

134.ª Consulta Pública

Proposta de Alteração do Regulamento Tarifário

Setor Elétrico

Julho 2025



REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.
Av. Estados Unidos da América, 55
1749-061 LISBOA
Telefone: (+351) 210 013 500 | Fax: (+351) 210 013 950

Capital Social: 1 789 564 476 euros
NIPC: 507 866 673
Info.portal@ren.pt www.ren.pt

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
2	COMENTÁRIOS ÀS ALTERAÇÕES DO MODELO REGULATÓRIO	2
2.1	ELIMINAÇÃO DO AGENTE COMERCIAL	2
2.2	AJUSTAMENTO PROVISÓRIO NA PARCELA DE CUSTOS DE POLÍTICA ENERGÉTICA DA ATIVIDADE DE GGS	2
2.3	MECANISMO QUE ASSEGURA O EQUILÍBRIO ECONÓMICO-FINANCEIRO DOS OPERADORES DE REDE NA ATRIBUIÇÃO DE TÍTULOS DE RESERVA DE CAPACIDADE NA MODALIDADE DE ACORDO	2
2.4	INCORPORAÇÃO DO GRAU DE EXECUÇÃO DE INVESTIMENTOS NA METODOLOGIA DE REGULAÇÃO POR CUSTOS TOTAIS APLICADA ÀS ATIVIDADES DE TEE	4
2.5	REVISÃO DO INCENTIVO À MELHORIA DO DESEMPENHO TÉCNICO DA RNT	5
2.5.1	<i>Componente 1 do IMDT - Incentivo à Manutenção da Disponibilidade do Equipamento da RNT</i>	6
2.5.2	<i>Componente 2 do IMDT - Incentivo à Manutenção da Qualidade de Serviço Técnica da RNT</i>	6
2.5.3	<i>Componente 3 do IMDT - Incentivo à Disponibilização de Capacidade de Interligação para Fins Comerciais</i>	6
2.5.4	<i>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</i>	7
2.5.5	<i>Componente 5 do IMDT - Incentivo à Atribuição de Capacidade de Alimentação de Consumo Pela Rede, na Modalidade de Acesso com Restrições</i>	8
2.6	NOVO INCENTIVO DE MELHORIA DO DESEMPENHO TÉCNICO DA GGS	8
2.6.1	<i>Componente 1 do IMDG - Incentivo à Maximização de Ofertas em Serviços de Sistema</i>	9
2.6.2	<i>Componente 2 do IMDG - Incentivo à Melhoria das Previsões de Produção Renovável</i>	10
2.6.3	<i>Componente 3 do IMDG - Incentivo à Utilização de DLR por parte da GGS</i>	11
2.7	PRINCÍPIO DA SEPARAÇÃO DE ATIVOS ESPECÍFICOS E NÃO ESPECÍFICOS	12
2.8	ALTERAÇÕES DOS REQUISITOS DE INFORMAÇÃO - REPORTE DE INFORMAÇÃO DAS OPERAÇÕES INTRAGRUPPO FORA DO ÂMBITO DOS DFTP	12

1 INTRODUÇÃO

No presente documento apresentam-se os comentários da REN à Consulta Pública 134ª Proposta de alteração do Regulamento Tarifário (RT) do setor elétrico (SE). Estes comentários são não confidenciais. Os Incentivos devido à sua especificidade técnica, serão objeto de comentários em documento autónomo a enviar à ERSE.

Em síntese, consideram-se relevantes as seguintes questões sobre a Proposta de RT:

