



Consulta pública n.º 142:

Proposta de alteração do quadro regulatório dos encargos de regulação no SEN

DOCUMENTO DE COMENTÁRIOS

EDP, S.A.

Índice

1	Enquadramento	3
2	Comentários gerais	3
2.1	Redesenho do produto de Banda de mFRR.....	4
2.2	Produto de Cobertura.....	6
2.3	Repercussão nas tarifas de acesso às redes	8
2.4	Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às mobilizações de Centrais de ciclo combinado a gás para a resolução de Restrições Técnicas	10
2.5	Projeto piloto de metodologias avançadas de identificação e resolução de restrições	12
3	Comentários específicos.....	12
3.1	Artigo 276.º Incumprimento do serviço de BmFRR e do programa por unidade física, agregado por área de ofertas.....	12
4	Conclusões.....	13

1 Enquadramento

A presente Consulta Pública, promovida pela ERSE, relativa à proposta de alteração do quadro regulatório aplicável aos encargos de regulação no Sistema Elétrico Nacional (SEN), ocorre num contexto de crescente complexidade, imprevisibilidade e volatilidade destes custos.

Nos últimos anos, os encargos de regulação do sistema (ERS) — em particular os associados a restrições técnicas — registaram um aumento significativo. Esta evolução tem sido influenciada por eventos extraordinários, como o apagão ibérico de 2025 e a tempestade Kristin em 2026, bem como pela necessidade acrescida de mobilização de centrais despacháveis para assegurar a segurança e fiabilidade do SEN, num contexto de elevada penetração de produção renovável não despachável.

Este aumento da volatilidade dos encargos de regulação tem impactos relevantes tanto nos consumidores finais como nos agentes de mercado, afetando a previsibilidade dos custos, as estratégias de atuação em mercado e a estabilidade tarifária.

No quadro regulamentar atualmente vigente, definido pelo Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema (MPGGS), não se encontra prevista a repercussão dos encargos de regulação através das Tarifas de Acesso às Redes (TAR). Estes custos são integrados na componente de liquidação de ERS a repercutir nos *Balance Responsible Parties* (BRP), sendo recuperados através da mecânica de liquidação de encargos prevista no MPGGS e refletindo-se, genericamente, no consumo de eletricidade abastecido no âmbito do SEN.

Neste contexto, a proposta submetida a consulta pública procura introduzir uma abordagem mais equilibrada, transparente e previsível para a recuperação destes encargos. Entre as medidas propostas destacam-se o redesenho do produto de banda de mFRR, a criação de produtos de cobertura destinados a mitigar riscos de volatilidade e a integração parcial e faseada dos encargos nas TAR.

O presente contributo da EDP procura responder aos desafios identificados pela ERSE, valorizando a transparência, a estabilidade tarifária e a concorrência no setor elétrico, e contribuindo para um quadro regulatório mais robusto e adaptado às exigências atuais e futuras do SEN.

O Grupo EDP agradece a oportunidade de participar nesta consulta pública e apresenta de seguida os seus comentários, esperando contribuir de forma positiva para a reflexão em curso.

2 Comentários gerais

A EDP considera positiva a proposta de alteração do quadro regulatório dos encargos de regulação apresentada pela ERSE, por procurar mitigar a volatilidade destes encargos e reforçar a previsibilidade dos custos suportados pelos agentes de mercado, em particular os agentes do lado da procura, bem como pelos clientes finais. Esta evolução é especialmente relevante num contexto em que a mobilização de recursos no curto prazo, necessária para assegurar o equilíbrio do sistema, ocorre num ambiente de maior incerteza nos mercados.

A evolução recente dos encargos de regulação, associada nomeadamente à crescente integração de produção renovável não despachável no mix de geração, exige soluções que reforcem a previsibilidade e a estabilidade do preço final de aprovisionamento de eletricidade, sem

comprometer as condições de segurança operacional requeridas pelo Gestor Global do Sistema (GGS). Neste sentido, e tendo em conta que a transformação do setor elétrico resulta de fatores conjunturais e estruturais, ainda marcados por incerteza quanto às melhores respostas a adotar, a ERSE propõe uma atuação assente na diversificação de mecanismos regulatórios, evitando a dependência de uma única solução. A proposta em consulta pública combina, assim, medidas complementares — algumas de natureza inovadora — destinadas a distribuir riscos, aumentar a flexibilidade da resposta regulatória e reduzir a exposição do mercado a novas incertezas.

