Importa salientar que, nos seus comentários, o Conselho Tarifário manifesta total concordância com a proposta efetuada, reforçando que a mesma promove um enquadramento regulatório mais robusto, transparente e eficiente das atividades reguladas do OMIP S.A. .

Assim, a ERSE mantém as propostas de alteração do RT levadas a consulta pública, com alterações pontuais na atividade de RCBE para permitir uma maior coerência com as decisões tomadas no âmbito da Consulta Pública n.º 133, relativa ao Manual de Procedimentos da atividade de registo e contratação bilateral de energia elétrica (MP PPA) ¹³.

Atividade de GIG

A ERSE considera que a argumentação invocada pelo outro respondente quanto à introdução da atividade de GIG no RT se revela contraditória e subentende uma dicotomia entre o RT (peça regulamentar onde

¹³ Disponível no portal da ERSE em "[Consulta Pública n.º 133 - Manual de Procedimentos da atividade de registo e contratação bilateral de energia elétrica](#)"

está disposta a regulação económica) e a Diretiva n.º 15/2024 (peça regulamentar destinada essencialmente a aspetos de natureza operacional). Reforça-se que a integração no RT permite clarificar diversos aspetos que não estão objetivamente previstos no artigo 19.º da Diretiva n.º 15/2024, nomeadamente: a metodologia de determinação dos custos eficientes, a periodicidade e detalhe de reporte e análise de informação e o enquadramento contabilístico para as contas reguladas. Por outro lado, garante o tratamento regulatório equitativo do OMIP S.A. relativamente a outros operadores com atividades sujeitas à regulação económica da ERSE, o que permitirá que as decisões regulatórias futuras sobre a atividade regulada de GIG seja assente em regras transparentes e conhecidas por todos os agentes, ao invés de se suportar em avaliações casuísticas. Neste sentido, os proveitos desta atividade passarão a ser calculados no processo de fixação tarifária, ficando sujeitos a parecer do Conselho Tarifário na fase de proposta, que decorre até 15 de outubro, assim como a publicação em conjunto com as tarifas e preços, a 15 de dezembro de cada ano.

Quanto à imputação de custos entre o SEN e o SNG, a ERSE não antevê qualquer dificuldade que possa resultar de calendários e parâmetros diferentes e clarifica que não constitui novidade no âmbito da regulação que exerce. Com efeito, atualmente já existem outros operadores com atividades do SEN e SNG integradas, nomeadamente o OLMCA, sendo possível a aplicação de chaves de repartição teóricas para a alocação entre setores. Refira-se, ainda, que a Diretiva n.º 15/2024 já prevê a imputação dos custos eficientes do GIG a cada setor na proporção das responsabilidades dos agentes desses setores, que poderá ser uma possível chave de alocação entre setores. Esta alteração do RT do SEN implica, necessariamente, uma adaptação futura do RT do gás.

A possibilidade de introdução de mecanismos adicionais no cálculo de proveitos da atividade de GIG, designadamente a remuneração do fundo de maneo e uma margem operacional sobre o OPEX foi devidamente ponderada pela ERSE, tendo em conta a sua relevância para a sustentabilidade económico-financeira da atividade. Com efeito, a redução rápida do CAPEX, motivada pela base de ativos com tempos de amortização reduzidos, é um argumento forte para que seja introduzida uma cobertura dos custos financeiros associados ao fundo de maneo, através da sua remuneração a uma taxa de reposição das necessidades de fundo de maneo aplicada às atividades do SEN, para assegurar a sustentabilidade financeira da atividade de GIG, desde que gerida de forma eficiente¹⁴. Já no que respeita à margem operacional sobre o OPEX, a ERSE entende que esta não deve ser integrada na metodologia proposta. Tal

¹⁴ Refere-se ao fundo de maneo exclusivamente afeto à atividade de GIG.

opção não se enquadra nas práticas regulatórias habitualmente adotadas pela ERSE. A adoção desta medida poderia originar ineficiências relevantes, por incentivar o aumento do OPEX que aumentaria a remuneração da atividade por via da margem, em contradição com o princípio da eficiência económica.

Atividade de liquidação de Cfd (LCFD)

No que respeita à liquidação (financeira) dos contratos abrangidos pelo modelo de prémio variável por diferenças (por simplificação, Cfd¹⁵), o Decreto-Lei n.º 15/2022, nos n.ºs 3 e 5 do seu artigo 170.º, estabelece claramente que o gestor de garantias pode desempenhar outras funções em procedimentos concorrenciais, remuneradas pelas respetivas peças procedimentais e sem encargos para os consumidores. Assim, tal como descrito no documento justificativo da consulta pública, não existe fundamento legal para sujeitar esta atividade à regulação económica da ERSE, nem para a repercussão dos correspondentes encargos sobre os consumidores. Contudo, não se coloca em causa o eventual direito do OMIP S.A. ao ressarcimento de encargos com o funcionamento da atividade de LCFD. No entanto, este deverá ser assegurado pelos mecanismos previstos nos procedimentos concorrenciais, nomeadamente nos contratos de liquidação dos prémios variáveis por diferenças a celebrar com os produtores, alheios à esfera regulatória da ERSE.

A proposta da ERSE relativamente a esta atividade não regulada e aos fluxos financeiros com outras atividades reguladas mantém-se na versão final do RT, ou seja, o diferencial de custos, positivo ou negativo, resultante da liquidação dos contratos em modelo Cfd será recuperado através na parcela inserida na UGS II do ORT (ver artigo 115.º).

Atividade de RCBE

A ERSE considera que a integração da regulação económica da atividade de RCBE no RT não implica um aumento dos custos, nem resulta numa maior rigidez regulatória. Tenha-se presente que a própria Portaria n.º 367/2024/1, no n.º 1 do artigo 6.º, remete a regulação económica da atividade de RCBE para os princípios estabelecidos no RT, entendendo-se que este é o diploma basilar para exercer essa regulação. Contudo, também se entende que a concentração dos elementos que definem a sua regulação económica da atividade de RCBE em regulamentar complementar autónoma pode ser vantajosa, especialmente

¹⁵ *Contract for difference* – de acordo com o Regulamento (EU) 2024/1747 define-se como um contrato entre o operador de uma instalação de produção de energia e uma contraparte, geralmente uma entidade pública, que prevê simultaneamente uma proteção da remuneração mínima e um limite da remuneração excessiva;

considerando tratar-se de uma atividade em fase inicial e ainda marcada por incertezas, bem como pelo carácter transitório da regulação desta atividade previsto na legislação (período de instalação). Acresce que esta atividade assenta em princípios de autossuficiência económica e no princípio do utilizador-pagador, através da aplicação de preços aos utilizadores da plataforma. Salienta-se que os fluxos financeiros entre a atividade de RCBE e a GGS terão um carácter supletivo e de neutralidade até ao fim do período de instalação de 5 anos, como previsto na Portaria n.º 367/2024/1, de 31 de dezembro.

Ainda que concentrados em regulamentação complementar autónoma, a metodologia regulatória e os requisitos de informação indispensáveis à sua aplicação devem estar descritos de forma clara e detalhada. Tal abordagem permite garantir o escrutínio dos custos, assegurar o equilíbrio económico-financeiro da atividade e preservar os princípios de transparência e eficiência que orientam a regulação.

Deste modo, é mantido no RT a descrição da atividade de RCBE e as disposições necessárias para assegurar a recuperação supletiva dos custos através da tarifa de uso global do sistema, remetendo os detalhes da formulação dos proveitos permitidos para regulamentação complementar, neste caso o MP PPA, aprovado recentemente na Consulta Pública n.º 133 ¹⁶. Por uma questão de consistência passa também incluir os requisitos de informação.

Pelo facto de no período de instalação existirem montantes referentes a esta atividade que podem ser recuperados pelas tarifas, os proveitos da atividade de RCBE poderão ser supletivamente integrados no processo de fixação tarifária, ficando sujeitos a parecer do Conselho Tarifário nesse âmbito, à semelhança do que acontecerá com a atividade de GIG.

Finalmente, atento ao comentário recebido e com o objetivo de uniformizar e clarificar a designação da entidade responsável pelas atividades reguladas do OMIP S.A., e em conformidade com a legislação em vigor, foi adotada a seguinte redação: “entidade regulada do universo empresarial do gestor do mercado a prazo”.

Face do exposto, a ERSE considera-se que estas decisões asseguram maior transparência, coerência e equidade no tratamento das atividades reguladas do OMIP S.A., promovendo a eficiência e a sustentabilidade económico-financeira das mesmas, sem comprometer a proteção dos consumidores, que em última instância suportam os custos destas atividades.

¹⁶ Para mais detalhes, ver documentos de [encerramento da Consulta Pública n.º 133](#).

3.9 REPERCUSSÃO CONDICIONAL DE AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE ATIVIDADES COM VOLATILIDADE DE PROVEITOS

RESUMO DA PROPOSTA

Introduzir a possibilidade de a repercussão de ajustamentos provisórios (ano t-1) nas atividades com volatilidade de proveitos, que recuperam custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral (CIEG) ou custos de energia, ser condicionada por objetivos de estabilidade tarifária, possibilitando a retenção do lado das empresas de ajustamentos de t-1 a devolver ao sistema, quando os mesmos ainda não são definitivos. A proposta incide nas atividades de:

- Gestão Global do Sistema (GGS) do operador da rede de transporte (ORT), na parcela de CIEG, designada R_{Pol};
- Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte (CVAT) do operador da rede de distribuição (ORD), na parcela das Medidas de Contenção Tarifária (MCT);
- Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção com Remuneração Garantida (CVEE PRG) do agregador de último recurso (AUR);
- Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes (CVEE FC) do comercializador de último recurso (CUR).

O ajustamento definitivo, em t-2, assegurará a devolução integral do montante apurado com valores reais, com reposição da neutralidade financeira prevista regulamentarmente e deduzindo o ajustamento provisório efetivamente repercutido em t-1.

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

Em geral, os comentários recebidos (**CT**, **EDP**, **Galp**, **SU Eletricidade** e **APIGCEE**) reconhecem o objetivo principal do mecanismo, de atenuar a volatilidade tarifária no curto prazo, embora salientem a necessidade de definir os critérios para a sua atuação (**CT** e **APIGCEE**) e que a sua aplicação seja ponderada e justificada caso a caso (**Galp** e **SU Eletricidade**).

O **CT**, apesar de reconhecer o objetivo de mitigar a volatilidade tarifária da medida proposta pela ERSE, considerou que os critérios para definir o nível de adiamento dos ajustamentos provisórios não estão claramente definidos. Adicionalmente, alertou para o impacto negativo que a não devolução imediata pode

ter sobre os consumidores, especialmente em contextos de aumento dos custos de energia em mercado, onde o efeito amortecedor da devolução imediata destes ajustamentos pode ser importante para alguns consumidores. Defende, ainda, que quaisquer adiamentos devem ser bem ponderados para garantir o equilíbrio entre estabilidade tarifária e proteção dos clientes.