- Análise limitada da Proposta
 - A Proposta de alteração do RT apresentada pela ERSE carece em alguns casos da parametrização das variáveis e sua definição para permitir a sua correta avaliação. Os comentários que se transcrevem no presente documento são de natureza mais geral e conceptual, sem prejuízo do seu detalhe posterior em sede de consultas complementares a realizar pela ERSE quando venham a ocorrer ou de definição de parâmetros.
- Equilíbrio económico-financeiro dos operadores na atribuição de título de reserva de capacidade na modalidade de acordo:
 - Sobre o período de início da aplicação do mecanismo, independentemente do modo de cálculo, entende-se que este se deve aplicar apenas aos resultados dos contratos que venham a ser celebrados posteriormente à publicação do RT na sua nova versão, uma vez que os contratos já celebrados refletem a internalização pelo ORT de níveis de risco e pressupostos que, no quadro agora proposto, serão inaceitáveis se não forem considerados como custos reconhecidos.
 - Definição e quantificação das componentes - é essencial a definição e a forma de cálculo das variáveis que o compõem por forma a ser possível avaliar a neutralidade da Proposta apresentada.
 - Montante único do proveito – considera-se que deve ser reavaliado uma vez que nas restantes modalidades, o proveito é recebido ao longo da vida útil do investimento, neste caso a ERSE propõe um valor único à data de entrada em exploração do investimento.
- Mecanismo de partilha:
 - Definição e critério de seleção dos projetos que fazem parte da base TOTEX.
 - Qual o critério para a avaliação da execução dos projetos.
- Volume de informação:
 - A aplicação dos mecanismos propostos, em particular para os incentivos, requer um grande volume de informação e consequente exigência no tratamento da mesma. A Proposta beneficiaria da simplificação das variáveis e quantificação das propostas nos mecanismos.

Por fim, importa referir que face à complexidade de formulação prevista no RT os artigos e fórmulas agora propostos deverão ser revistos em conformidade.

2 COMENTÁRIOS ÀS ALTERAÇÕES DO MODELO REGULATÓRIO

2.1 ELIMINAÇÃO DO AGENTE COMERCIAL

A atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (CVEE AC) era exercida pela REN Trading, S.A. até ao término do contrato de Aquisição de Energia Elétrica que se encontrava em vigor, a 29 de março de 2024. Após o término, em 2024 foi efetuado o registo da fusão da REN Trading com a REN Elétrica, extinguindo-se a primeira por incorporação da atividade.

A proposta de alteração da consulta pública prevê eliminar do RT as disposições relativas ao AC e introduzir uma disposição transitória que garanta a continuidade dos direitos e obrigações do AC até que as mesmas findem.

A REN concorda com a alteração proposta, designadamente com a introdução da disposição que garante a continuidade dos direitos e das obrigações do AC até que as mesmas findem, em particular as ações judiciais intentadas pelos diferentes produtores até à sua total conclusão.

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

A ERSE propõe que o desvio provisório de t-1 seja estendido a toda a componente de proveitos da GGS que recupera os CIEG, com o objetivo de mitigar a volatilidade tarifária no curto prazo dos proveitos a recuperar através desta atividade e ainda a possibilidade do ajustamento provisório, quando a favor do sistema, poder ser considerado no todo ou em parte.

A REN considera benéfica para o sistema a concretização desta proposta, uma vez que permite minimizar o desfasamento entre o custo/proveito incorrido e a data em que o mesmo é reconhecido nas tarifas, para a totalidade das componentes.

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

A proposta da ERSE visa introduzir uma nova parcela nos proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição de Energia Elétrica em alta e média tensão (AT/MT), para garantir o equilíbrio económico-financeiro dos operadores de rede quando atribuem Títulos de Reserva de Capacidade (TRC) na modalidade de acordo.

As modalidades de atribuição de título de reserva de capacidade de injeção na RESP encontram-se previstas no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro. Em particular o artigo 18º na alínea b) refere a modalidade de acordo entre o interessado e o operador da RESP. Os acordos celebrados até à data tiveram a supervisão e os respetivos modelos aprovados pelo Concedente, no caso através da Direção-Geral de Energia e Geologia, como determina o referido Decreto-Lei.

Esta modalidade apresenta diversas vantagens no contexto atual do setor elétrico, desde logo porque permite acelerar o acesso à rede elétrica por parte dos promotores de projetos e desonera os consumidores, já que os custos de construção ou reforço das infraestruturas necessárias são assumidos diretamente pelos promotores, não sendo repercutidos nas tarifas de acesso às redes. Acresce o risco associado a eventuais litigâncias, penalizações por atraso e outros custos não programados que estão previstos na formação do preço do contrato pelo que são assumidas pelo operador e não são repercutidos nas tarifas, mas que requerem a adequada integração nos custos como cobertura desse risco.