Num setor em rápida transformação, a EDP valoriza a abertura da ERSE ao diálogo e à inovação regulatória, reconhecendo que a proposta contribui para adaptar o SEN a exigências crescentes de flexibilidade, segurança e fiabilidade.

Não obstante, estas medidas devem ser enquadradas numa reflexão mais alargada sobre a evolução dos serviços de sistema, assente em soluções concorrenciais, transparentes e tecnologicamente neutras. Para além dos instrumentos agora propostos, importa promover novos produtos e mecanismos que respondam às necessidades futuras do SEN, incluindo produtos normalizados de balanço e serviços de sistema de não frequência, como soluções associadas à inércia e à estabilidade da rede. Uma abordagem aberta à participação de diferentes tecnologias reforça a eficiência dos mercados de curto prazo e melhora a utilização dos recursos disponíveis, com benefícios para os clientes finais.

Seguidamente, a EDP destaca alguns aspetos relativos às medidas propostas.

2.1 Redesenho do produto de Banda de mFRR

A ERSE refere que a evolução recente dos encargos de regulação repercutidos no consumo tem acentuado a pressão sobre os agentes de mercado e os clientes finais, em especial devido aos custos associados à resolução de restrições técnicas no Programa Diário Base de Funcionamento (PDBF). Estes custos resultam, em larga medida, da mobilização de grupos de centrais de ciclo combinado a gás (CCGT) e da desmobilização de outras instalações de produção, com vista a assegurar as condições de regularidade e segurança operacional do SEN.

A EDP reconhece, por isso, o mérito da proposta de ajustamento do produto específico de BmFRR, na medida em que o seu redesenho poderá favorecer mobilizações mais eficientes, previsíveis e alinhadas com as necessidades do sistema. Em particular, a criação de um lote específico para recursos de geração firme poderá ajudar a reduzir a dependência do mecanismo de resolução de restrições técnicas, mitigar a volatilidade dos encargos de regulação e reforçar a previsibilidade, quer para o GGS, quer para os agentes que disponibilizam estes ativos.

Para esse efeito, a ERSE prevê que os agentes cubram a capacidade adjudicada no mercado de BmFRR, incluindo os custos variáveis associados ao consumo de combustível — com referência à respetiva opção tarifária de Alta Pressão — e às licenças de emissão de CO₂. Na ausência total ou parcial dessa cobertura, será aplicada uma penalidade correspondente à totalidade ou à parte proporcional da remuneração adjudicada no Mercado de Banda de mFRR, respetivamente, em função do volume de capacidade não coberto.

Sem prejuízo da importância de assegurar a adequada prestação do serviço adjudicado, a EDP considera injustificada e desproporcionada a aplicação de penalizações pela ausência total ou parcial de cobertura dos custos variáveis pelos agentes. **A decisão de cobertura constitui, em larga**

medida, uma opção de gestão de risco comercial do próprio agente, não tendo impacto direto na segurança ou no equilíbrio operacional do sistema, desde que a capacidade adjudicada seja efetivamente disponibilizada nos termos contratados. Neste sentido, a imposição de uma obrigação de cobertura, acompanhada de penalizações e de deveres de reporte detalhado das posições assumidas, poderá revelar-se desproporcionada e intrusiva, sem benefício claro para o funcionamento do SEN. Assim, a EDP entende que **a gestão e o grau de exposição a este risco devem caber ao produtor, devendo a ERSE ponderar a eliminação destas penalizações** ou, pelo menos, a sua substituição por um regime menos oneroso, centrado na verificação da disponibilidade e prestação efetiva do serviço.

Por outro lado, a EDP sublinha que, para não comprometer a participação dos agentes, é crucial que **o preço de reserva a estabelecer pela ERSE para o leilão do produto específico de BmFRR reflita, no mínimo, a diferença potencial entre os custos variáveis das CCGT e os preços futuros no mercado a prazo do MIBEL, acrescida de uma margem destinada a cobrir os custos fixos associados a esta operação.**

Adicionalmente, considera-se importante clarificar se a introdução de um lote específico para recursos de geração de natureza firme implicará alterações às regras atualmente aplicáveis ao leilão de BmFRR. Neste contexto, importa ainda salientar que seria desejável que **a convocatória fosse realizada com uma antecedência superior ao prazo mínimo atual de 20 dias**, conferindo maior previsibilidade ao processo e assegurando aos agentes o tempo necessário para prepararem a sua participação.