A **SU Eletricidade** revê-se no objetivo de estabilidade tarifária subjacente ao mecanismo proposto pela ERSE, no entanto, considera essencial que haja uma análise cuidadosa e casuística dos impactos tarifários aquando da sua atuação.

A **EDP** reconhece o mérito da proposta e considera que contribui para a mitigação da volatilidade das tarifas no curto prazo e evita a eventual criação de novos défices tarifários. Considera que, ao evitar a devolução total dos ajustamentos, se promove uma evolução tarifária mais estável nos anos seguintes, reduzindo a necessidade de criação de défice tarifário adicional e o impacto financeiro que este acarreta sobre o sistema.

A **GALP** concorda com a criação do mecanismo, por ajudar a suavizar oscilações das tarifas de acesso em sentidos opostos e promover a previsibilidade tarifária, quando se antecipe que os impactos associados aos ajustamentos provisórios podem ser compensados por desvios em sentido contrário no ano seguinte. No entanto, considera que deve haver uma harmonização com o setor do gás e defende que o mecanismo deveria ser aplicado a todas as atividades reguladas e também a casos com valores a recuperar pelas empresas. Considera, ainda, inadequada a criação de dívida tarifária, que deve acontecer apenas em situações excecionais e quando for necessária a transferência da recuperação de proveitos por vários anos, como alternativa ao diferimento dos ajustamentos provisórios.

A **APIGCEE** critica a proposta por falta de clareza sobre os critérios e valores a aplicar em cada fase dos ajustamentos (provisório e definitivo). Além disso, alerta que adiar a devolução dos excedentes elimina o efeito imediato de alívio nos custos totais da eletricidade a suportar pelos consumidores, especialmente importante em períodos de aumento do preço da energia. Deste modo, a **APIGCEE** defende a manutenção do modelo atual de repercussão imediata dos ajustamentos provisórios.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

A ERSE mantém a proposta levada a consulta pública de criar a possibilidade da repercussão condicional de ajustamentos provisórios (ano t-1) nas atividades de GGS do ORT, CVAT do ORD, CVEE PRG do AUR,

CVEE FC do CUR, possibilitando a retenção, parcial ou total, do lado das empresas de montantes de t-1 a devolver ao sistema.

De forma geral, a ativação do mecanismo deverá ser casuística, orientada para assegurar a estabilidade das tarifas e devidamente justificada. A ausência deste mecanismo poderá tornar mais provável uma nova ocorrência de tarifas de Acesso às Redes negativas em caso de ajustamentos significativos, como aconteceu em 2022 e 2023, resultando em sinais de preço que promovam uma utilização da rede ineficiente.

A ativação deste mecanismo torna-se mais provável quando ocorrem, de forma cumulativa, eventos que resultem em volumes significativos de ajustamentos a devolver pelas empresas. Estes eventos incluem: (i) tendências de subida do preço grossista de eletricidade que provoquem descidas dos CIEG (embora possa afetar a tarifa de energia em sentido oposto); ou (ii) situações em que as outras componentes de proveitos (por exemplo, a existência de volumes significativos de medidas de contenção tarifária de caráter permanente previstas na legislação¹⁷) têm um contributo para a redução do proveito unitário total. Assim, existem contextos tarifários com ajustamentos provisórios que são benéficos para o sistema, mas o seu adiamento integral poderá não corresponder à melhor opção para garantir estabilidade das tarifas, motivo pelo qual neste mecanismo é possível um adiamento parcial se tal for benéfico para a evolução tarifária que se perspetive. Importa sublinhar que, ao nível dos riscos, existe a possibilidade de as condições que determinam a ativação do mecanismo ocorrerem em anos consecutivos, o que poderá limitar a eficácia desta proposta de alteração regulamentar. Adicionalmente, a eficácia da ativação do mecanismo será avaliada *a posteriori* e apoiará decisões futuras de ativação em contextos semelhantes.

A apresentação de critérios para a ativação do mecanismo e para a quantificação dos montantes a reter, em linha com os comentários efetuados pelo CT e pela APICGEE, afigura-se complexa e pode limitar a eficácia do mecanismo para atingir os objetivos de estabilidade tarifária. Contudo, a ERSE reconhece a importância de assegurar a transparência nas suas decisões e a previsibilidade regulatória, tendo optado por introduzir no RT os princípios que orientam a ativação e atuação do mecanismo:

- **proporcionalidade**, que se traduz na adequação dos montantes a reter em função do grau de certeza da evolução dos ajustamentos no futuro e dos efeitos tarifários associados à retenção do ajustamento. Este critério qualitativo também tem como objetivo fazer uma repartição

¹⁷ Nomeadamente, as que podem ter maior volatilidade, como sejam as transferências para o SEN (Sistema Elétrico Nacional) de receitas provenientes dos leilões de licenças de emissão de CO₂ ou as receitas do agregador de último recurso com a venda de garantias de origem.

equilibrada, na retenção dos ajustamentos, entre as diferentes atividades e empresas reguladas, pretendendo-se, deste modo, evitar concentrá-la apenas num agente do setor.

- **equilíbrio entre a estabilidade tarifária e a proteção dos consumidores**, procurando, por um lado, prosseguir o objetivo central do mecanismo de estabilidade na evolução das tarifas, mas, por outro lado, proteger os consumidores de variações elevadas provocadas pela não realização dos ajustamentos provisórios no seu devido tempo, tendo presente os impactos da aplicação do mecanismo causados nos vários segmentos de clientes.
- **neutralidade financeira**, uma vez que, apesar da ativação do mecanismo influenciar o fluxo de caixa das empresas reguladas, permitindo-lhes ter acesso, temporariamente, a maior liquidez, em termos financeiros o mecanismo repõe a neutralidade financeira prevista regulamentarmente, para a empresa e para os consumidores, uma vez que os montantes referentes aos ajustamentos provisórios retidos e a sua devolução nos ajustamentos definitivos são sujeitos à aplicação dos juros previstos regulamentarmente ¹⁸.

Em síntese, estes (três) princípios visam assegurar que o mecanismo de repercussão condicional dos ajustamentos provisórios será aplicado de forma equilibrada, garantindo estabilidade tarifária, proteção dos consumidores e sustentabilidade financeira das empresas reguladas. Os princípios acima expostos foram incluídos nas respetivas atividades que contemplam a possibilidade de repercussão condicional.

Para a presente decisão, importa, ainda, retomar as principais motivações para a proposta de repercussão condicional dos ajustamentos provisórios. Em primeiro lugar, foi uma forma possível de responder às recomendações em pareceres do CT, para que a ERSE ponderasse não repercutir a totalidade de montantes a devolver ao sistema de forma imediata nas tarifas, com o objetivo de recorrer a esses montantes, posteriormente, em situações de variações tarifárias desfavoráveis. Em segundo lugar, não existe na legislação, de forma explícita, a possibilidade de transferência intertemporal de proveitos associados aos CIEG quando estes tenham sinal negativo. Tal impediu uma resposta eficaz à recomendação do CT, que poderia ser alcançada com uma atuação simétrica da transferência intertemporal de proveitos, que inclusivamente beneficiaria por ter horizontes temporais (até 5 anos) e taxas de juro idênticas às usadas na criação de dívida tarifária.

¹⁸ Calculados considerando a Euribor a 12 meses e acrescentando um *spread*, o qual tem em consideração as *yields* de curto prazo dos grupos empresariais e o contexto financeiro destas empresas.

Assim, a ERSE considera que a existência na legislação de um mecanismo de transferência intertemporal de proveitos associados aos CIEG (criação de dívida tarifária)¹⁹, que permite várias maturidades (2 a 5 anos) para atingir o objetivo de estabilidade tarifária em caso de acréscimos tarifários significativos, desaconselha a introdução de um mecanismo regulamentar com o mesmo propósito. Ou seja, este mecanismo de repercussão condicional não deverá atuar de forma simétrica²⁰, tendo sido criado especificamente para dar resposta à recomendação do CT, ainda que com as limitações de ser aplicável apenas a montantes referentes a ajustamentos provisórios a devolver pelas empresas e do horizonte temporal ser de apenas dois anos.

Deste modo, a ERSE entende que a aplicação simétrica da repercussão condicional resultaria na coexistência de dois mecanismos com finalidade semelhante, o que aumentaria a complexidade do processo decisório, sem existirem vantagens significativas face ao atual mecanismo de transferência intertemporal de proveitos associados aos CIEG.

Quanto ao argumento de que a repercussão imediata dos ajustamentos provisórios é relevante em períodos de aumento do preço da energia, para proteção dos vários segmentos de consumidores, importa ter presente três considerações. Primeiro, a existência de ajustamentos provisórios favoráveis ao sistema, decorrentes dos preços de energia no ano $t-1$, não implica necessariamente que os custos de energia estimados para o processo tarifário que esteja em curso, relativamente ao ano t , sejam igualmente elevados. Segundo, se as previsões apontarem para custos de energia elevados no ano t , e face à relação inversa que alguns dos CIEG têm com esta variável, essas previsões irão por si diminuir os custos a incluir na tarifa de Acesso às Redes, atenuando desta forma o impacto nos custos de energia elétrica dos vários segmentos de consumidores. Terceiro, na eventualidade de se observarem, no decorrer do ano, preços de energia mais elevados do que os previstos, o enquadramento regulatório vigente permite desencadear um processo de fixação excecional de tarifas, permitindo ajustar as previsões e assim implementar um efeito atenuador nas tarifas de Acesso às Redes.

¹⁹ Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, no n.º 8 do artigo 208.º.

²⁰ Uma transferência intertemporal de proveitos com maturidade de 2 anos, corresponde a recuperar os proveitos do ano t nos anos t e $t+1$, ou seja, um efeito similar ao que produziria a retenção pelo sistema de ajustamentos a devolver às empresas.

3.10 APLICAÇÃO DE METODOLOGIAS DO TIPO *REVENUE CAP* AOS CUSTOS TOTAIS DAS ATIVIDADES DE OPERAÇÃO DAS REDES ELÉTRICAS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

RESUMO DA PROPOSTA

Adotar uma metodologia de regulação por incentivos do tipo *revenue cap* aplicada aos custos totais (TOTEX²¹) na atividade de Distribuição de Energia Elétrica (DEE) das Regiões Autónomas dos Açores (RAA) e da Madeira (RAM), à semelhança do que já é efetuado na regulação das atividades de redes no Continente, em particular na DEE. Em complemento, será aplicado a esta atividade um mecanismo de partilha de ganhos e perdas entre a empresa e os consumidores.