No documento justificativo das alterações ao RT a ERSE *“propõe-se introduzir, na fórmula de cálculo dos proveitos permitidos das atividades de TEE e de DEE em AT/MT, uma parcela que assegure 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 criteriosa por parte da ERSE”*.

Segundo a proposta da ERSE, esses custos incorporarão um montante que visa compensar os operadores pelo custo de oportunidade do capital próprio que deixariam de aplicar em investimentos alternativos, caso tivessem realizado diretamente os investimentos em causa, com o objetivo de assegurar a neutralidade económica e financeira para os operadores de rede, entre as várias modalidades de atribuição de TRC previstas na legislação em vigor.

Porém, ao longo do documento justificativo não fica claro como é que a ERSE se propõe operacionalizar o cálculo destes custos, nomeadamente a metodologia para cálculo da comparticipação teórica *“caso se aplicasse, por exemplo, a modalidade geral de atribuição de TRC”*. Por outro lado, não está claro que taxa de desconto a ERSE vai usar para o cálculo do valor atual líquido (VAL), entre outras questões económicas.

A alteração *ex post* dos resultados do modelo subjacente aos acordos já celebrados, ou que sejam celebrados com base nos mesmos pressupostos considerados até à entrada em vigor do novo RT, pode configurar uma violação dos princípios de confiança e segurança jurídica e regulamentar que orientou a celebração dos mesmos, com a assunção das respetivas obrigações entre as partes outorgantes dos acordos livremente celebrados entre os interessados e os operadores da rede.

A aplicação das medidas propostas de forma retroativa implicaria uma alteração da alocação do risco implícita nos acordos celebrados entre operador RNT e os promotores, contudo a REN admite que no futuro, e uma vez definido o quadro, se considere a aplicação do que está a ser proposto.

A proposta de alteração do RT em análise tem implícito o risco de anular, na prática, o futuro da modalidade de acordos prevista na Lei, por indefinição ou alteração substantiva dos seus termos. Relembremos que se encontra em curso um conjunto de pedidos de celebração de acordo, determinado pelo Concedente e cujos pressupostos se baseiam nos que foram já celebrados, para além de existir um conjunto ainda significativo de acordos a aguardar o início da tramitação à semelhança do atual grupo de pedidos.

Caso a ERSE pretenda introduzir as disposições que materializam esta iniciativa, a REN considera que as mesmas só devem ser aplicadas aos acordos que aguardam a tramitação do procedimento, ou seja, aos registos da posição 24.^a em diante da lista de pedidos de celebração de acordo entre os interessados e o ORT publicada pela DGEG em julho de 2023, discordando assim, da posição da ERSE de aplicar *“aos investimentos em infraestruturas entrados em exploração após a revisão do RT, independentemente de quando foram assinados os respetivos acordos.”*

2.4 INCORPORAÇÃO DO GRAU DE EXECUÇÃO DE INVESTIMENTOS NA METODOLOGIA DE REGULAÇÃO POR CUSTOS TOTAIS APLICADA ÀS ATIVIDADES DE TEE

Na proposta de alteração do atual RT a ERSE pretende ajustar a metodologia de regulação por custos totais (TOTEX) aplicada às atividades de transporte e distribuição de energia elétrica em alta e média tensão, de modo a incorporar o grau de execução real dos investimentos previstos, assegurando que os operadores de rede não sejam indevidamente beneficiados ou penalizados por alterações na calendarização dos projetos, independentemente de estarem ou não sob o seu controlo.

A proposta em análise implica uma atuação combinada em várias componentes da metodologia TOTEX, designadamente a base de custos TOTEX e o mecanismo de partilha de ganhos e perdas, com impacte no RT, assentando em dois eixos principais:

- (i) introdução de uma parcela para repercutir os proveitos decorrentes do CAPEX 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 assumir dois valores distintos, consoante o grau de valores transitados de investimentos previstos e realizados entre dois períodos regulatórios, com uma atuação simétrica.

