



Comentários à Consulta Pública 134 – Proposta de Alteração do Regulamento Tarifário

08 de julho de 2025

Índice

1.	Nota Introdutória	2
2.	Comentários Gerais	2
3.	Comentários em sede da Consulta Pública	3
4.	Notas finais	16

1. Nota Introdutória

- I. A ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos promove a Consulta Pública n.º 134/2025, com o objetivo de recolher contributos sobre a proposta de alteração do **Regulamento Tarifário (RT)**, face ao início de um novo período de regulação em 2026. Esta presente revisão visa atualizar os mecanismos e metodologias de regulação ao nível dos proveitos permitidos e da estrutura tarifária, no âmbito do **Regulamento n.º 828/2023, alterado pelo Regulamento n.º 39/2025**, de 9 de janeiro de 2025.
- II. Face à alteração regulamentar proposta, cabe à **Iberdrola**, enquanto parte integrante e relevante stakeholder do setor energético nacional, com um papel ativo e dinâmico no setor elétrico e do gás, participar na presente consulta pública, com o intuito de contribuir, com a sua perspetiva, para uma dinâmica equilibrada do setor.
- III. Neste âmbito, a **Iberdrola** agradece a oportunidade de apresentar comentários à proposta e transmite as sugestões e reflexões a seguir.

2. Comentários Gerais

- IV. Encaramos com apreço o início do processo de revisão regulamentar, iniciado com a atualização do **Regulamento Tarifário (RT)**. Contudo, consideramos que uma visão estrutural e integrada do setor apenas será alcançada com a revisão de outros instrumentos regulamentares.
- V. Torna-se, assim, evidente a necessidade de uma **reestruturação normativa** mais ampla, que deverá abranger outros regulamentos setoriais e poderá implicar, inclusive, a alteração do **Decreto-Lei n.º**

15/2022, conforme as modificações introduzidas pela **Diretiva (UE) 2024/1711** do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho de 2024.

- VI. 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.
- VII. Adicionalmente, o facto de a presente revisão regulamentar não contemplar determinados elementos da Diretiva (UE) 2024/1711 — nomeadamente no que respeita à configuração do mercado da eletricidade da União —, por ainda **não ter sido transposta** para o ordenamento jurídico nacional, **compromete a clareza e previsibilidade** quanto à direção que **Portugal** poderá vir a seguir neste domínio.

3. Comentários em sede da Consulta Pública

- VIII. Da análise efetuada, a **Iberdrola** chama à atenção em detalhe para os seguintes pontos que considera fundamentais e que, requerem ponderação.
- IX. Relativamente à **eliminação da obrigação de permanência, pelo período de doze meses, na opção tarifária de acesso às redes para os fornecimentos em baixa tensão normal com potência contratada até 20,7 kVA**:
 - a. A duração dos períodos horários é diferenciada de acordo com o ciclo de contagem (ciclo diário e ciclo semanal). Muitas vezes a regra de permanência de 12 meses no mesmo ciclo, dificulta a mudança de comercializador em prazos inferiores a 12 meses, nos casos em que a oferta escolhida

não tenha as mesmas características da opção tarifária vigente.

- b. Em defesa dos nossos clientes, apesar de se manter a regra de permanência apenas para o ciclo de contagem, **esta é uma alteração que faz sentido e que cumpre as necessidades do mercado, manifestamente já salientadas em outros fóruns de discussão.**

X. No que concerne **ao aperfeiçoamento da redação do artigo 98.º do RT, relativo à tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT aplicável a entregas a clientes das opções tarifárias de BTN:**

- a. 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.**
- b. Vemos esta alteração como um **aperfeiçoamento do cálculo tarifário**, e como tal, a intenção de aproximar as curvas de preços horários no mercado elétrico (preços mais baixos durante o dia, em particular na hora legal de verão), com a utilização das redes que continua a apresentar os períodos de vazio durante a noite e as horas cheias durante o dia.