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

O **CT** refere que a aplicação de um TOTEX na atividade de distribuição das Regiões Autónomas deverá ser bem ponderada e prever uma evolução dos proveitos permitidos, com objetivos alcançáveis pelas empresas e tendo em conta as especificidades daquelas Regiões. Neste contexto, e ainda tendo em conta o mecanismo de partilha associado a esta metodologia, o **CT** realça a importância de ocorrer uma ampla e prévia discussão sobre a introdução de uma metodologia deste tipo e sobre a sua parametrização, a qual deve ocorrer de forma progressiva. Apesar dos comentários formulados, o **CT** evidencia que as características particulares das Regiões Autónomas não obstam à aplicação da metodologia de regulação por incentivos aplicada ao TOTEX e permitem que as vantagens enunciadas para o modelo se concretizem, apesar do risco prospetivado na mudança de metodologia. Refere, no entanto, que a análise completa só pode ser feita com a proposta de parâmetros.

A **EDA** e a **EEM** não se opõem à aplicação de uma metodologia TOTEX, mas consideram que uma metodologia deste tipo terá de ser adaptada às especificidades das Regiões Autónomas, designadamente, na definição das bases de custos e metas de eficiência que devem ter presente os efeitos da insularidade nos ganhos de eficiência que é possível atingir. Ao nível do CAPEX registam a intenção da ERSE de não aplicar metas de eficiência à base de ativos no período anterior à vigência do modelo TOTEX, isto é, até 2025. O **CT** e a **EEM** entendem que o mecanismo de partilha deverá ter como objetivo a partilha de ganhos e perdas de eficiência na gestão dos custos controláveis e não a correção de erros de calibração ou de

²¹ Total Expenditures (Operational Expenditures + Capital Expenditures).

desvios associados à incerteza dos investimentos. Em linha com o **CT**, ambas as empresas das RA referem que só após o conhecimento dos parâmetros e do custo de capital aplicável poderão formular uma opinião.

Aliado a estes aspetos, o **CT**, a **EDA** e a **EEM** demonstram ainda preocupação sobre o risco que pode existir na aplicação de uma metodologia do tipo *revenue cap* aplicada aos custos totais num contexto de transição energética e de incerteza na previsão de investimentos futuros. A **EDA** realça a necessidade de investimentos elevados no horizonte do próximo período de regulação, na modernização e digitalização das redes, assim como para a garantia de segurança de abastecimento. Por outro lado, os comentários recebidos apontam para a inexistência de alternativas evidentes e robustas ao investimento convencional, nomeadamente, baseadas em soluções de flexibilidade. O **CT** e a **EEM** sugerem mesmo que a ERSE deveria proceder a uma avaliação de tais alternativas nas Regiões Autónomas. Adicionalmente, a **EEM** sugere que se aguarde pela estabilização da aplicação da metodologia de TOTEX nas atividades de redes do Continente antes da sua extensão às RA, dado existirem algumas propostas de melhoria dessa metodologia nesta consulta pública.

Outro aspeto referido pela **EDA** e pela **EEM** é o facto dos planos de investimentos das Regiões Autónomas (PDIRTD) não incluírem os ativos em BT, pelo que a avaliação das bases de ativos deverá ser feita de forma global e não apenas com base no PDIRTD. Relativamente ao processo de aprovação dos PDIRTD, o **CT** salienta que embora consolidados em termos legislativos e regulamentares, são processos extensos e com inúmeros intervenientes, podendo condicionar a execução atempada dos investimentos e gerar incerteza sobre a sua repercussão tarifária.

Numa perspetiva da monitorização da metodologia de regulação proposta, o **CT**, a **EDA** e a **EEM** solicitam a clarificação da forma de apuramento da rentabilidade operacional regulatória utilizada no âmbito do mecanismo de partilha de ganhos e perdas associado ao TOTEX.

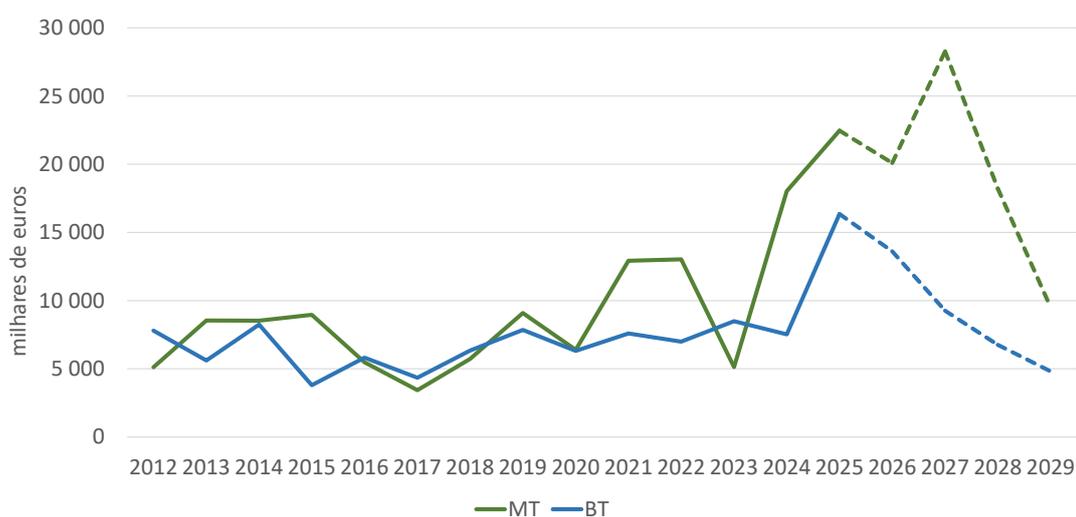
A **SRTMI-RAA** reconhece as vantagens da aplicação de uma metodologia do tipo *revenue cap* aplicada aos custos totais e destaca a importância das metodologias regulatórias transmitirem sinais de estabilidade para que os operadores possam definir a sua atuação com o risco controlado. Contudo, refere a necessidade de acompanhar em permanência os resultados da implementação da nova metodologia por incentivos aplicada à atividade de distribuição e dos riscos que dela podem advir, nomeadamente associados a uma potencial degradação da qualidade de serviço ou a impactos para a sustentabilidade financeira da EDA.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

A ponderação dos comentários recebidos e a receção de informação atualizada após o lançamento da consulta pública, levou a ERSE a rever a proposta apresentada de implementação de uma metodologia de regulação por incentivos do tipo *revenue cap* aplicada ao TOTEX na atividade de DEE da RAA e da RAM.

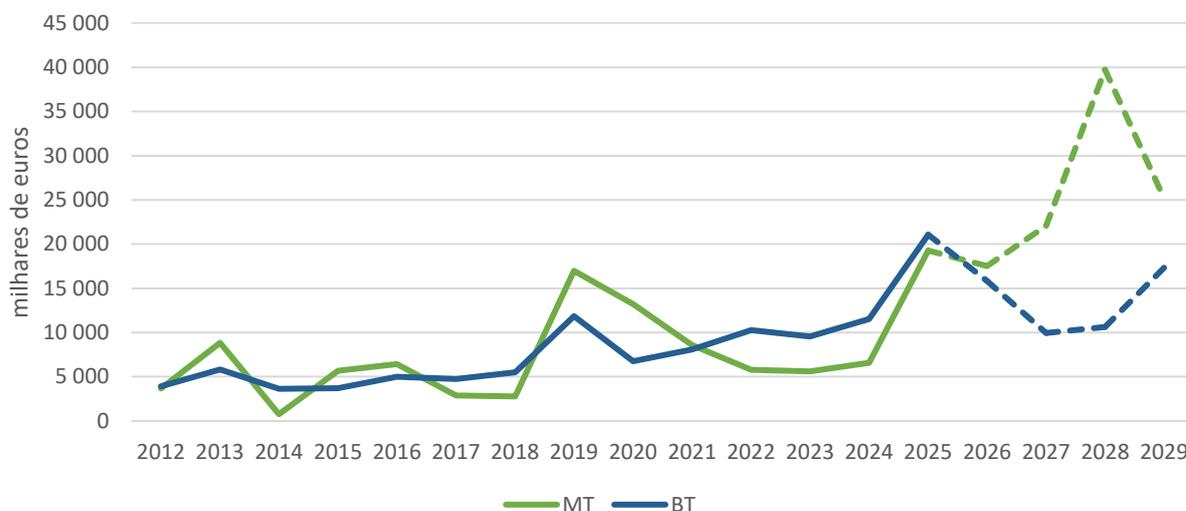
Esta decisão é justificada em grande parte pela evolução do nível de investimento das empresas entre 2026 e 2029, cujas previsões só foram conhecidas pela ERSE após o lançamento da Consulta Pública n.º 134. Essas previsões (contas reguladas para o exercício tarifário de 2026 e PDIRTD) apontam para um forte aumento dos investimentos. Este grande nível de investimento previsto para todo o período de regulação marca uma disrupção face ao verificado no passado, tal como apresentado nas figuras seguintes.

Figura 3-3 – Evolução do imobilizado entrado em exploração na EDA e previsão até 2029



Fonte: Contas reguladas reais e previsionais da EDA

Figura 3-4 – Evolução do imobilizado entrado em exploração EEM e previsão até 2029



Fonte: Contas reguladas reais e previsionais da EEM

Esta transformação do contexto requer uma avaliação ponderada, pelos seus efeitos económicos, nomeadamente por introduzir incerteza e instabilidade no médio e longo prazo, tanto na evolução das bases de ativos, como nos custos de exploração ²² subjacentes ao TOTEX.

Em particular, importa realizar a análise detalhada das previsões de investimento, fundamentais para a implementação do TOTEX, assim como potenciais alternativas com recurso à flexibilidade. Esta análise é dificilmente exequível em tempo útil até à publicação do novo RT e da definição de parâmetros para o período de regulação que se inicia em 2026.

Estas circunstâncias tornam desaconselhável a introdução de uma metodologia por incentivos aplicada ao TOTEX nas Regiões Autónomas já no próximo período de regulação.

No que respeita à avaliação de alternativas ao investimento convencional através de soluções de flexibilidade, caberá às empresas fazer esse trabalho, dado o conhecimento que têm do setor elétrico nas Regiões Autónomas, nomeadamente no âmbito da preparação dos PDIRTD e com o objetivo de otimizar as necessidades de investimento em nova capacidade. Atualmente, estão em curso no Continente projetos piloto de flexibilidade que foram lançados pela E-REDES, dos quais a EDA e EEM poderão também beneficiar. Em concreto, está disponível informação sobre os casos práticos em que o recurso à flexibilidade

²² Novos equipamentos, como seja aumentos significativos da capacidade e extensão das redes, geram diferentes necessidades de exploração e manutenção.

tem maior valor, a forma como os pilotos foram desenhados, assim como os primeiros resultados da sua implementação. À ERSE caberá a avaliação de projetos-piloto similares aos acima referidos que venham a ser realizados nas Regiões Autónomas, no quadro regulamentar existente²³. Em paralelo, e sempre que necessário, serão feitas as interações com as empresas com o objetivo de obter informação mais detalhada sobre as alternativas que as Regiões Autónomas estão a desenvolver em substituição dos investimentos convencionais.