Relativamente ao primeiro ponto, a REN concorda com a proposta da ERSE de prever uma parcela para repercutir os proveitos decorrentes do CAPEX dos investimentos aprovados em processos autónomos, para as aprovações não incluídas na definição do TOTEX.

O tratamento separado destes investimentos à medida que são transferidos para exploração, com base numa metodologia do tipo “custo com capital”, que inclui as componentes de remuneração do ativo bruto, líquido de amortizações e participações, e as amortizações do exercício líquidas das amortizações das participações, permite adaptar o modelo regulatório a determinadas especificidades de oportunidade ou urgência desses investimentos e garantir que os operadores dispõem dos recursos necessários para responder a necessidades críticas da rede.

Quanto à proposta de alteração do mecanismo de partilha, considera-se que o modelo atual já limita de forma substancial os ganhos e perdas excessivos, pelo que esta proposta vem acrescentar complexidade quer pelo nível de informação que exige quer pela sua implementação que implica o seu processamento e parametrização.

Os limites de ativação das bandas do mecanismo, quando adequadamente calibrados, não necessitam de ajustamentos adicionais em função do grau de execução dos projetos pois o desvio entre as rendibilidades (rendibilidade de referência versus a rendibilidade real) previstas no mecanismo já está a captar, implicitamente, o grau de execução das transferências para exploração.

Adicionalmente, considera-se que ignora a realidade operacional enfrentada pelos operadores de rede ao não excluir os desvios que resultam de fatores alheios ao seu controlo, designadamente, entraves administrativos, morosidade nos processos de licenciamento, providências cautelares, alterações legislativas ou constrangimentos de mercado no fornecimento de equipamentos.

Assim, a proposta da ERSE de redução do limite de início da banda moderada do mecanismo, em função do grau de execução dos investimentos, elimina a banda neutra, pelo que se discorda da sua implementação nestes moldes.

2.5 REVISÃO DO INCENTIVO À MELHORIA DO DESEMPENHO TÉCNICO DA RNT

No período regulatório 2022-2025 foi aplicado um incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT (IMDT) em substituição de um anterior incentivo à racionalização económica do investimento (IREI) preservando algumas das suas características.

O IMDT visa incentivar o operador da RNT a melhorar o desempenho técnico da RNT através da avaliação da resposta da rede de transporte às necessidades em termos de:

- disponibilidade do equipamento,
- níveis de qualidade de serviço e
- limite mínimo da capacidade disponível para comércio interzonal.

Na presente Consulta Pública, a ERSE propõe fazer evoluir o incentivo através da inclusão de novos indicadores de desempenho técnico bem como a alteração de um dos indicadores atualmente em vigor.

O mecanismo proposto na Consulta Pública em análise não apresenta a parametrização final do novo IMDT pelo que não é possível fazer uma avaliação completa do mecanismo proposto restringindo-se a avaliação aos elementos disponíveis.

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

A proposta apresentada vai no sentido de manter a componente I_{DISP} , bem como o mecanismo e variáveis que lhe estão associadas face ao atual IMDT.

Trata-se de um incentivo de base anual, com um funcionamento de base “ON/OFF”, ou seja, o ORT apenas pode atingir o prémio global associado ao Incentivo global “IMDT”, caso cumpra os requisitos associados à disponibilidade, atingindo ou ultrapassando um valor unitário do indicador a estabelecer em sede de parâmetros.

O indicador é determinado com base na média móvel da disponibilidade registada na média móvel dos últimos três anos com contas reais, com dados reais (P_{disp}) cujas fórmulas de cálculo das taxas de disponibilidade se encontram estabelecidas no Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço.

O indicador utilizado permite avaliar e fomentar decisões de investimento do ORT que evitem uma degradação da disponibilidade dos elementos da RNT.

A REN concorda com a proposta apresentada.

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

A proposta apresentada vai no sentido de manter a componente I_{QST} , bem como o mecanismo e variáveis que lhe estão associadas no atual IMDT.