Considerando o exposto, a EDP entende que subsistem aspetos relevantes da especificação do leilão do produto específico de BmFRR que deverão ser clarificados previamente à sua implementação, de modo a assegurar previsibilidade regulatória, exequibilidade operacional e condições de participação adequadas para os agentes. Em particular, tendo em conta a maturidade prevista para estes leilões e a natureza técnica das CCGT, **importa reconhecer que poderá não ser viável assegurar a disponibilidade contínua de uma unidade de produção durante todo o período de contratação, sem paragens programadas ou não programadas para manutenção.** Neste contexto, ainda que o artigo 276.º do MPGGS exclua dos incumprimentos as situações de paragem programada das unidades físicas, a EDP considera **necessário clarificar que será prevista uma taxa máxima de indisponibilidade admissível para as situações de paragens não programadas, que permita acomodar situações devidamente justificadas sem determinar, de forma automática, a aplicação de penalizações às unidades adjudicatárias.**

No mesmo sentido, seria desejável avaliar a criação de um mecanismo de substituição ou troca de BmFRR entre unidades de produção com as mesmas características técnicas, aplicável em caso de indisponibilidade de uma unidade adjudicada, desde que garantida a equivalência técnica do serviço prestado e a manutenção das condições de segurança do sistema. Um mecanismo deste tipo poderia aumentar a robustez do produto, reduzir o risco de incumprimento por motivos operacionais justificados e contribuir para uma utilização mais eficiente dos recursos disponíveis.

Adicionalmente, **deverá ser clarificado se a especificação do produto considera, em todos os casos, o mínimo técnico dos grupos que integram as unidades de produção elegíveis e se as ofertas apresentadas pelos agentes, por unidade de produção, serão tratadas como indivisíveis.** Esta clarificação é relevante para assegurar que a adjudicação é compatível com as características

técnicas dos ativos e que não gera obrigações de prestação incompatíveis com a sua operação física.

Importa igualmente **clarificar em que termos uma unidade de produção adjudicatária em BmFRR poderá participar em outros mercados, incluindo mercados de energia e de serviços de sistema (e.g., aFRR e mFRR), bem como quais as limitações aplicáveis à sua atuação.** Em particular, deverá ser explicitado se existem restrições à venda de energia associada à capacidade adjudicada e, assumindo que a contratação de BmFRR implica a obrigação de colocar energia no mercado diário, em que momento deverá essa energia encontrar-se refletida no programa — designadamente após o Programa Diário Base de Contratação (PDBC) ou apenas após o PDBF.

A EDP considera fundamental que sejam detalhadas as metodologias de validação do cumprimento da prestação do serviço, nomeadamente se a verificação será efetuada por referência ao programa contratado, à emissão efetivamente verificada ou a outro critério objetivo que assegure uma avaliação robusta e auditável. Deverá ainda ser clarificado o regime de incumprimentos aplicável às unidades adjudicatárias, incluindo a tipologia de eventos abrangidos, a respetiva graduação, as consequências económicas associadas e as situações em que possam ser admitidas justificações operacionais devidamente fundamentadas.

Por último, entende-se que aplicação deste tipo de mecanismo deve ter em consideração os seus eventuais efeitos na formação de preços em mercados concorrenciais, bem como assegurar a possibilidade de participação efetiva de diferentes tecnologias capazes de cumprir os requisitos aplicáveis a este produto, garantindo, simultaneamente, o cumprimento das regras de *compliance* e de concorrência.

2.2 Produto de Cobertura

A proposta reconhece que os custos dos serviços de sistema, refletidos nos ERS, têm vindo a assumir maior relevância para os agentes de mercado, em especial do lado da procura, devido à sua volatilidade e imprevisibilidade. Ao contrário da energia, para a qual existem instrumentos de cobertura, como os mercados a prazo e a contratação bilateral, incluindo PPA, não existe atualmente uma solução equivalente que permita mitigar a exposição à variabilidade destes custos. A ERSE entende que o redesenho do produto específico de BmFRR poderá aumentar a previsibilidade da reserva firme disponível para o GGS e transferir parte dessa previsibilidade para os encargos suportados pelos agentes a título de ERS.

Neste contexto, prevê-se a criação de um produto de cobertura dos custos de serviços de sistema, assente na disponibilização de volumes por parte dos agentes adjudicatários em BmFRR, correspondentes a um mínimo de 50% da capacidade adjudicada, sem prejuízo da eventual participação de outros agentes. Este produto seria negociado em mercado a prazo, através de leilões organizados pelo OMIP, em momento posterior ao leilão de atribuição de capacidade em BmFRR, assegurando o alinhamento das maturidades entre ambos os produtos.