Por outro lado, o estágio em que se encontra a implementação de contadores inteligentes, principalmente no caso da EDA, também é impactante nas vantagens que podem ser colhidas com uma metodologia de regulação por incentivos aplicada ao TOTEX. Neste aspeto em particular, o adiamento da implementação para um período de regulação posterior dará às empresas o tempo necessário para se adaptarem a essa nova realidade, que lhes trará informação adicional para a exploração e planeamento das redes, e que terá impacto na eficiência do OPEX, mas também na avaliação das necessidades de investimento e de potenciais alternativas.

Não obstante a decisão de não implementação da metodologia TOTEX, no quadro do exercício tarifário para 2026 e na avaliação dos PDIRTD das Regiões Autónomas, a ERSE irá realizar a análise da informação mais atualizada sobre os investimentos e aferir a necessidade efetiva dos mesmos face às justificações apresentadas.

3.11 AJUSTAMENTO PROVISÓRIO NAS ATIVIDADES DE AGS DAS REGIÕES AUTÓNOMAS

RESUMO DA PROPOSTA

Implementar ao nível da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (AGS) das Regiões Autónomas (RA) a possibilidade de se efetuar o ajustamento aos proveitos estimados para o ano t-1. Este ajustamento permite antecipar a correção aos proveitos permitidos dessa atividade, uma vez que esses ajustamentos se revestem de grande volatilidade.

²³ A alteração regulamentar subsequente à publicação do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, procurou clarificar os procedimentos regulamentares necessários ao desenvolvimento de projetos-piloto (vide artigo 227.º do RT).

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

O CT, a EDA, a EEM e a SRTMI-RAA concordam com a introdução de um ajustamento de t-1 para a totalidade dos proveitos da atividade de AGS das RA, uma vez que permite antecipar desvios aos proveitos permitidos, que nesta atividade podem ser significativos. O CT e a EEM referem ainda que esta medida terá consequências positivas no equilíbrio económico financeiro das empresas e contribuirá para uma maior estabilidade tarifária.

São ainda mencionadas pelo CT, EDA e EEM algumas inconsistências na fórmula de cálculo incluída no RT, que operacionaliza a proposta.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

A ERSE mantém a proposta de alteração do ajustamento provisório para englobar a totalidade dos proveitos da atividade de AGS das RA, corrigindo na versão final do RT as fórmulas de cálculo, em linha com o sugerido nos comentários recebidos.

3.12 MECANISMO REGULATÓRIO DE GARANTIA DE EQUILÍBRIO ECONÓMICO E FINANCEIRO DA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DO CUR

RESUMO DA PROPOSTA

Reposição da remuneração das necessidades de fundo de maneo da atividade de comercialização do Comercializador de Último Recurso (CUR) de forma a assegurar a sustentabilidade económica e financeira desta atividade. O principal objetivo é evitar que o CUR enfrente dificuldades financeiras que possam comprometer o serviço prestado aos consumidores, especialmente em contextos onde a incerteza relativa aos prazos de aplicação das tarifas transitórias de venda a clientes finais ou outras condições de mercado possam afetar diretamente os seus custos operacionais.

Além disso, a aplicação deste mecanismo permite uma harmonização com o RT do setor do gás, uma vez que já se aplica uma metodologia semelhante no cálculo dos proveitos da função de comercialização dos CUR do setor do gás.

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

Sobre esta proposta, foram recebidos comentários do **CT**, da **EDP** e da **SU Eletricidade**.

O **CT** regista a preocupação da ERSE em garantir o equilíbrio económico e financeiro da atividade de comercialização do CUR. No entanto, recomenda que se integre, igualmente, as necessidades de fundo de maneo relacionadas com as atividades de Compra e Venda de Energia para Fornecimento dos Clientes (CVEE-FC) e de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição (CVARTD), inerentes à atividade de comercialização, por razões de consistência e equidade regulamentar com o setor do gás.

Posições semelhantes das do **CT** constam igualmente dos comentários da **EDP** e da **SU Eletricidade**. Adicionalmente, estas empresas realçam o facto de a atividade de comercialização representar uma pequena parte das receitas e custos da atividade total do CUR, correspondendo apenas a 6% do total das receitas totais do CUR, o que se traduz num alcance reduzido da proposta efetuada pela ERSE.

Adicionalmente, o **CT**, a **EDP** e a **SU Eletricidade** consideram que a implementação deste mecanismo não invalida a avaliação e intervenção *a posteriori* da ERSE de forma a assegurar o equilíbrio económico e financeiro do CUR, nomeadamente devido à redução de atividade que se perspetiva na comercialização do CUR durante o próximo período de regulação ²⁴.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

Após uma análise dos comentários recebidos, a ERSE considera pertinente aceitar a implementação do mecanismo de remuneração das necessidades de fundo de maneo para todas as atividades do CUR. Deste modo, contempla-se o facto de a comercialização de eletricidade englobar os fluxos financeiros referentes à aquisição de energia (repercutidos na atividade CVEE FC) e à compra dos acessos às redes (repercutidos na atividade de CVARTD), para além dos que são específicos da atividade de Comercialização. Esta decisão permite, igualmente, um alinhamento deste mecanismo com o que já é aplicado às atividades do CUR no setor do gás, promovendo uma harmonização regulamentar entre os dois setores.

É fundamental destacar, contudo, que a volatilidade do preço de aquisição de energia do CUR do setor elétrico é superior à verificada no setor do gás, pelo que é esperado que o resultado da aplicação deste

²⁴ O [Decreto-Lei n.º 69/2025, de 23 de abril](#), determinou o adiamento do prazo de extinção da tarifa transitória aplicada aos fornecimentos em BTN para o final de 2027.

mecanismo no setor elétrico seja superior ao observado no setor do gás. Neste sentido, e de forma a minimizar o impacto na tarifa de comercialização, a ERSE considera que o cálculo do mecanismo deverá ser diferenciado para cada atividade do CUR e a sua repercussão separada entre a atividade CVEE FC e a atividade de Comercialização, na qual também se reflete o mecanismo associado à CVARTD²⁵.

Finalmente, importa realçar que a ERSE tem nos seus estatutos a atribuição de assegurar o equilíbrio económico e financeiro das atividades reguladas, quando geridas de forma adequada e eficiente. Desta forma, a sua monitorização é desenvolvida de uma forma contínua e permanente, especialmente tendo em conta o enquadramento da atividade desenvolvida pelo CUR e os possíveis impactos na sua sustentabilidade financeira no curto prazo.

3.13 PRINCÍPIO DA SEPARAÇÃO DE ATIVOS ESPECÍFICOS E NÃO ESPECÍFICOS

RESUMO DA PROPOSTA

Incluir no RT o princípio de que as empresas reguladas devem adotar critérios racionais e sustentados nas decisões de investimento em ativos não específicos, de forma a assegurar a razoabilidade dos investimentos nesta natureza de ativos.

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

O CT regista positivamente a introdução deste princípio e reconhece o esforço de harmonização regulatória realizado pela ERSE, que lhe está subjacente. Contudo, conjuntamente com a REN, refere que a segmentação dos ativos em específicos e não específicos constitui um desafio operacional decorrente da inexistência de uma correspondência com as normas contabilísticas em vigor, podendo implicar uma análise ativo a ativo. Adicionalmente, estas entidades apresentam a preocupação com o grau de utilidade que se possa vir a atribuir aos ativos classificados como não específicos.

Adicionalmente, o CT sublinha que a classificação de determinados ativos como “não específicos” (sistemas de informação, equipamento informático, viaturas) não deverá ser interpretada como sinónimo de

²⁵ No setor do gás, as necessidades de fundo de maneio são somadas e a sua remuneração é repercutida na sua totalidade na atividade de comercialização do CUR.

acessório à realização da atividade, uma vez que esses ativos são, na prática, essenciais para a prossecução da atividade principal das empresas reguladas.

A **EDA** e a **EEM** consideram que os critérios de classificação dos ativos em específicos e não específicos ainda não estão totalmente clarificados, apesar da ERSE já ter publicado regulamentação complementar sobre este tema e do enquadramento que consta na proposta de alteração do RT colocada nesta consulta. Por esse motivo, consideram que esta proposta deve ser acompanhada de um esforço suplementar de clarificação dos critérios de classificação dos ativos em específicos e não específicos, que permita também uma harmonização a este respeito entre as diferentes empresas no reporte das contas reguladas.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

A segmentação da natureza dos ativos afetos às concessões em ativos específicos e não específicos constituía uma prática de algumas das concessionárias. Contudo, carecia de um procedimento de harmonização dessas práticas. Esta desarmonização decorria de as empresas reguladas apresentarem diferentes práticas de reporte e de classificação das naturezas dos ativos, dificultando o processo de monitorização dos mesmos ao longo da sua vida útil. Para implementar este processo de harmonização, a ERSE efetuou, numa primeira fase, o pedido de parecer à Comissão de Normalização Contabilística (CNC) relativo à aplicação da Norma Contabilística Interpretativa IFRIC 12 associada ao reconhecimento dos ativos associados a acordo de concessão de serviços no setor empresarial e, numa segunda fase, a publicação da Instrução n.º 7/2024.

A ERSE recorda que, tal como exposto no documento justificativo do projeto de Instrução para a segmentação dos ativos em específico e não específicos da Consulta de Interessados n.º 3/2024, os critérios para a classificação dos ativos específicos e não específicos derivam das normas contabilísticas, em particular, as aplicáveis ao setor público, por apresentarem um maior detalhe dos critérios associados aos ativos de infraestruturas e do parecer supramencionado solicitado pela ERSE à CNC.

Este parecer culminou na aprovação e publicação pela CNC da FAQ 51 para o setor público e da FAQ 41 para o setor empresarial, relativas ao tratamento contabilístico e divulgações sobre as concessões de serviços ²⁶. Estas FAQ determinam que os concessionários devem assegurar, no prazo adequado, a informação necessária ao concedente para que este possa aplicar as normas contabilísticas do setor

²⁶ Ver Perguntas Frequentes no portal da CNC relativas ao [Setor Público](#) e ao [Setor Empresarial](#).

público. Desta forma, os concessionários devem ter presente os critérios das normas para o reconhecimento dos ativos no setor empresarial e no setor público.

A ERSE realça que esta segmentação dos ativos em específicos e não específicos procura distinguir a natureza e utilidade dos ativos (especializada ou transversal) e o seu posicionamento e função nas atividades da concessão. A ERSE reconhece que a implementação do procedimento de segmentação dos ativos específicos e não específicos, determinada pela Instrução n.º 7/2024, constitui, nesta fase inicial, um desafio operacional para todas as partes interessadas.