À semelhança do que ocorre com a componente associada à disponibilidade do equipamento da RNT, esta componente traduz-se num incentivo de base anual com um funcionamento de base “ON/OFF”, ou seja, o ORT apenas pode atingir o prémio global associado ao Incentivo global “IMDT”, caso cumpra os requisitos associados à disponibilidade, não ultrapassando um valor unitário do indicador a estabelecer em sede de parâmetros.

Nesta componente do incentivo, o indicador está associado à média móvel do Tempo de Interrupção Equivalente (TIE) registado na média móvel dos últimos três anos com contas reais (P_{QST}), sendo o indicador de continuidade de serviço TIE determinado conforme o estabelecido no Regulamento da Qualidade de Serviço.

A REN concorda com a proposta apresentada uma vez que permite avaliar e fomentar decisões de investimento que permitam manter os padrões de qualidade de serviço.

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

No atual período regulatório estabeleceu-se um indicador que pretendia valorizar e induzir decisões do ORT que permitissem disponibilizar mais capacidade da interligação internacional para fins comerciais. Foi considerado o limite mínimo da capacidade disponível para comércio interzonal (MACZT) estabelecendo metas crescentemente exigentes de acordo com os objetivos impostos a nível europeu pelo Regulamento n.º 2019/943, de 5 de junho

em particular o disposto no seu artigo 15.º. Os objetivos fixados no incentivo são considerados cumpridos se for atingido um nível mínimo de capacidade disponível para o comércio interzonal de 70 % da capacidade de transporte durante todas as horas do ano. O ORT obteve uma derrogação que lhe permitiu um cumprimento gradual dessa meta entre 2022 e 2025, sendo que a componente de incentivo em causa visava incentivar a antecipação desse cumprimento gradual ao longo do período regulatório. Não havendo possibilidade de novas derrogações, a REN terá de cumprir a meta imposta ao nível europeu a partir de 1 de janeiro de 2026.

A ERSE propõe manter um mecanismo simétrico, mas alterar o indicador para dois novos indicadores que visam medir a capacidade de interligação, no sentido importador e no sentido exportador (valores médios anuais), disponibilizada ao mercado diário. O incentivo deve ser simétrico, premiando quando excede um valor de referência até um limite superior e penalizando quando fica abaixo do valor de referência até um limite inferior. O valor de referência proposto é a média dos primeiros três anos do atual período regulatório (2022, 2023 e 2024) do valor médio horário anual da capacidade de interligação disponibilizada ao mercado diário. Os patamares superiores e inferiores serão definidos em sede de cálculo de parâmetros.

A REN concorda com a substituição do anterior indicador e com a introdução dos novos indicadores propostos. Mais uma vez, dado a ausência de parametrização desta componente, a concordância da REN limita-se aos aspetos conhecidos carecendo de mais dados para uma opinião final.

Importa referir que, tal como acontece na atual versão do IMDT, os indicadores de capacidade de interligação são medidos em base anual e não em média móvel dos 3 anos anteriores (como acontece no caso da TIE e TcD). Este facto poderá contribuir para a volatilidade do resultado do IMDT de ano para ano.

2.5.4 COMPONENTE 4 DO IMDT – INCENTIVO À ATRIBUIÇÃO DE CAPACIDADE DE INJEÇÃO NA REDE NA MODALIDADE DE ACESSO COM RESTRIÇÕES PARA INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO OU DE ARMAZENAMENTO AUTÓNOMO

A ERSE propõe a criação de 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:

- Componente associada à atribuição de capacidade de injeção na RNT na modalidade com restrições pelo ORT – atribuição de um prémio (€/MVA) proporcional ao volume de capacidade atribuída na modalidade de acesso com restrições para instalações de produção ou de armazenamento autónomo
- Componente associada às decisões do ORT de viabilizar a capacidade de injeção atribuída pelo ORD para ligações de instalações à RND – atribuição de um prémio (€/MVA) proporcional ao volume de capacidade atribuída na modalidade de acesso com restrições para instalações de produção ou armazenamento autónomo.

O número máximo de horas anuais a que se aplicarão as restrições à capacidade atribuída deverá estar limitado a 1500 horas.