Para efeitos de liquidação, o GGS publicaria diariamente uma referência de ERS apurado, desagregada por períodos quarto-horários, que serviria de base à liquidação dos direitos e obrigações associados às posições previamente negociadas. A liquidação seria realizada pelo GGS com base nessa referência e na informação transmitida pelo operador de mercado, incluindo o detalhe por agente vendedor e agente comprador. A proposta prevê ainda regras específicas em

matéria de garantias, designadamente a sua constituição por parte dos compradores e de determinados vendedores, bem como a possibilidade de dispensa para vendedores cujos volumes resultem de adjudicação em BmFRR, mediante mecanismos de compensação entre direitos de recebimento e deveres de pagamento.

Segundo a ERSE, este produto poderá reforçar a previsibilidade e a estabilidade do custo final de aprovisionamento, sobretudo para os agentes do lado da procura, e reduzir o risco dos vendedores através da ligação aos volumes adjudicados em BmFRR.

A EDP reconhece o objetivo prosseguido pela ERSE com a criação de um produto de cobertura dos custos de serviços de sistema, em particular no sentido de aumentar a previsibilidade e estabilidade dos encargos suportados pelos agentes a título de ERS. A existência de instrumentos que permitam mitigar a volatilidade destes custos poderá constituir um contributo relevante para uma gestão mais eficiente do risco, sobretudo para os agentes expostos do lado da procura, num contexto em que os custos dos serviços de sistema têm vindo a assumir um peso crescente no custo final de aprovisionamento de eletricidade.

Não obstante, a EDP considera desde logo particularmente **importante clarificar o âmbito do índice de referência subjacente à liquidação do produto de cobertura, nomeadamente se este incidirá sobre a totalidade das rubricas que compõem os ERS ou apenas sobre a componente associada às restrições técnicas**. Caso o índice inclua todas as rubricas dos ERS, verificar-se-ia uma transferência de risco excessiva para os agentes vendedores, em especial quando estes disponibilizem volumes associados a unidades térmicas adjudicadas em BmFRR, uma vez que estão obrigados a disponibilizar o produto de cobertura e passariam a assumir exposição a componentes de custo sobre as quais não têm controlo direto nem capacidade de mitigação, como o volume de restrições mobilizadas adicionais às contratadas no novo produto de BmFRR, a banda de aFRR, outros encargos de regulação ou custos associados a clientes em BmFRR. Assim, deverá ser assegurado que o desenho do produto evita a atribuição de riscos não controláveis aos agentes e mantém uma adequada correspondência entre o ativo subjacente, o risco coberto e o índice de liquidação aplicável.

Importa salientar que, mesmo assegurando o alinhamento das maturidades entre o produto de cobertura e os produtos de BmFRR, caso o índice de liquidação do produto de cobertura abranja todas as componentes do ERS, **subsiste um risco potencialmente relevante para os agentes vendedores, designadamente para os produtores que disponibilizem volumes associados à capacidade adjudicada em BmFRR**. Esse risco terá de ser adequadamente refletido nas respetivas estratégias de oferta em mercado, nomeadamente através da incorporação de um prémio de risco apropriado. Neste contexto, a EDP considera **essencial que a negociação deste produto assente numa lógica de mercado livre entre oferta e procura, sem restrições administrativas de preço**, de forma a garantir uma valorização adequada dos riscos assumidos pelos vendedores e a assegurar condições eficientes e sustentáveis de participação neste novo instrumento.

Adicionalmente, atendendo a que os encargos de regulação podem ser objeto de reliquidações ao longo de vários meses, **importa clarificar de que forma essas atualizações serão refletidas no índice contra o qual o produto de cobertura é liquidado**, assegurando previsibilidade, transparência e neutralidade para compradores e vendedores.

A EDP considera ainda fundamental que a implementação deste produto seja acompanhada por um **reforço da transparência na divulgação das necessidades do sistema por parte do GGS**. Uma maior visibilidade sobre os volumes, períodos e fundamentos que determinam essas necessidades é essencial para que os agentes possam avaliar adequadamente os riscos associados à sua participação, formar expectativas mais robustas e refletir essa informação nas respetivas estratégias de oferta e procura.

Na proposta, a ERSE prevê a realização do leilão em emissão primária e que os agentes adjudicatários em BmFRR poderão estar obrigados a disponibilizar volumes anuais correspondentes a uma percentagem da capacidade adjudicada, devendo ser clarificado se os mesmos agentes poderão ajustar posteriormente a sua posição através de produtos com outras maturidades, designadamente trimestrais ou mensais. Esta possibilidade poderá ser relevante para permitir uma gestão mais eficiente do risco e uma melhor adaptação das posições assumidas à evolução das expectativas de mercado e dos encargos efetivamente observados.