XI. No que diz respeito **aos aperfeiçoamentos ao mecanismo de atualização trimestral da tarifa de energia:**

- a. cremos que, apesar de a ERSE não querer arriscar no modelo de eventual mecanismo (automático) de revisão trimestral das TAR, é de facto **o melhor mecanismo para assegurar transparência do ajuste das variações.**
- b. Sendo certo que o impacto das TAR decorre em parte da volatilidade de determinadas rubricas de CIEG, importa ter presente que se perspetiva a redução gradual dos CIEG

associados à produção de eletricidade, devido ao término gradual dos regimes de remuneração garantida; e que, adicionalmente, foram recentemente introduzidos novos instrumentos para a mitigação da volatilidade desses CIEG, designadamente os leilões de Produção com Remuneração Garantida (PRG); não estamos certos que não venham a ocorrer mais momento de revisão excecional como a que ocorreu em 2022 e 2023.

- c. É 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 excecional de tarifas.

XII. Relativamente à **Regulação por incentivos**:

- a. Acolhemos **positivamente a promoção da regulação por incentivos refletida na presente proposta de revisão do Regulamento Tarifário (RT)**, reconhecendo o seu potencial para responder aos desafios atuais de descarbonização e descentralização no setor elétrico.
- b. Como comentário geral, entendemos que toda a parametrização será objeto de **consulta pública**, e que a liquidação dos incentivos incluirá o nível de detalhe técnico necessário para que possa ser devidamente compreendida pelo setor, para além do valor final apurado no âmbito do procedimento anual de tarifas.
- c. Contudo, entendemos que os incentivos mais eficazes são aqueles baseados em **mecanismos de mercado e devidamente ajustados à realidade regulatória em que**

operam os agentes regulados, os quais constituem, como melhor incentivo natural.

- d. Neste sentido, a Iberdrola realça **as seguintes propostas**, em detalhe:
- e. Não somos favoráveis à revisão do incentivo à melhoria do desempenho técnico da rede de transporte e distribuição com o objetivo de incluir uma componente que promova a atribuição de capacidade de rede na modalidade **de acesso com restrições**, quer para injeção por produtores, quer para armazenamento, quer para alimentação de consumidores.
- f. Entendemos que as atividades de TEE (Transporte de Energia Elétrica) e DEE (Distribuição de Energia Elétrica) devem continuar a ser tratadas como instrumentos regulatórios destinados a promover a implementação necessária de investimentos em redes e a utilização eficiente das mesmas, não articulando incentivos baseados no volume de capacidade atribuída.
- g. Caso se venha a estabelecer um objetivo para estas atividades associado ao acesso com restrições, **este deverá estar orientado para a promoção da transparência e da coordenação entre operadores e o regulador**, para a celeridade na tramitação dos processos, bem como para a qualidade da documentação e dos estudos técnicos emitidos na sequência das solicitações dos interessados, de forma a permitir ao regulador um acompanhamento adequado da gestão e a adoção de decisões de investimento e critérios de gestão das redes fundamentadas.

- h. Deverá ainda ser promovida a maximização da capacidade disponibilizada, o que implicaria a redução progressiva do limiar na primeira atribuição (atualmente fixado em 1500 horas). Idealmente, este acesso deveria ser convertido em acesso sem restrições o mais breve possível, condicionado à realização de investimentos em ativos, à digitalização e à implementação de reformas estruturais no mercado. Por conseguinte, consideramos **que não é adequado que o limiar de 1500 horas seja fixado no RT.**
- i. Adicionalmente, solicitamos esclarecimentos concretos relativamente ao artigo constante nas **Subseções IV e V da Secção XV do Capítulo IV** (Proveitos das atividades reguladas), nomeadamente:
 - i. Especificar os casos em que os termos “CapACR_inj RNT, t-2”, “CapACR_inj ORD/ORT, t-2”, “CapACR_cons RNT, t-2” ou “CapACR_cons ORD/ORT, t-2” possam assumir valores negativos, e indicar quais as penalizações aplicáveis nesses cenários;
 - ii. Clarificar o papel dos termos “CapACR_inj RNT_inf”, “CapACR_inj ORD/ORT_inf”, “CapACR_cons RNT_inf” e “CapACR_cons ORD/ORT_inf” nas fórmulas, em comparação com os termos “CapACR_inj RNT_ref”, “CapACR_inj ORD/ORT_ref”, “CapACR_cons RNT_ref” e “CapACR_cons ORD/ORT_ref”.
- j. Valorizamos muito positivamente o facto de a ERSE orientar o **incentivo do TEE à disponibilização de interligação para fins comerciais** para a consolidação e ampliação dos

progressos alcançados no período regulatório anterior, em conformidade com os requisitos europeus.