A REN concorda com a nova metodologia para o incentivo à atribuição de acesso com restrições, contudo não pode deixar de referir que seria preferível considerar a disponibilização da capacidade e não a sua contratação pelos agentes, por aquela e não esta última, estar objetivamente no âmbito da ação do operador de rede.

Face à especificidade, importa definir como são contabilizadas as horas com restrição de capacidade, recomendando-se que sejam utilizados referenciais integradores do tipo “energia equivalente à potência” máxima. Da mesma forma, devem ser introduzidos outros conceitos para acomodar situações com recurso a unidades de armazenamento ou outros fluxos bidirecionais.

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

A ERSE propõe a criação de uma nova componente do incentivo IMDT, aplicável ao ORT, em tudo análogo ao descrito na Componente 4, mas desta feita, no quadro do seu desempenho na atribuição de capacidade com restrições no acesso do consumo, desagregado em duas vertentes:

- Componente associada à atribuição de capacidade de injeção na RNT na modalidade de acesso com restrições pelo ORT – atribuição de um prémio (€/MW) proporcional ao volume de capacidade atribuída na modalidade de acesso com restrições para instalações de consumo (não doméstico) a ligar diretamente à RNT;
- Componente associada às decisões do ORT de viabilizar a capacidade de acesso atribuída pelo ORD para ligações de instalações à RND – atribuição de um prémio (€/MW) proporcional ao volume de capacidade atribuída na modalidade de acesso com restrições para instalações de consumo (não doméstico) a ligar à RND.

O número máximo de horas anuais a que se aplicarão as restrições à capacidade atribuída também deverá estar limitado a 1500 horas.

Estas duas componentes traduzem-se em dois mecanismos idênticos não simétricos com formulação análoga e que evolui o incentivo a atribuir de forma proporcional ao aumento de cada uma das capacidades disponibilizadas.

Em termos, conceptuais, a REN concorda com a introdução desta componente.

2.6 NOVO INCENTIVO DE MELHORIA DO DESEMPENHO TÉCNICO DA GGS

A ERSE propôs a introdução, pela primeira vez, de incentivos ao desempenho técnico da atividade de Gestão Global do Sistema (GGS) no período regulatório 2026-2029, englobados no denominado Incentivo à Melhoria de Desempenho Técnico da GGS (IMDG).

A REN está de acordo, do ponto de vista conceptual, com a introdução de incentivos que estimulem a maximização de benefícios para o SEN permitindo que os operadores retenham uma fração dos benefícios atribuíveis de forma mais direta aos esforços realizados no âmbito das suas competências.

Este incentivo, à semelhança do IMDT, é composto por diversas componentes autónomas, cada uma com diversos âmbitos de atuação.

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

O Gestor do Sistema (GS) elétrico desempenha um papel importante, embora não determinante e limitado, na disponibilização de maior liquidez nas plataformas de serviços de sistema na qualidade de agente responsável de habilitação de ativos à prestação de serviços de sistema. Este incentivo visa fomentar o GS a aumentar, facilitar e acelerar, dentro das suas responsabilidades e competências, o processo de admissão de mais produção ou de sistemas de armazenamento às plataformas de serviços de sistema, nomeadamente mFRR.

O incentivo baseia-se no indicador de potência média das ofertas de mFRR elegíveis. O indicador é calculado anualmente, a partir das ofertas de energia de mFRR para cada período de programação, considerando as áreas de ofertas elegíveis, somando as ofertas de energia a subir e a baixar.

A ERSE propõe a aplicação de um mecanismo não simétrico em que o incentivo evolui de forma proporcional ao aumento de cada uma das ofertas, a subir e a descer, oferecidas em mFRR.

A formulação proposta prevê:

- a exclusão dos agentes com maiores capacidades (categorias C e D);
- a aplicação de um fator de 50% a aplicar à energia oferecida por agentes de tipo B, unidades físicas de consumo habilitado e unidades físicas de armazenamento sujeitas a obrigação de participação em mercados de serviços de sistema;
- consideração da totalidade da energia a todos os restantes agentes (com capacidades entre 0,8 e 1 MW).