Por fim, embora a ERSE identifique na proposta um conjunto de características gerais que deverão orientar o funcionamento do produto de cobertura, a EDP considera essencial que a sua operacionalização seja objeto de regras claras, transparentes e suficientemente detalhadas antes da respetiva implementação. Em particular, deverão ser definidos, de forma inequívoca, as responsabilidades das entidades envolvidas, os procedimentos aplicáveis à apresentação e negociação do produto no OMIP, os prazos relevantes e o calendário previsto para a sua disponibilização ao mercado. Atendendo à natureza inovadora deste instrumento e ao seu potencial impacto na repartição de riscos entre agentes, a EDP entende ainda que estas regras deverão ser submetidas a discussão pública aberta aos agentes de mercado, devendo a ERSE estabelecer desde já um prazo indicativo para a sua apresentação e consulta.

2.3 Repercussão nas tarifas de acesso às redes

Face ao aumento significativo e à maior volatilidade dos ERS nos últimos anos, que tornaram o atual modelo de repercussão via liquidação aos BRP menos previsível para os agentes de mercado, a ERSE entende que, por estarem associados a restrições técnicas de rede e à segurança do abastecimento, **estes custos podem ser enquadrados como custos de rede, justificando a sua recuperação através das TAR**. Esta abordagem encontra, aliás, paralelo em diversas práticas europeias, nas quais os encargos de serviços de sistema são recuperados através de tarifas de rede.

A EDP reconhece que a evolução recente dos encargos de regulação pela prestação de serviços de sistema, em particular dos encargos associados à resolução de restrições técnicas após a publicação do PDBF (RT PDBF), veio alterar de forma significativa o contexto em que o atual modelo de repercussão destes custos foi concebido. Num cenário em que estes encargos assumiam valores relativamente reduzidos e apresentavam maior estabilidade temporal, a sua repercussão através dos mecanismos de liquidação previstos no MPGGS não suscitava dificuldades materiais relevantes para os agentes de mercado.

Contudo, o aumento expressivo e a maior volatilidade destes custos, observados no período mais recente, vieram reforçar a necessidade de avaliar soluções que permitam uma alocação mais previsível, transparente e estruturalmente adequada dos encargos em causa. Neste contexto, a possibilidade de repercussão dos ERS nas TAR, designadamente através da componente de Uso

Global do Sistema (UGS) do ORT, pode justificar-se quando estejam em causa custos diretamente associados a restrições técnicas da rede e à segurança do abastecimento.

A ERSE assinala, contudo, que a repercussão integral dos ERS no exercício tarifário do SEN implicaria encargos significativos e pressão acrescida sobre as TAR, justificando uma abordagem prudente. Nesse sentido, propõe uma repercussão parcial e faseada destes custos, através da integração de até 40% dos ERS associados às RT PDBF estimados para cada ano. Para o último trimestre de 2026, a ERSE admite já a repercussão de cerca de 25% dos encargos estimados para esse período, o que, com base nos valores das RT PDBF de 2025, corresponderia a aproximadamente 22 milhões de euros.

A EDP considera, assim, pertinente a discussão promovida pela ERSE sobre a evolução do atual modelo de repercussão dos ERS e reconhece a prudência subjacente à proposta da ERSE de promover uma repercussão parcial e faseada dos encargos associados aos ERS nas TAR, tendo em conta a necessidade de mitigar impactos tarifários imediatos e de evitar acréscimos abruptos nos custos suportados pelos consumidores.

Não obstante, importa assinalar que, embora a componente de RT PDBF tenha apresentado, nos últimos tempos, maior variabilidade e maior impacto no valor global dos ERS, **outras componentes de custo podem também revelar níveis relevantes de volatilidade**. Assim, a EDP considera adequado acompanhar a evolução do valor absoluto e peso relativo das várias componentes dos ERS, de modo a assegurar que o respetivo tratamento regulatório evolui de forma coerente, equilibrada e ajustada à realidade dos custos associados à gestão do sistema.