- k. Contudo, solicitamos uma **justificação para a atribuição deste incentivo à atividade de TEE no âmbito do ORT** (cf. artigo 7.º), ou seja, orientada para decisões de investimento que visem disponibilizar maior capacidade de interligação internacional para fins comerciais. Na nossa perspetiva, **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.**
- l. Adicionalmente, propomos que este incentivo incorpore 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, com a participação da ERSE. 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.
- m. Por outro lado, a ERSE refere que os objetivos intermédios do período regulatório 2022-2025 foram cumpridos com base nos indicadores de 2022 a 2024, estando pendente a confirmação dos dados de 2024. Este intervalo temporal constitui a base para o valor de referência do período regulatório 2026-2029. No entanto, **questionamos qual será o tratamento do ano de 2025**, tendo em conta que, após o apagão de 28 de abril, ocorreu uma perturbação significativa na capacidade disponível no sentido importador, com impactos económicos relevantes. Solicitamos, por isso,

transparência por parte da ERSE sobre esta questão no relatório subsequente à consulta pública, nomeadamente se as reduções de capacidade serão consideradas como caso de força maior.

n. Adicionalmente, apresentamos os seguintes **comentários específicos à Subsecção III da Secção XV do Capítulo IV** (Proveitos das atividades reguladas):

- i. Defendemos que os **valores de referência** para os sentidos importador e exportador correspondam ao máximo entre o valor de 2024, que é o valor máximo da série temporal até à data e, o objetivo europeu de 70%;
- ii. Propomos a **segmentação dos incentivos** por faixas horárias e/ou sazonais, de forma a desincentivar reduções de capacidade com padrão sazonal ou intradiário. Em alternativa ou complementarmente, sugerimos a introdução de um indicador com granularidade intradiária;
- iii. Sugerimos a implementação de **incentivos assimétricos**, por exemplo, através da adoção de um limiar com penalização mais severa do que a bonificação, com base em percentis;
- iv. Recomendamos a **sobreponderação do indicador no sentido importador**, dado o seu impacto significativo nos preços suportados pelos consumidores portugueses;
- v. Solicitamos esclarecimentos sobre a forma **como será considerado o aumento de capacidade decorrente da entrada em operação da linha Minho-**

Galiza, prevista para o final de 2025, conforme mencionado no relatório. Entendemos que este reforço terá um impacto positivo que vai além do simples aumento aritmético da capacidade teórica disponível.

- o. Relativamente à **introdução de um novo incentivo à melhoria do desempenho técnico da gestão global do sistema, através do aumento das ofertas de energia de balanço por unidades físicas não obrigadas**, partilhamos a necessidade de incentivar a participação nos serviços de sistema. No entanto, o incentivo proposto em consulta parece atribuir ao GGS uma função de estratégia comercial que consideramos inadequada, dado que a sua missão fundamental **deve ser a de agente neutro, responsável por disponibilizar plataformas de mercado eficientes**, uma vez aprovados, por via regulatória, os mercados que essas plataformas suportam. Neste sentido, já nos manifestámos junto da CNMC em consulta pública sobre esta matéria.
- p. Naturalmente, o papel do GGS no plano regulatório deve estar orientado para a apresentação de propostas de desenho de mercado que sejam **não discriminatórias, transparentes e que promovam sinais eficientes de preços e de investimento**. No entanto, consideramos difícil quantificar um incentivo com base nesta atividade de formulação de propostas. O que consideramos crucial é assegurar que quaisquer incentivos remuneratórios para o GGS que sejam postos em prática não interfiram indevidamente com as propostas regulamentares que o GGS quer promover ou apoiar.