Por este motivo, a ERSE tem vindo a procurar coadjuvar este processo com a publicação das normas complementares (vide Instrução n.º 9/2024) e da respetiva Nota Interpretativa, que resulta das diversas interações que vêm sendo desenvolvidas com as empresas para os esclarecimentos de aplicação destas instruções, com o objetivo de assegurar procedimentos harmonizados.

Considerando que os ativos enquadráveis como não específicos tendem a apresentar uma desarmonização ao nível do seu reporte e um menor detalhe, tendo por esse motivo menor escrutínio, a ERSE entendeu incluir no RT, o princípio de racionalização do investimento em ativos não específicos. Este princípio visa criar as condições para harmonizar procedimentos e promover uma maior justificação da razoabilidade deste segmento de investimentos.

Em paralelo, a ERSE continuará a promover as interações com as empresas reguladas, no sentido de clarificar os critérios de classificação dos ativos e de assegurar uma harmonização do reporte. Neste sentido, a ERSE espera que as empresas façam chegar ao regulador as dificuldades concretas que encontram na aplicação das instruções e normas complementares sobre a separação de ativos específicos e não específicos.

3.14 ATUALIZAÇÃO DO MECANISMO DE CUSTOS EFICIENTES DE AQUISIÇÃO DE COMBUSTÍVEIS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA

RESUMO DA PROPOSTA

Separar a componente de custos de armazenamento de combustíveis das restantes parcelas de custo eficientes de combustíveis (descarga, transporte e comercialização), definidos na regulação da atividade de Aquisição de Energia e Gestão de Sistema (AGS) das Regiões Autónomas dos Açores (RAA) e da Madeira

(RAM). Esta separação reflete a natureza específica das infraestruturas de armazenamento de combustível, cujo acesso é de grande importância no contexto insular, e pretende simplificar o processo de cálculo e apresentação dos custos eficientes de combustíveis nas Regiões Autónomas (RA).

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

O **CT** considera que o enquadramento efetuado pela ERSE não evidencia a existência da autorização de utilização de instalações privadas de armazenamento de combustíveis pelas empresas de eletricidade da RAA e RAM, pelo que não pode ratificar a alteração proposta para o RT. Acrescenta que, devido ao processo de transição energética, não é expectável que exista interesse em investir em novas infraestruturas de armazenamento de combustíveis. Esta opinião consta igualmente dos comentários da **EDA**.

Por outro lado, com os elementos apresentados na consulta, o **CT**, a **EDA** e a **EEM** não entendem como a alteração proposta de separação da componente de armazenagem e a realização de concurso em separado para essa componente pode contribuir para superar as dificuldades das empresas insulares em encontrar fornecedores de combustíveis interessados. A **EEM** acrescenta que a proposta não aumenta a eficiência na aquisição de combustíveis, tendo por referência os parâmetros em vigor para o mecanismo de custos eficientes de combustíveis.

O **CT** e a **EDA** referem, ainda, que para existirem interessados no fornecimento de combustíveis nas RA, é necessária uma atualização dos parâmetros deste mecanismo, que tenha em consideração as condições de mercado. A este respeito, referem desconhecer atualizações do estudo relativo aos custos eficientes de aquisição de combustíveis, que é um suporte fundamental para a definição dos parâmetros no mecanismo para o próximo período de regulação. Na mesma linha, a **EEM** salienta que último estudo foi concluído em maio de 2021.

Num comentário com maior especificidade, a **EDA** argumenta que a separação da contratação das várias parcelas necessárias ao abastecimento de combustíveis para a produção de eletricidade nas RA, implicaria um investimento da EDA na gestão e operacionalização destes processos, assim como um maior risco para assegurar a qualidade da matéria-prima nos *interfaces* entre os diversos contratos.

A **SRTMI-RAA** refere que o mercado de combustíveis na RAA é regulado a nível regional através da fixação de preços máximos, sendo um regime concorrencial e liberalizado. Contudo, reconhece que a dimensão do mercado regional não tem escala para as instalações de armazenamento serem rentáveis para novos entrantes, além dos que já operam na região. Esta entidade refere ainda que nos procedimentos lançados

pela EDA para aquisição de fuelóleo, a resposta quanto aos termos de utilização das instalações de armazenamento já existentes terá de ser dada pelo mercado, considerando que a alteração proposta pela ERSE não remove as barreiras identificadas.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

Não obstante, as dúvidas e incertezas que as empresas apresentaram nos seus comentários, a ERSE irá manter a sua proposta de atuação. Assim, a componente de custos de armazenamento de combustíveis será considerada separada das restantes parcelas de custo eficientes de combustíveis. Esta alteração permitirá uma maior transparência nos custos com armazenamento de fuelóleo, que são atualmente calculados com base em custos padrão de CAPEX e de OPEX, de acordo com as características das infraestruturas existentes em cada ilha. Em particular, a componente de CAPEX é anualmente determinada por aplicação do custo com o capital fixado pela ERSE para a atividade de AGS aos imobilizados líquidos de cada infraestrutura de armazenamento, acrescido das respetivas amortizações. Assim, na premissa de que as taxas de remuneração dos ativos são constantes, a tendência é uma redução anual dos custos de armazenamento, por via da redução do ativo líquido a remunerar. O peso da componente de descarga e armazenamento no total dos custos com o fuelóleo é bastante volátil dependendo dos custos da *commodity* em cada um dos anos. Assim, com base no histórico recente, o peso da componente de armazenamento de fuelóleo na EDA pode variar entre os 9,5%, para preços mais baixos de fuelóleo²⁷, e os 6,1%, para preços mais elevados de fuelóleo²⁸. No caso da EEM, os custos de armazenamento de fuelóleo têm um peso menor, podendo variar entre os 0,9%, para preços mais baixos de fuelóleo²⁹, e os 0,3% para preços mais elevados de fuelóleo³⁰.

Tal como referido em alguns dos comentários, face ao reduzido mercado e às especificidades das instalações de armazenamento de combustíveis nas RA, as infraestruturas de armazenamento primário, únicas em cada ilha, têm algumas características que as aproximam de “monopólios naturais”. Neste sentido, importa assegurar que as condições de acesso a estas infraestruturas primárias se realizem em condições concorrenciais, tendo em conta, naturalmente, as especificidades técnicas dos tanques de armazenagem, em particular os tanques de armazenamento de fuelóleo.

²⁷ Valor referente a 2021.

²⁸ Valor estimado para 2024.

²⁹ Valor referente a 2021.

³⁰ Valor estimado para 2024.

Só desta forma será possível assegurar que os custos com o armazenamento de combustíveis suportados pelos consumidores no âmbito da convergência tarifária, são os mais eficientes.

Para além do nível de custos, deverá ser igualmente assegurado que o processo de armazenamento de combustíveis contratado pela EDA e pela EEM segue as melhores práticas e os procedimentos que permitem a participação de vários fornecedores. Mesmo existindo eventuais barreiras à entrada decorrentes das especificidades geográficas e económicas dos mercados insulares, todos os intervenientes nestes processos deverão atuar com o objetivo de garantir as condições de concorrência e a supervisão da mesma. Com a aplicação do mecanismo proposto, a ERSE não pretende dar um sinal para a construção de novas instalações de armazenamento, uma vez que, tal como referido nos comentários recebidos, a medida não se justifica, podendo resultar na redundância de instalações que poderia conduzir à existência de capacidade ociosa. A intenção da ERSE é que as entidades detentoras de instalações de armazenamento nas Regiões Autónomas facultem o acesso de terceiros às suas infraestruturas, garantindo, assim, um maior dinamismo concorrencial no setor

A necessidade de propor a alteração regulamentar resultou sobretudo da dificuldade de contratação da aquisição de combustíveis, através de concursos públicos, manifestada pelas empresas insulares, com a aplicação dos parâmetros inicialmente publicados, em algumas situações por manifesta dificuldade de acesso às infraestruturas de armazenamento.

É com base nestes pressupostos que a ERSE pretende avaliar os custos de armazenagem dos combustíveis e repercutir nas tarifas o nível de custos eficiente, tendo presente os custos de referência existentes. Não obstante, caso a EDA e a EEM apresentem custos de armazenamento superiores, deverão evidenciar que os mesmos são razoáveis face aos valores de mercado, circunstâncias em que a ERSE ponderará vir a aceitá-los nas tarifas fora do mecanismo de custos eficientes.

Refira-se, finalmente, que a alteração introduzida não invalida a aceitação de custos nos termos dos períodos de regulação anteriores, ou seja, através do cálculo do CAPEX das instalações de armazenamento, com base nos custos padrão adotados pela ERSE, resultantes do último estudo sobre o consumo de combustíveis nas RA, efetuado em 2021 pela PwC. Esta alteração não invalida igualmente o reconhecimento dos custos com o armazenamento, se estes integram os concursos públicos de aquisição de combustíveis, tal como tem ocorrido até à data nos processos que integram as várias componentes de aquisição.

3.15 ALTERAÇÕES DOS REQUISITOS DE INFORMAÇÃO - REPORTE DE INFORMAÇÃO DAS OPERAÇÕES INTRAGRUPO FORA DO ÂMBITO DOS DFPT

RESUMO DA PROPOSTA

Incluir nos pedidos de informação das atividades reguladas um novo número, em substituição do pedido relativo aos Dossiers Fiscais de Preços de Transferência (DFPT), onde se individualize a informação relativa às operações intragrupo.

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

Foram recebidos comentários do **CT**, da **E-REDES**, da **EDA**, da **REN**, da **EEM**, da **SRTMI-RAA** e da **SU Eletricidade**. Todos estes comentários apontam para que o reporte da nova informação deva ocorrer na data que corresponde ao prazo de elaboração dos DFPT, ou seja, 31 de julho, considerando que, por se tratar de informação similar, o prazo para os dois processos deverá estar alinhado de forma a garantir sinergias de recursos. A **EDA** refere inclusive que a preparação da informação em dois momentos poderá originar inconsistências.

O **CT** e as empresas já referidas salientam ainda que esta alteração de reporte implicará um maior volume de trabalho e complexidade da informação a certificar. O **CT** e a **SU Eletricidade** referem também o consequente acréscimo de custos.

A **REN** e a **EDA** referem ainda nos seus comentários a complexidade de alguma da informação solicitada, designadamente, a “justificação para o nível de recursos utilizado” e a “justificação e fundamentação para a opção de contratação interna em detrimento da contratação externa”. A **REN** contesta o reporte dessa informação por esta resultar de uma decisão de gestão.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

Ponderados todos os comentários recebidos, a ERSE irá manter a decisão de alteração de reporte no que respeita às operações intragrupo, acolhendo a proposta de alteração do prazo de envio, de 15 de maio para 31 de julho.