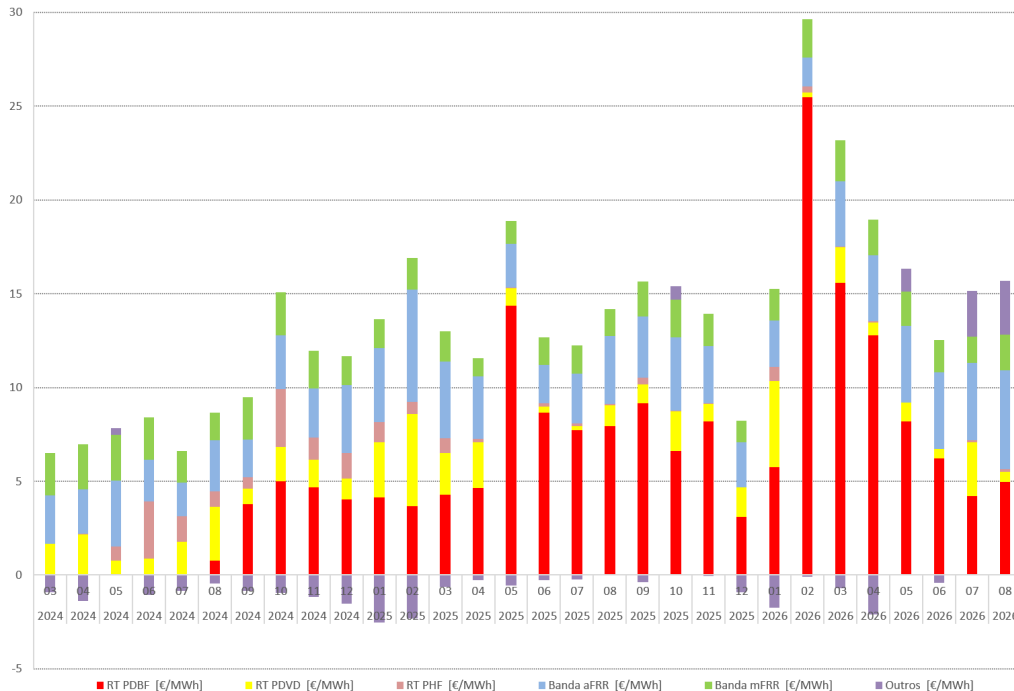


Figura 1 – Evolução dos ERS por componente entre março de 2024 e agosto de 2026¹

¹ Valores retirados da página de internet da REN, cuja última data considerada na agregação mensal foi a 30 de agosto de 2026 - <https://mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfSistema/ERC/Paginas/default.aspx>

Neste contexto, importa igualmente acompanhar os efeitos da utilização dos mecanismos de ajustamento tarifário na evolução das TAR, assegurando que o reforço do seu papel não introduz níveis de variabilidade interanual suscetíveis de comprometer os objetivos de previsibilidade e estabilização prosseguidos pela presente proposta. A EDP considera, por isso, importante monitorizar a implementação deste modelo e avaliar periodicamente a sua eficácia na redução da volatilidade dos encargos suportados pelos consumidores e agentes de mercado.

Assim, sem prejuízo do apoio a uma abordagem prudente e faseada, a EDP considera que deverá ser avaliada, em função da evolução futura dos encargos e dos resultados do mecanismo, a **possibilidade de uma progressiva harmonização do tratamento regulatório das várias componentes dos ERS**, assegurando uma recuperação eficiente, transparente e equilibrada dos custos associados à gestão do sistema através das TAR.

Pelo exposto, e tendo em conta os benefícios esperados em termos de maior previsibilidade e estabilidade dos encargos suportados pelos agentes de mercado e pelos consumidores, a EDP considera que **a implementação do mecanismo de repercussão parcial dos ERS nas TAR deverá avançar já no último trimestre do ano, conforme previsto pela ERSE, sem ficar condicionada à plena operacionalização dos restantes mecanismos propostos na presente consulta**. Sem prejuízo da necessária articulação entre as diferentes medidas, entende-se que este mecanismo constitui uma solução autónoma e imediatamente relevante para mitigar a volatilidade dos ERS, devendo a sua aplicação ser iniciada de forma célere, acompanhada da respetiva monitorização e avaliação posterior.

2.4 Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às mobilizações de Centrais de ciclo combinado a gás para a resolução de Restrições Técnicas

O aumento dos ERS está fortemente associado à mobilização de CCGT para garantir a segurança e fiabilidade do SEN, num sistema cada vez mais descarbonizado e com elevada penetração de renováveis não despacháveis. Face aos novos padrões de utilização, os centros eletroprodutores têm recorrido com maior frequência às opções tarifárias flexível mensal e diária, sujeitas a multiplicadores superiores à unidade. Em especial na opção flexível diária, o termo de capacidade do Acesso às Redes aproxima-se, na prática, de um termo de energia, levando a que esses custos sejam refletidos nas ofertas das centrais no mercado à vista e nos serviços de sistema.