A REN recomenda que se tenha em consideração a composição de cada Área de Ofertas para evitar a exclusão de ofertas de mFRR que, potencialmente, deveriam ser consideradas (as ofertas das áreas de oferta onde existam centrais das categorias C e D nos termos da formulação proposta podem ser anuladas).

A REN considera que excluir todas as Unidades Físicas de produção do tipo C ou D poderá ser contraproducente, visto que não dá os incentivos adequados para que o GS fomente, facilite e acelere, dentro das suas responsabilidades e competências, o processo de admissão destas instalações e, por consequência, recomenda que a ponderação considere as centrais hídricas, solares e eólicas que sejam do tipo C ou D, mantendo-se a exclusão para as centrais hidroelétricas com mais de 30 MW de potência instalada e centrais de ciclo combinado com mais de 100 MW.

As necessidades da banda de mFRR são estabelecidas pela ERSE através de convocatória. Face a este enquadramento, a existência dos leilões de Banda de mFRR são mais um fator que está fora do controlo do GS e, por consequência, a REN é da opinião que devem ser desconsideradas as ofertas de mFRR que estejam associadas às adjudicações de banda de mFRR.

Por fim, a REN considera que o incentivo deve valorizar a maximização da disponibilização de potência habilitada e do número de instalações habilitadas a participar no mercado de serviços de sistema e não a maximização das ofertas apresentadas.

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

A proposta em consulta prevê a introdução de um incentivo à Melhoria das Previsões de Produção Renovável, no âmbito da Gestão do Sistema, no sentido de minimizar as contratações de banda de regulação e imposição de restrições técnicas.

O mecanismo, simétrico, prevê uma banda morta onde, caso o erro se mantenha dentro de um determinado intervalo, não haverá lugar a qualquer prémio ou penalização. O mecanismo implica que erros de previsão abaixo dessa banda deem lugar a um prémio e, a uma penalização caso os erros sejam superiores. Os prémios e penalizações encontram-se sujeitos a limites a definir em sede de parâmetros.

O incentivo 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*). 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*.

A REN considera que, embora do ponto vista conceptual o modelo do incentivo proposto possa, em tese, ser considerado adequado, apresenta limitações, nomeadamente por pressupor que a produção das centrais eólicas e solares, com exceção das indisponibilidades, depende fundamentalmente das condições meteorológicas em cada instante, sendo apenas afetada por eventuais ações explícitas da Gestão do Sistema que estão representadas pelo termo de correção. Na realidade, embora este pressuposto seja razoavelmente válido quando se avalia a informação histórica referente a anos anteriores, atualmente as condições estão a mudar rapidamente.

A estratégia comercial dos agentes, principalmente nos períodos em que o mercado tenha maior dificuldade em absorver toda a energia eólica e solar produtivo, leva a produção real a afastar-se cada vez mais da previsão baseada nas condições meteorológicas, sem que exista qualquer interferência do GS. Além dos preços nulos, outros fatores, como as hibridizações, que se esperam significativamente reforçadas a curto trecho dada a

presença crescente de baterias, bem como o acerto de contas por portfólio, provocam uma incerteza que tenderá a crescer à medida que aumenta a percentagem destas renováveis no *mix* do consumo nacional.

Desta forma, a REN considera difícil reproduzir futuramente a precisão de anteriores previsões, devendo ser introduzidos fatores de correção que tenham em conta a presença crescente das renováveis no SEN e estes comportamentos.

Apesar do modelo proposto prever um fator de correção relativo à intervenção do Despacho, antecipam-se igualmente dificuldades de operacionalização, dado que as instruções de despacho não são atribuídas explicitamente a uma central, mas a uma Área de Ofertas onde podem existir outras tecnologias diferentes da eólica e do solar. Por outro lado, o acerto de contas é efetuado por portfólio, o que permite aos agentes responder às solicitações do Despacho através de centrais pertencentes a áreas de ofertas diferentes das que são despachadas e com tecnologias igualmente diferentes.

A REN considera que estes fatores devem ser tidos em consideração na formulação de um adequado fator de correção.