De salientar que os novos requisitos de informação associada às operações intragrupo se mantêm inalterados face à proposta apresentada. Ou seja, a informação solicitada deverá ser detalhada e justificada

nos termos incluídos no RT e não como se apresenta no DFPT. O objetivo desta alteração é adequar a informação às necessidades do regulador, que são diferentes das da Autoridade Tributária.

A informação solicitada é relevante para o exercício das competências de supervisão da ERSE, nomeadamente para permitir avaliar a eficiência dos custos e das relações entre atividades reguladas e não reguladas, aprofundando, entre outros aspetos, o conhecimento sobre as opções de contratação de fornecimentos e serviços externos.

Quanto à informação solicitada para a “justificação para o nível de recursos utilizado” e a “justificação e fundamentação para a opção de contratação interna em detrimento da contratação externa”, a ERSE considera que a redação proposta é clara e explícita suficientemente o pretendido, não podendo se substituir a uma avaliação casuística. Deste modo, após serem recebidos e analisados os elementos que passam a estar incluídos no reporte de informação previsto no RT, a ERSE informará as empresas da sua suficiência, solicitando detalhes ou esclarecimentos sempre que necessário.

4 SÍNTESE E PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS SOBRE OUTROS TEMAS SUSCITADOS NA CONSULTA

Neste capítulo discutem-se temas que suscitaram questões muito específicas por parte dos participantes e cujo número de comentários recebidos foi reduzido, face aos temas dos capítulos anteriores. O teor destes comentários foi tido em consideração na decisão final da ERSE, entendendo-se que beneficiam de uma resposta dedicada com o objetivo de clarificar a posição da ERSE. São apresentados em capítulo próprio para não prejudicar a visão de conjunto. Estes comentários estão organizados por tema. A numeração das normas, tal como sucede para os restantes pontos deste relatório, faz referência à versão proposta em consulta.

4.1.1 PROPOSTAS DE ALTERAÇÃO PARA CLARIFICAÇÕES PONTUAIS DO RT	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Outro respondente</p> <p>Sugere que a ERSE clarifique a redação do n.º 6 do artigo 114.º do RT, que define as variáveis utilizadas no cálculo dos desvios das rendibilidades que ativam as bandas de partilha, no sentido de garantir que não existe uma partilha dos benefícios decorrentes do mecanismo de valorização dos ativos a custos de referência.</p>	<p>A ERSE concorda com a clarificação proposta, tendo alterado a redação do n.º 6 do artigo 117.º (anterior 114.º) do RT em conformidade.</p>
<p>SU Eletricidade</p> <p>3.2 Metodologia de cálculo das tarifas de referência do AUR - A metodologia de cálculo das tarifas de referência do AUR, prevista no artigo 175.º considera na sua fórmula a média aritmética simples dos preços horários de fecho do mercado diário, afetos à área portuguesa do MIBEL, considerando a negociação no Mercado Diário numa base horária (MTU60). De acordo com a informação disponibilizada pelo Nominated Electricity Market Operator (NEMO) Committee, a partir de 1 de outubro de 2025, a negociação no mercado diário deixa de ocorrer numa base horária (MTU60), passando a ser realizada em períodos de 15 minutos (MTU15). Tendo em consideração esta previsível alteração, a SU ELETRICIDADE sugere a adequação desta fórmula de cálculo, referindo-se genericamente a Market Time Unit (MTU) em vigor,</p>	<p>A ERSE concorda com a clarificação proposta, tendo alterado a redação do artigo 197.º do RT em conformidade.</p>

4.1.1 PROPOSTAS DE ALTERAÇÃO PARA CLARIFICAÇÕES PONTUAIS DO RT	
Comentário	Observações da ERSE
evitando que o RT fique desatualizado a 1 de outubro de 2025.	
<p>EDA</p> <p>Em complemento à informação sobre investimentos, o n.º 7 do artigo 197.º solicita informação de caracterização física das obras, com indicação das datas de entrada em exploração. Esta informação encontra-se duplicada com as obrigações inscritas no Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações, que estabelece o envio da informação sobre os projetos de investimentos até ao dia 15 de junho de cada ano. O mesmo comentário é efetuado em relação ao n.º 4 do artigo 212.º.</p>	<p>Confirma-se o entendimento expresso no comentário, pelo que o n.º 7 do artigo 197.º, aplicável à EDA, e o n.º 7 do artigo 201.º, aplicável à EEM, foram eliminados do RT.</p> <p>O n.º 4 do artigo 212.º foi mantido no RT, por ser de aplicação transversal a todas as atividades e a informação se destinar à preparação do período de regulação seguinte.</p>
<p>EDA</p> <p>As alíneas a) a f) do n.º 1 do artigo 198.º referem informações a remeter anualmente, com desagregações que não estão definidas nas normas complementares. O n.º 3 do mesmo artigo solicita informação que a EDA entende não respeitar à Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.</p>	<p>A desagregação de informação das alíneas mencionadas, apesar de não constar atualmente nas normas complementares, é relevante e poderá vir a ser incorporada. A redação destas alíneas manteve-se.</p> <p>O n.º 3 do artigo 198.º foi removido do RT, na sequência do comentário recebido. O n.º 3 do artigo 202.º, com informação similar respeitante à EEM também foi removido do RT.</p>
<p>EDA</p> <p>Atualmente, nos n.ºs 2 e 3 do artigo 212.º, que se referem a informação previsional, é identificado o envio de balanço e demonstrações de fluxos de caixa, que não estão contemplados nas normas complementares.</p>	<p>As disposições regulamentares que solicitam os balanços e demonstrações de fluxos de caixa relativos ao ano t-1 e t (previsões) foram eliminadas do RT.</p>
<p>A descrição da sigla CIEG que consta no RT, por exemplo, no artigo 112.º não é coincidente à que consta no artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022.</p>	<p>A ERSE efetuou as alterações regulamentares em conformidade, uniformizando a descrição da sigla CIEG com o normativo legal.</p>

4.1.2 COMENTÁRIOS GERAIS	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Participante em nome individual</p> <p>Tarifas dinâmicas - Sugere que sejam criados incentivos às tarifas dinâmicas dado que promovem um uso mais inteligente da eletricidade, contribuindo para o equilíbrio entre oferta e procura. Com tarifas variáveis, é possível distribuir a procura de forma mais uniforme ao longo do dia, maximizando a utilização da capacidade existente da rede e adiando ou reduzindo a necessidade de investimentos em reforços e expansões, o que, a longo prazo, pode beneficiar todos os consumidores ao reduzir os custos de investimento em infraestruturas. A informação e os sinais de preço dinâmicos abrem portas para novos serviços e produtos, como a automação doméstica inteligente que otimiza o consumo com base nos preços, ou esquemas de "flexibilidade" onde os consumidores são remunerados por ajustarem o seu consumo. As tarifas variáveis, ao serem mais sensíveis às condições do mercado e da rede, fornecem um sinal de preço mais preciso, levando a uma alocação mais eficiente dos recursos e a uma maior equidade, onde os custos são mais diretamente associados ao seu momento de ocorrência.</p>	<p>É de salientar que a atual estrutura tarifária em Portugal já valoriza a gestão da procura, nomeadamente através das opções de tarifas bi-horárias, tri-horárias, no caso da BTN, e tetra-horárias, para os restantes clientes.</p> <p>Em termos genéricos, o aperfeiçoamento da gestão da procura de eletricidade visa contribuir para a utilização mais eficiente do sistema de energia elétrica, gerando benefícios de diferente natureza. Com o fito de compreender e estudar o melhor cenário possível, a ERSE realizou um estudo, em 2017, sobre os "Projetos-piloto para aperfeiçoamento da estrutura tarifária e introdução de tarifas dinâmicas", o qual pode ser consultado no seu site em https://www.erse.pt/atividade/consultas-publicas/consulta-publica-59/abertura/.</p> <p>Este estudo está na origem da decisão de introdução da opção tarifária por épocas das tarifas de Acesso às Redes, aplicáveis às entregas em MAT, AT e MT. Esta opção tarifária está prevista no artigo 53.º do Regulamento Tarifário. O estudo final que fundamentou a decisão desta opção tarifária pode ser consultado na documentação da Consulta Pública n.º 101, para a qual se remete para mais informação.</p> <p>De referir ainda que, atualmente, o mercado já apresenta uma diversidade de contratos, em que se incluem as ofertas indexadas e dinâmicas.</p>
<p>EDP e EDP Comercial</p> <p>Períodos horários - A EDP considera que teria sido vantajosa a inclusão das propostas de alteração aos períodos horários em vigor na presente consulta pública, tendo em conta o prazo limitado que decorre entre o momento atual e a data da proposta de tarifas e preços.</p>	<p>O estudo dos períodos horários será lançado a breve trecho, de forma autónoma à presente consulta pública.</p> <p>Eventuais alterações aos períodos horários, que venham a ser decididas após a respetiva consulta pública, terão em linha de conta o período necessário para a sua implementação, pelo que não se preveem alterações a este respeito com efeitos a 1 de janeiro de 2026.</p>
<p>ACEMEL</p> <p>ACEMEL entende que o novo articulado, apesar de tecnicamente robusto, comporta riscos significativos para a dinâmica concorrencial do setor e para a previsibilidade económico-financeira dos comercializadores, nomeadamente:</p> <p>a) A crescente complexidade metodológica dificulta a capacidade de planeamento e gestão do risco por parte dos comercializadores;</p>	<p>O aumento de complexidade do RT percecionado pelos agentes tem origem numa crescente complexidade do próprio setor elétrico, nomeadamente relacionada com a transição energética. Algumas das alterações do RT decorrem de aspetos diretamente ligados à transição energética e que são impostas por regulamentação europeia, como seja:</p> <ul style="list-style-type: none"> • a escassez de capacidade das redes para ligar nova produção renovável e consumo;