Assim, quando mobilizadas para a resolução de restrições técnicas, as CCGT suportam custos acrescidos decorrentes da escolha destas opções tarifárias flexíveis, que são afetadas pelos fatores multiplicativos conforme se apresenta na Tabela 1.

De modo a reduzir o preço das ofertas destas centrais no mercado de serviços de sistema, a ERSE propõe que, para mobilizações realizadas no processo de resolução das RT PDBF, seja aplicada a tarifa de longas utilizações (sem multiplicador), independentemente da opção contratada pelo centro eletroprodutor. Esta medida visa imunizar as ofertas das centrais, beneficiando todos os utilizadores do SEN.

	Mês	Fatores multiplicativos		
		Flexível anual Capacidade mensal adicional	Flexível mensal Capacidade mensal	Flexível diária Capacidade diária
Inverno	jan	-	3,0	10,0
	fev	-	3,0	10,0
	mar	-	3,0	10,0
Verão	abr	1,5	1,5	6,0
	mai	1,5	1,5	6,0
	jun	1,5	1,5	6,0
	jul	1,5	1,5	6,0
	ago	1,5	1,5	6,0
	set	1,5	1,5	6,0
Inverno	out	-	3,0	10,0
	nov	-	3,0	10,0
	dez	-	3,0	10,0

Tabela 1 – Fatores multiplicativos das opções tarifárias flexíveis para a tarifa de URT para clientes em AP, ano gás 2026–2027²

Assim, caso a opção tarifária do centro eletroprodutor não seja a anual, o GGS identificará as mobilizações de gás associadas aos mercados de serviços de sistema, em particular à resolução das RT PDBF, cabendo ao operador da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG), a REN – Gasodutos, S.A., aplicar ao produtor um multiplicador unitário sobre essas mobilizações, equivalente à aplicação da TAR de longas utilizações. A ERSE refere ainda que, em paralelo, o operador da RNTG deverá determinar o montante correspondente à diferença resultante da aplicação dos multiplicadores. Esse montante será faturado pelo operador da RNTG ao GGS do setor elétrico e considerado como custo da atividade de gestão global do sistema elétrico, recuperado através da tarifa UGS I.

A EDP reconhece que a medida visa minimizar o impacto da contratação de TAR de curto prazo nas ofertas das centrais no mercado de restrições técnicas, em particular nas RT PDBF, reduzindo assim os custos das respetivas ativações. Adicionalmente, a transferência da diferença de receita do setor elétrico para o setor do gás permite evitar subsidiação cruzada e situações de arbitragem adversa, assegurando a neutralidade económica entre setores.

No entanto, a proposta introduz uma maior complexidade administrativa e operacional, levantando desafios técnicos relevantes, nomeadamente na segregação dos consumos de gás associados à participação das centrais nos diferentes mercados e serviços de sistema, incluindo OMIE, restrições técnicas, mFRR, aFRR, entre outros.

Em particular, **não é claro como poderá ser efetuada, de forma objetiva e verificável, a distinção entre o gás consumido em diferentes mercados ou serviços de sistema durante o mesmo período de operação.** Esta dificuldade torna-se especialmente relevante em situações em que um grupo seja mobilizado por restrições técnicas e, no mesmo intervalo temporal ou em períodos adjacentes, participe também em serviços como mFRR ou aFRR.

Assim, a EDP considera que **a proposta deverá ser objeto de maior clarificação quanto à sua operacionalização prática.** Em particular, **importa assegurar que a complexidade adicional introduzida é proporcional aos benefícios esperados e que existem regras claras, robustas e exequíveis para a identificação e segregação dos consumos elegíveis.**

² Fonte: «Estrutura tarifária no ano gás 2026–2027», ERSE, junho 2026, p. 36.

2.5 Projeto piloto de metodologias avançadas de identificação e resolução de restrições

Com o objetivo de reduzir os custos associados à resolução de restrições técnicas no SEN, através de metodologias mais robustas de identificação, antecipação e resolução dessas restrições, a ERSE propõe que a REN, enquanto GGS, apresente um projeto-piloto para testar ferramentas avançadas de gestão dinâmica das redes elétricas, nos termos previstos no artigo 155.º do Regulamento Tarifário do setor elétrico.