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

A ERSE propõe um mecanismo simétrico que assenta numa variável composta por dois indicadores já estabelecidos no Manual de Procedimentos do Modelo para Reporte dos Indicadores de Desempenho das Redes Inteligentes de Energia Elétrica:

- Indicador C3: rácio entre o comprimento de linhas com DLR e o comprimento total das linhas da RNT
- Indicador C4: rácio entre o somatório dos valores da capacidade DLR e o somatório dos valores médios da capacidade estática das linhas em causa

Apesar de o documento justificativo não o explicitar, à luz da proposta de articulado fica claro que a ERSE propõe que este incentivo assuma a forma de uma curva com valor de referência centrado em torno de uma banda morta, seguida de zonas de incentivo ou penalização variáveis até, respetivamente, patamares de *cap* e de *floor*.

A aplicação de DLR já constitui um benefício para o SEN, independentemente de essa capacidade ou o comprimento de linha coberto pela solução ultrapassarem ou não valores de referência fixados administrativamente pela ERSE, pelo que não se entende adequado que o incentivo siga a estrutura descrita acima. Em alternativa, o modelo deve ter por base a partilha com o GS do benefício gerado anualmente para o SEN com o diferimento do investimento necessário para criar capacidade, sem estabelecimento de um valor de referência de partida para ativação do incentivo nem de patamares mínimo e máximo para penalidade e incentivo. A parametrização do incentivo é decisiva para a adequabilidade do mecanismo à realidade e no sentido de promover, de forma eficaz, benefícios para o SEN.

2.7 PRINCÍPIO DA SEPARAÇÃO DE ATIVOS ESPECÍFICOS E NÃO ESPECÍFICOS

A Instrução n.º 7/2024, a 3 de outubro determina os termos de reporte segmentado em ativos específicos e não específicos. De acordo com a Instrução, o conceito de ativo específico relaciona-se com os ativos diretamente relacionados com as atividades principais reguladas e os ativos não específicos correspondem aos ativos associados essencialmente a atividades de suporte às atividades principais.

A REN já alertou que esta desagregação, por não se tratar de uma nomenclatura prevista no normativo contabilístico e nunca ter sido utilizado pela REN, obriga a que a classificação seja efetuada ativo a ativo, o que para além de complexo é uma classificação subjetiva. A distinção entre ativo específico e não específico por vezes não é direta uma vez que, por exemplo, de acordo com a Instrução o equipamento de transporte é considerado na totalidade como não específico e algumas viaturas estão afetas diretamente a atividades *core* (a ausência de equipamento de transporte próprio da REN inviabilizaria a intervenção na rede).

De salientar que alguns ativos de IT de natureza corporativa de suporte ao negócio são “não específicos” ao abrigo da referida instrução, uma vez que não suportam diretamente o funcionamento dos ativos primários de rede, nem suportam de forma direta e exclusiva atividades associadas à gestão do sistema de eletricidade ou à operação da rede. Contudo, destaca-se que a gestão do ciclo de vida dos ativos que suportam o núcleo essencial das concessões atribuídas à REN são essenciais para a atividade das concessões, na medida em que a existência em serviço dos ativos primários pressupõe, entre outras atividades prévias, o planeamento, simulação, especificação, projeto, orçamentação, contratação e construção.

2.8 ALTERAÇÕES DOS REQUISITOS DE INFORMAÇÃO – REPORTE DE INFORMAÇÃO DAS OPERAÇÕES INTRAGRUPO FORA DO ÂMBITO DOS DFTP

A ERSE propõe substituir a informação das operações intragrupo nos termos dos Dossiers Fiscais de Preços de Transferência, que atualmente eram enviados anualmente, por informação mais detalhada a enviar no ano precedente a um novo período de regulação.

A REN alerta para o nível de informação adicional a enviar pelo que solicita à ERSE que reavalie o custo/ benefício desta Proposta, nomeadamente quanto à *“justificação para a decisão de contratação interna do serviço em detrimento da aquisição externa”* ou *“justificação e fundamentação dos recursos utilizados e da sua adequação às exigências para o desenvolvimento da atividade regulada”*, salienta-se que o nível de subcontratação e de meios próprios é uma decisão de gestão de cada empresa.