4.1.2 COMENTÁRIOS GERAIS	
Comentário	Observações da ERSE
<p>b) A ausência de garantias de neutralidade regulatória pode implicar a transferência indireta de custos de rede, gestão do sistema ou encargos regulatórios para os comercializadores, sem mecanismos adequados de compensação;</p> <p>c) O novo enquadramento não assegura proteção suficiente face a encargos excepcionais ou imprevisíveis, que estão a crescer em frequência e impacto;</p> <p>d) Persistem obrigações administrativas e operacionais cuja distribuição de responsabilidades e encargos não está clara nem é proporcional à capacidade dos agentes.</p> <p>A associação defende que a revisão do RT SE deve:</p> <p>a) Reforçar a previsibilidade tarifária, com transparência nos critérios de fixação de tarifas e proveitos;</p> <p>b) Garantir a neutralidade do comercializador face a decisões tarifárias e operacionais que lhe são externas;</p> <p>c) Prever mecanismos excepcionais que permitam a repercussão proporcionada de custos extraordinários sem recorrer a processos morosos e penalizadores;</p> <p>d) Estabelecer um modelo de implementação gradual e diferenciado, que reconheça a diversidade de perfis e capacidades dos operadores de mercado.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • a necessidade de incentivar a procura de soluções flexíveis de desenvolvimento e gestão do sistema, como alternativa às soluções convencionais; • o desenvolvimento de redes por Acordo, com intervenção dos operadores que detêm uma concessão de serviço público e estão sujeitos a regulação económica; • a maior complexidade na gestão do sistema, em parte decorrente da política energética europeia e nacional, que introduz incertezas (ex. volatilidade dos preços dos mercados grossistas); • a necessidade de aperfeiçoar as metodologias regulatórias, para permitir o desenvolvimento custo-eficiente do sistema elétrico do continente e regiões autónomas, sem comprometer a estabilidade tarifária.
<p>Iberdrola Renewables</p> <p>A concretização de uma abordagem verdadeiramente integrada exige, em particular, a revisão do Regulamento das Relações Comerciais (RRC) dos setores elétrico e do gás, dado o seu impacto direto e indireto sobre os aspetos tarifários.</p>	<p>Como foi referido no documento justificado, a presente consulta pública tem por objetivo a preparação do novo período de regulação que se inicia em 2026.</p> <p>Está prevista uma alteração regulamentar que deverá abranger outros regulamentos da ERSE, após a adaptação do Decreto-Lei n.º 15/2022 às alterações introduzidas pelas Diretivas do mercado interno de energia e de energias renováveis (RED III) e sua transposição para o ordenamento jurídico nacional.</p>
<p>APIGCEE</p> <p>Criticam a ausência de referência ao regime do Estatuto do Cliente Eletrointensivo e o facto de</p>	<p>Damos nota de que já se encontra publicada em Diário da República a Diretiva n.º 8/2025, de 30 de julho, que aprova a</p>

4.1.2 COMENTÁRIOS GERAIS	
Comentário	Observações da ERSE
<p>ainda não terem sido estabelecidas as novas tarifas de acesso às redes para os clientes eletrointensivos. Sugerem, ainda, que a ERSE publique uma tabela com os descontos a efetuar nos CIEG por forma a evitar-se, no futuro, eventuais litígios de faturação com os comercializadores.</p>	<p>primeira alteração à Diretiva n.º 2/2025, de 10 de janeiro, que aprova as tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2025, onde constam as tarifas de Acesso às Redes e dos preços das tarifas de Venda Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo, aplicáveis às instalações de consumo que obtenham o estatuto do cliente eletrointensivo.</p> <p>No documento «Tarifas aplicáveis a instalações de consumo que obtenham o estatuto do cliente eletrointensivo», publicado no site da ERSE a 23 de julho de 2025, são explicitados os cálculos subjacentes, com base nas tarifas aprovadas em dezembro de 2024, considerando o enquadramento legal aplicável.</p>

4.1.3 MOBILIDADE ELÉTRICA	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Iberdrola BP Pulse</p> <p>Apesar de reconhecer as valências da construção teórica da aplicação do princípio de segregação de consumos, a Iberdrola bp pulse verifica que repetitivamente, devido a erros de comunicação entre a EGME e o ORD, regras para instalações em MT entre outros, ocorre uma distorção grave nos valores de potência contratada faturados pelos comercializadores de energia elétrica referentes aos CPEs dos pontos de carregamento.</p> <p>A este respeito, sublinham ainda a resistência e morosidade do ORD em corrigir erros verificados superiores a 6 meses.</p> <p>Salientam ainda que enquanto OPC e titular dos pontos de entrega de uso exclusivo para a mobilidade elétrica, a Iberdrola bp pulse observa invariavelmente que o valor de potência contratada, determinado para o diagrama não ME, resulta recorrentemente em valores excessivos resultando, mais uma vez, num elevado prejuízo para os OPC.</p> <p>No que respeita aos pontos de ligação exclusivos para mobilidade elétrica em MT, a Iberdrola bp</p>	<p>A presente consulta pública tem por objetivo a discussão de temas fundamentais à definição das tarifas e proveitos para o um novo período de regulação, não incluindo as questões da mobilidade elétrica.</p> <p>Acresce que a alteração necessária ao quadro regulamentar carecia da publicação do novo regime jurídico, o qual foi recentemente aprovado pelo Decreto-Lei n.º 93/2025, de 14 de agosto.</p> <p>Recorde-se também que na Consulta Pública n.º 123, na qual foi proposta a eliminação das tarifas de Acesso às Redes para a mobilidade elétrica, alguns dos pontos mencionados foram objeto de análise e discussão.</p> <p>Com a revisão do Regulamento da Mobilidade Elétrica (e outros regulamentos associados), motivada pela publicação do novo regime jurídico, haverá oportunidade para o esclarecimento das questões identificadas.</p>

4.1.3 MOBILIDADE ELÉTRICA	
Comentário	Observações da ERSE
<p>pulse observa a completa ineficiência do modelo atual.</p> <p>A Iberdrola bp pulse entende que deveria ser criado um modelo simplificado para a afetação da potência pelos ORD em pontos exclusivamente dedicados à ME, sugerindo no que concerne a ligações em BTE e MT, casos estes pontos estejam exclusivamente dedicados à ME, seja aplicada uma percentagem de 15% a 20% da potência requisitada/instalada para determinar a potência contratada aplicável.</p> <p>Sugerem ainda a criação de uma tarifa especial dedicada à mobilidade elétrica, na qual poderia ser criada uma tarifa opcional para curtas utilizações, que diminui o valor cobrado pela potência das TAR incrementando o valor da energia, à semelhança do que ocorre em outros modelos europeus como o espanhol.</p>	

4.1.4 TARIFAS DE ACESSO E TARIFAS TRANSITÓRIAS	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Hyperion Renewables</p> <p>Referem preocupação pela regra da isenção TAR armazenamento, estar prevista apenas até 2029. Propõe a alteração regulamentar, não fixando prazo ou estabelecer pelo menos de 20 anos, considerando a adequada remuneração do investimento.</p> <p>Solicitam ainda aperfeiçoamentos regulamentares, no sentido de prever a isenção das TAR para as perdas de eficiência decorrentes da utilização da bateria (não sejam consideradas na medição de energia armazenada vs injetada na rede).</p> <p>No que respeita à aplicação da isenção tarifária, pedem clarificação de como será feito o cálculo a nível quantitativo - diário, mensal ou anual. Realçam que por vezes é benéfico o armazenamento de energia ao longo de vários dias, logo é aconselhável que esta verificação não seja diária (poderia ser mensal).</p>	<p>No que respeita ao prolongamento da isenção após 2029 aplicável ao armazenamento, reitera-se que a mesma carece de avaliação, pelo que, a sua eventual extensão estará sujeita à ponderação dos seus benefícios para o sistema elétrico, como um todo. O Regulamento do Autoconsumo (artigo 35.º, n.º 2), identifica as medidas e as grandezas a considerar para efeitos de medição e, conseqüentemente, aplicação tarifária. Nos termos regulamentares, considera-se energia injetada na RESP, a medida pelos equipamentos de medição instalados nos pontos de ligação à rede das instalações de armazenamento.</p> <p>Aproveita-se ainda a oportunidade para esclarecer que, havendo outros consumos na instalação de armazenamento, é obrigatória a sua medição e dedução às quantidades objeto de injeção na rede. Neste sentido, o artigo 7.º do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados, aprovado pelo Regulamento n.º 987/2025, de 13 de agosto, que estipula como ponto obrigatório de medição, «(...) as unidades de produção híbridas ou hibridizadas, para medição individualizada da produção, por fonte primária de energia renovável, e do armazenamento».</p>
<p>COOPÉRNICO</p> <p>A COOPÉRNICO propõe a definição de uma nova componente nas tarifas de uso da rede de distribuição para privilegiar de forma dinâmica a utilização de potência ou o consumo de energia nos períodos horários em que se verifique maior penetração de fontes de energia renovável não despacháveis.</p>	<p>A ERSE tem prevista a realização de uma consulta pública, para a avaliação do estudo dos períodos horários, a lançar em breve. A consulta é suportada por um estudo que enquadra a localização dos períodos horários quanto aos trânsitos de utilização das redes, mas também são feitas análises quanto aos preços em mercado grossista, que, em ambos os casos, são impactados pela penetração de produção distribuída, incluindo, em particular, a de origem renovável.</p>
<p>CEVE</p> <p>Consideram ser mais simples e claro que toda a compra de acesso à rede de média tensão resulte da aplicação da tarifa aplicável aos operadores de redes de distribuição e CUR em BT, com base nas quantidades medidas no posto de transformação, considerando os ajustamentos previstos no ponto 4 do artigo 27.º do RT. A compra de energia deve ser realizada com base numa tarifa exclusivamente de energia, aplicável pelo CUR Nacional aos CUR BT, ou por preços negociados em mercado livre. Salientam</p>	<p>A respeito da regra de faturação da Tarifa a aplicar às entregas do operador da rede de distribuição em MT e AT aos operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT importa salientar que a regra geral, é a prevista nos n.ºs 2 e 3 do atual artigo 29.º do RT.</p> <p>Ou seja, no caso entregas a clientes em BT de comercializadores em regime de mercado ou clientes em BT que sejam agentes de mercado, os operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT devem pagar ao operador da rede de distribuição em MT e AT a diferença entre a faturação obtida por aplicação da tarifa de Acesso às Redes em</p>