- q. Em contrapartida, **poderá ser adequado um incentivo associado ao cumprimento dos prazos de implementação por parte do GGS**, desde que devidamente monitorizado pela ERSE e salvaguardando os tempos necessários para o desenvolvimento técnico das soluções e a adaptação dos sistemas e processos por parte dos participantes de mercado.
- r. Não obstante, **caso venha a confirmar-se o enquadramento proposto na presente consulta**, apresentamos de seguida os seguintes comentários de detalhe:
- i. O parâmetro α_{AO} está estruturado para penalizar a constituição de carteiras que incluam ofertas elegíveis e inelegíveis, o que iria de acordo com as regras do MPGGS.
 - ii. **A delimitação das ofertas elegíveis evidencia** que o desenho regulatório é o principal fator para promover maior liquidez nos mercados de ajuste. Com a definição proposta, corre-se o **risco de atribuir um valor positivo ao incentivo com um volume mínimo de melhoria se não for introduzido um limite inferior injustificado, como o proposto no relatório (10%)**. Este efeito é agravado pelo facto de o volume ser contabilizado tanto para ofertas de subida como de descida.
 - iii. Chamamos a atenção para o facto de que o aumento das ofertas por parte de agregadores independentes está fortemente condicionado pelo modelo que venha a ser adotado no MPGGS. Ou seja, se não forem permitidos mecanismos de correção e compensação, o desenho regulatório poderá

conduzir mais facilmente a um resultado positivo deste indicador, à custa do impacto que tal possa ter sobre os comercializadores.

- iv. O Artigo 142.º-B estabelece que o parâmetro α_{AO} assumo o valor de 0,5 no caso das **UF de armazenamento sujeitas à obrigação de participação nos serviços de sistema**. Na nossa perspetiva, este valor deveria ser nulo, por se tratar de uma situação assimilável às UF do tipo C ou D.
- v. Não é fornecido detalhe sobre a **metodologia de cálculo do valor de referência mínimo e máximo**, o que limita a transparência e previsibilidade do incentivo.
- s. Em resposta à questão concreta colocada pela ERSE sobre a **inclusão de outros serviços de sistema no incentivo**, gostaríamos de expressar o seguinte:
 - i. No que respeita ao produto padrão mFRR, a chave para fomentar o aumento do volume de ofertas reside na implementação célere da banda de mFRR para todos os ofertantes e na eliminação do produto específico mFRR, que na prática atua como um sumidouro de liquidez do produto padrão.
 - ii. O produto aFRR encontra-se atualmente sujeito a alterações estruturais no seu desenho no âmbito do MPGGS, que deverão naturalmente aumentar a liquidez, desde que seja removido o limite (cap) na banda por via regulatória. Assim, o seu potencial de crescimento depende de decisões regulatórias e de

implementação técnica, pelo que não consideramos adequado incluir o aFRR neste incentivo.

- iii. Relativamente ao produto RR, está prevista a extinção da plataforma TERRE a nível europeu. Caso a plataforma venha a suportar um produto específico de tipo RR, mas sem que o GCT (Gate Closure Time) seja atrasado para 30 minutos antes da entrega, tal seria incongruente com os objetivos do Regulamento (UE) 2019/943.
- t. O incentivo da melhoria das previsões de energia renovável (solar e eólica), para o dia seguinte é configurado como um agregado das previsões de produção eólica (onshore e offshore) e solar, apesar de os padrões de variabilidade e previsibilidade destas tecnologias serem distintos. Consideramos mais adequado **definir subindicadores por tecnologia**, de forma a refletir melhor as especificidades de cada fonte renovável, por exemplo, sob a forma de diferentes bandas mortas e assimetrias de incentivo.
- u. Em qualquer caso, a **publicação destas previsões para os participantes de mercado deve ser objeto de uma avaliação específica por parte da ERSE**, valorizando a transparência e a disponibilização de uma interface automatizada acessível aos utilizadores.
- v. Os volumes de curtailment devem ser publicados de forma independente, com desagregação por tecnologia e tipo de ajustamento (balance, restrições, instrução de despacho). Por conseguinte, os dados das previsões publicados não devem incorporar qualquer ajustamento das previsões de produção renovável resultante de ativações dos serviços de sistema, ações de equilíbrio, resolução de restrições

técnicas, ou de limitações e instruções de despacho para redução da injeção na rede.