4.1.4 TARIFAS DE ACESSO E TARIFAS TRANSITÓRIAS	
Comentário	Observações da ERSE
ainda que, atualmente, todos os CUR BT optam pelo disposto no ponto 4 do artigo 27.º.	<p>BT e a faturação resultante da aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT às quantidades medidas nos pontos de entrega dos clientes em BT.</p> <p>Recorde-se que a regra alternativa de faturação (n.º 4) manteve-se no RT como uma regra de transição para o regime geral, no qual os operadores da rede de distribuição exclusivamente em BT, disponibilizam a informação de medição necessária à faturação, por recurso aos dados medidos nos seus pontos de entrega.</p> <p>Na alteração regulamentar realizada em 2017 (Consulta Pública n.º 61), é referido que a alteração regulamentar que se propôs visava «melhorar a aderência desta modalidade de faturação [modalidade alternativa] aos pagamentos que resultariam da aplicação da 1.ª modalidade [a resultante da medição dos pontos de entrega dos ORD exclusivamente em BT], designadamente no que respeita à repercussão e transferência dos CIEGs ao longo da cadeia de valor do setor elétrico».</p>
<p>ACEMEL</p> <p>A complexidade tarifária cria risco de instabilidade nos preços finais. Neste contexto, propõem a inclusão obrigatória de anexo anual com simulações por perfil-tipo, para apoio ao trabalho dos comercializadores.</p>	<p>A ERSE está disponível para melhorar a informação disponível, solicitando a apresentação de elementos mais concretos, relativos à sugestão apresentada.</p> <p>Recorde-se que o documento justificativo das tarifas e preços, em particular na parte final do capítulo 5, apresenta os impactes das variações tarifárias nas ofertas comerciais do mercado liberalizado para os clientes domésticos ligados em BTN.</p>
<p>E-REDES</p> <p>Instalações de especial complexidade - a E-REDES destaca que a proposta de reformulação do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados (GMLDD) submetida recentemente a discussão na 130.ª Consulta Pública prevê, no artigo 11.º, uma densificação do conceito de instalações de especial complexidade que faz referência ao apuramento de grandezas para efeitos de faturação. Em linha com os comentários tecidos na referida Consulta Pública, a E-REDES considera que deve ser estabelecido, também ao nível do RT, um enquadramento compatível com o proposto para o GMLDD que permita estabelecer e flexibilizar as regras de faturação aplicáveis a estas instalações.</p>	<p>Dada a especificidade da questão, não existem elementos suficientes para a criação de regras de flexibilização da aplicação de tarifária, nem elementos factuais que o justifiquem. A ERSE está disponível para a avaliação de propostas concretas relativas a este tema.</p>
E-REDES	

4.1.4 TARIFAS DE ACESSO E TARIFAS TRANSITÓRIAS	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Isenção de CIEG para os clientes electrointensivos - A E-REDES reforça que a aplicação do presente mecanismo na faturação das TAR depende de uma identificação prévia clara da DGEG das instalações com isenção, assim como o nível de isenção a aplicar.</p>	<p>A identificação das instalações de clientes eletrointensivos, assim como o correspondente nível de isenção, não integram as competências da ERSE.</p>
<p>E-REDES</p> <p>Tarifas para autoconsumo em instalações de Iluminação Pública (IP) - O RT não prevê a existência de tarifas de autoconsumo específicas para instalações de IP. Todavia, tendo em conta o crescimento e dinamismo que o autoconsumo tem registado nos últimos anos, a E-REDES considera muito provável o aparecimento de instalações deste género no futuro, sendo importante, no seu entender, aproveitar a oportunidade conferida pela presente revisão do RT para prever TAR aplicáveis a estas situações.</p> <p>Neste contexto, a E-REDES propõe que a versão final do articulado inclua TAR aplicáveis a instalações IP com autoconsumo. Ainda a este respeito, a E-REDES considera que o articulado deve tornar claro qual o enquadramento tarifário aplicável à utilização de autoconsumo pela RESP quando esteja em causa instalações de IP.</p>	<p>Importa esclarecer que a IP integra o segmento de BTN. A particularidade dos pontos de ligação de circuitos de IP consiste unicamente em que a faturação da potência contratada respeita uma regra específica, em que não são usados os escalões de potência, mas a potência tomada do mês a que a fatura respeita.</p> <p>De assinalar que as tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo através da RESP não incluem a potência contratada como variável de faturação. Por esse motivo, a regra de faturação da IP não impacta na determinação dos preços para autoconsumo.</p> <p>Neste contexto, os preços estão publicados, aplicando-se os valores definidos para BTN.</p>
<p>E-REDES</p> <p>Opção tarifária para faturação de TAR em instalações IP - À luz da atual redação do RT, na faturação de autoconsumo através da RESP às EGAC é usada a mesma opção tarifária (ciclo horário) considerada para a faturação de TAR aos comercializadores, seguindo a seleção do consumidor. A aplicação desta regra a instalações de IP implica desafios específicos, devido ao facto de a potência contratada ser apurada em função da potência tomada e de, na maioria das situações, os clientes (municípios) não disporem de mecanismos de controlo da potência tomada (a qual acaba por ficar dependente das características da rede, em particular do número de luminárias e da extensão dos circuitos).</p>	<p>A ERSE considera a sugestão pertinente, estando disponível para debater a questão numa próxima revisão regulamentar.</p>

4.1.4 TARIFAS DE ACESSO E TARIFAS TRANSITÓRIAS	
Comentário	Observações da ERSE
<p>A título de exemplo, num cenário de uma instalação de IP com opção tarifária (ciclo horário) em que, fruto de alterações ao circuito da instalação, a potência tomada venha a exceder o valor de 20,7 kVA, deixa de existir definição de tarifa bi-horária e de tarifa simples aplicável à IP. Face ao exposto, a E-REDES propõe que, especificamente para instalações de IP, sejam definidas tarifas simples, bi-horárias e tri-horárias aplicáveis independentemente de a potência contratada se situar abaixo ou acima de 20,7 kVA.</p>	

4.1.5 PROPOSTAS DE ALTERAÇÃO COM IMPACTO NO RRC	
Comentário	Observações da ERSE
<p>ACEMEL, Userenergy, Coopérnico</p> <p>Propõem a criação da obrigação de inclusão do preço médio do mercado livre nas faturas dos clientes em regime regulado e solicitam a definição pela ERSE de formato normalizado para a apresentação de informação regulatória nas faturas.</p>	<p>Como foi referido no documento justificativo, a presente consulta pública tem por objetivo a preparação do novo período de regulação que se inicia em 2026.</p> <p>Está prevista uma alteração regulamentar que deverá abranger outros regulamentos da ERSE, na sequência da adaptação do Decreto-Lei n.º 15/2022 às alterações introduzidas pelas Diretivas do mercado interno de energia e de energias renováveis (RED III) na sua transposição para o ordenamento jurídico nacional.</p>
<p>ACEMEL, Userenergy, Coopérnico</p> <p>Consideram que obrigação de pré-aviso de 30 dias inviabiliza reação rápida a encargos sistémicos excecionais. Propõe prever exceção para encargos reconhecidos como extraordinários pela ERSE, desde que haja cláusula contratual que permita repercussão.</p>	
<p>ACEMEL, Userenergy</p> <p>Identificam a falta de articulação com outras obrigações do RRC e demais regulamentos. Solicitam a coordenação inter-regulamentar dos deveres de reporte e simplificação procedimental.</p>	
<p>ACEMEL, Userenergy, Coopérnico</p> <p>Falta de cláusula de transição entre regimes regulamentares adequada. Propõem a criação de regra que permita que os comercializadores</p>	

4.1.5 PROPOSTAS DE ALTERAÇÃO COM IMPACTO NO RRC	
Comentário	Observações da ERSE
<p>apliquem regime anterior durante um período transitório aos contratos já em vigor.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Propõem, um período de transição mínimo de 6 a 12 meses, durante o qual os contratos celebrados antes da entrada em vigor do novo regulamento possam continuar a ser executados segundo as regras anteriores; • Que os novos requisitos só se apliquem aos contratos celebrados após esse período, garantindo a previsibilidade jurídica e comercial; • Que sejam definidos marcos e orientações operacionais para apoiar os comercializadores na adaptação dos seus procedimentos internos. 	
<p>Coopérnico</p> <p>Propõe que a regulamentação contemple expressamente mecanismos diferenciadores para comercializadores indiretos ou cooperativos, salvaguardando condições de acesso equitativo ao mercado.</p> <p>As atuais garantias de acesso às redes são um obstáculo na entrada de novos comercializadores. As exigências são desproporcionadas face ao risco real e penalizam entidades de menor dimensão.</p> <p>Propõe a introdução na regulamentação de garantias escalonadas, instrumentos mutualistas ou avaliação diferenciada com base no histórico de atuação.</p>	

4.1.6 CUSTOS DO TRANSPORTE MARÍTIMO DE COMBUSTÍVEIS ENTRE ILHAS DAS RA	
Comentário	Observações da ERSE
<p>EDA</p> <p>Indica que os custos com a aquisição de combustíveis, para efeitos de cálculo de proveitos permitidos, devem passar a apresentar uma nova componente. O transporte marítimo inter-ilhas de fuelóleo (do primeiro porto de descarga para as</p>	<p>O reconhecimento dos custos de transporte marítimo de combustíveis entre ilhas da Região Autónoma dos Açores nos proveitos permitidos será sujeito a avaliação da ERSE, caso a caso. Por outro lado, numa próxima revisão do estudo dos custos eficientes de combustíveis das RA, esta nova</p>

4.1.6 CUSTOS DO TRANSPORTE MARÍTIMO DE COMBUSTÍVEIS ENTRE ILHAS DAS RA	
Comentário	Observações da ERSE
<p>ilhas do Pico e do Faial), embora identificado como parte integrante do processo de entrega do combustível, não foi incluído, até à data, na determinação dos custos eficientes na aquisição de fuelóleo em nenhum dos estudos. Tal decorre de, até abril de 2025, este encargo ter sido suportado pela RAA, através do Fundo Regional de Apoio à Coesão e ao Desenvolvimento Económico. Posteriormente a esta data, deverá ser a EDA a suportar este encargo e como tal considera que o mesmo terá de ser reconhecido nos proveitos permitidos.</p>	<p>componente deverá ser analisada e quantificada para efeitos da determinação dos custos eficientes nas ilhas que têm portos secundários de descarga.</p>

4.1.7 EXTENSÃO AOS SUBSÍDIOS A FUNDO PERDIDO DOS PRINCÍPIOS DO MECANISMO QUE ASSEGURA O EQUILÍBRIO ECONÓMICO-FINANCEIRO DOS OPERADORES DE REDE NA ATRIBUIÇÃO DE TRC NA MODALIDADE DE ACORDO	
Comentário	Observações da ERSE
<p>E-REDES e EDP</p> <p>Sugerem que se aplique a investimentos financiados a fundo perdido, que consideram representar uma situação semelhante à dos investimentos realizados ao abrigo de Acordos, um mecanismo equivalente ao mencionado no ponto 3.3. Neste caso, o mecanismo proposto incentivaria os operadores a promoverem ativamente esforços para obterem este tipo de financiamentos, com benefícios para os consumidores e para o SEN em geral. Destacam também o contexto europeu de discussão deste tipo de instrumentos, perante as necessidades elevadas de investimento em redes nos próximos anos.</p>	<p>A ERSE considera que a sugestão da E-REDES e da EDP de alargar um mecanismo desta natureza a investimentos subsidiados a fundo perdido, embora interessante e relevante, encontra-se fora do âmbito da presente revisão regulamentar. Uma alteração dessa natureza deverá ser devidamente suportada num processo de consulta, nomeadamente para permitir a auscultação dos agentes quanto aos benefícios e custos a ela subjacentes, em particular para os consumidores. Nesse sentido, a ERSE avaliará detalhadamente a sugestão proposta por essas empresas e, caso considere oportuno, submeterá futuramente uma proposta concreta a consulta.</p>

ERSE - ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

e-mail: erse@erse.pt

www.erse.pt