- w. A **priorização dos investimentos em tecnologias DLR e a sua operação** devem estar orientadas para a **maximização da capacidade de interligação com Espanha e para a minimização dos custos de redispatching** por restrições técnicas a subir, bem como do impacto em termos de volume a baixar. Esta orientação estratégica deveria refletir-se, de forma explícita, na estrutura do incentivo.
- x. No relatório da consulta, é referido que as previsões de produção de energia renovável interagem com as ferramentas de otimização utilizadas para o cálculo da capacidade das linhas em operação (DLR) - cf. Capítulo 3.6.2. Neste contexto, questionamos de que forma se evita uma eventual **dupla contabilização entre os dois incentivos atribuídos ao GGS, um relativo à previsão da produção renovável e outro ao uso do DLR**.
- y. Adicionalmente, identificamos uma possível **sobreposição entre o incentivo ao uso do DLR por parte do GGS e o incentivo atribuído à atividade de TEE**, que visa promover a atribuição de capacidade de rede na modalidade de acesso com restrições. Uma gestão eficiente do DLR pode, de facto, contribuir para a redução das horas mínimas sujeitas a restrições, o que reforça a necessidade de clarificar a articulação entre ambos os incentivos.
- z. O incentivo em causa distingue dois subcomponentes, um baseado em quilómetros de linhas e outro em termos de capacidade. Consideramos pertinente **refletir sobre quem deve ser o titular primário do incentivo** — a atividade de TEE ou o GGS —, dado que ambas as subcomponentes estão

interligadas e sujeitas a coeficientes α_1 e α_2 , que poderão refletir uma intenção do regulador de atribuir maior peso relativo a uma ou outra atuação.

aa. Relativamente à explicitação no RT da regulação económica das atividades de gestão integrada de garantias e de registo e contratação bilateral de energia, desenvolvidas pelo OMIP S.A, **não consideramos adequado atribuir o mesmo estatuto à entidade responsável pela gestão do mercado a prazo (OMIP, S.A.) que ao ORT e ao ORD**, uma vez que estes últimos desempenham uma função estrutural no Sistema Elétrico Nacional (SEN). Entendemos que o papel do OMIP se encontra associado a uma atividade regulada específica, cuja execução poderia ser atribuída por designação legal a uma outra entidade. Portanto, o RT deve limitar-se a refletir os fluxos financeiros específicos associados a cada atividade.

bb. Por conseguinte, sugerimos a **eliminação do atual Artigo 6.º-A**, substituindo-o pelos artigos abaixo propostos, com **definições mais precisas e limitadas ao respetivo âmbito funcional e financeiro**:

“Artigo 6.º-A

Atividade de Gestão Integrada de Garantias

Para efeitos do presente Regulamento, a Gestão Integrada de Garantias no âmbito do SEN, desenvolvida pela entidade designada pela legislação em vigor, nos termos que nela se estabeleçam, tem reflexo nos fluxos financeiros e nas obrigações especificamente previstos neste Regulamento.”

“Artigo 6.º-B

Atividade de Registo e Contratação Bilateral de Energia

Para efeitos do presente Regulamento, o Registo e a Contratação Bilateral de Energia, desenvolvidos pela entidade designada pela legislação em vigor, nos termos que nela se estabeleçam, têm reflexo nos fluxos financeiros e nas obrigações especificamente previstos neste Regulamento.”

cc. De forma coerente, sugerimos a revisão das referências à “entidade responsável pela gestão do mercado a prazo” nos seguintes artigos e secções:

- i. Artigos 16.º, 19.º, 206.º a 209.º, 212.º a 215.º.
- ii. Título da Secção II-A do Capítulo IV (Proveitos das atividades reguladas).
- iii. Toda a Secção IV-A do Capítulo VI (Procedimentos).
- iv. Introdução de mecanismo regulatório que assegure a sustentabilidade económica e financeira da atividade de comercialização do Comercializador de Último Recurso.

4. Notas finais

- XIII. Destaca-se, em complemento à presente consulta pública, que a ERSE confirmou a disponibilização, em breve, do **estudo relativo aos períodos horários em Portugal Continental**, cujos resultados preliminares foram já apresentados aquando da decisão tarifária para 2025. Este estudo é de particular relevância para os comercializadores na **definição das suas ofertas**, uma vez que se antecipa uma alteração significativa dos períodos horários atualmente em vigor, com impacto direto na dinâmica do mercado.