O projeto deverá explorar soluções de maior observabilidade, previsão e apoio à decisão, incluindo análise probabilística dos trânsitos na rede e otimização estocástica da topologia, manobras de rede e fluxos de energia. A proposta enquadra-se no período regulatório 2026-2029 e visa promover uma operação mais segura, fiável e eficiente do sistema elétrico.

Neste contexto, a EDP considera positiva a proposta de desenvolvimento de um projeto-piloto para a utilização de ferramentas avançadas de gestão dinâmica das redes elétricas, por poder contribuir para uma identificação, antecipação e resolução mais eficiente das restrições técnicas no SEN. Num contexto de maior complexidade operacional e crescente integração de produção renovável variável, estas soluções poderão reforçar a segurança e fiabilidade da operação do sistema, bem como contribuir para a redução dos custos associados à gestão de restrições técnicas. A EDP entende, por isso, que a iniciativa deve ser prosseguida, assegurando-se uma adequada articulação com os agentes de mercado e uma avaliação transparente dos seus resultados.

3 Comentários específicos

3.1 Artigo 276.º Incumprimento do serviço de BmFRR e do programa por unidade física, agregado por área de ofertas

Embora o artigo 276.º não seja objeto de alteração na presente consulta, a EDP considera oportuno assinalar que alguns dos requisitos atualmente aplicáveis à participação na BmFRR poderão justificar acompanhamento futuro à luz do objetivo de promover uma maior participação de recursos flexíveis no sistema.

Em linha com o comentário apresentado no ponto 2.1, relativo às possíveis indisponibilidades das unidades de produção com BmFRR adjudicada, **a EDP considera oportuno avaliar sobre a adequação do atual limite de 5 dias anuais de indisponibilidade**. Esta avaliação é particularmente relevante face à crescente relevância de consumidores habilitados, agregadores independentes e sistemas de armazenamento na prestação de serviços de sistema. Com efeito, alguns recursos, designadamente alguns consumidores industriais, podem estar sujeitos a períodos de manutenção programada superiores ao limite atualmente previsto, o que poderá limitar a sua capacidade de participação.

Neste contexto, seria interessante compreender de que forma este requisito foi ponderado face às características operacionais dos diferentes tipos de recursos elegíveis, bem como acompanhar a sua evolução e os respetivos efeitos na diversidade de participantes no mercado de reserva.

Poderá igualmente revelar-se útil, em futuras reflexões regulamentares, **analisar soluções alternativas que permitam compatibilizar os requisitos de disponibilidade do serviço com**

diferentes perfis operacionais dos recursos participantes, designadamente através de horizontes de contratação distintos ou de mecanismos que acomodem períodos de manutenção programada.

A EDP considera que a análise destas matérias poderá contribuir para reforçar a participação de recursos flexíveis, preservando simultaneamente os níveis de fiabilidade e segurança operacional exigidos ao serviço.

4 Conclusões

Em termos gerais, a EDP valoriza a iniciativa da ERSE de promover uma revisão do quadro regulatório aplicável aos encargos de regulação no SEN, num contexto de crescente volatilidade dos custos dos serviços de sistema e de maior complexidade operacional decorrente da transição energética.

A EDP considera positiva uma abordagem diversificada, prudente e faseada, que combine o redesenho do produto de BmFRR, a criação de instrumentos de cobertura dos ERS e a possibilidade de repercussão parcial destes encargos nas Tarifas de Acesso às Redes. Estas medidas poderão contribuir para maior previsibilidade, melhor repartição de riscos e redução da exposição dos agentes à volatilidade dos encargos de regulação.

Sem prejuízo desta apreciação favorável, a EDP sublinha a importância de assegurar que os novos mecanismos assentam em princípios de transparência, neutralidade tecnológica, eficiência económica e funcionamento concorrencial dos mercados. Em particular, importa garantir que o preço de reserva do produto específico de BmFRR reflete adequadamente os custos e riscos assumidos pelos agentes, que o produto de cobertura é negociado em condições de mercado livre e que a informação disponibilizada pelo GGS permite uma avaliação robusta das necessidades do sistema e dos fatores que determinam a evolução dos ERS.

A EDP considera ainda essencial que a implementação do produto específico de BmFRR seja precedida de clarificação dos principais aspetos operacionais, incluindo as condições de disponibilidade exigidas às unidades adjudicatárias, o tratamento de indisponibilidades programadas e não programadas, a possibilidade de mecanismos de substituição entre unidades, a consideração dos mínimos técnicos e das ofertas indivisíveis, bem como as regras de participação noutros mercados e de verificação do cumprimento do serviço.

Quanto à repercussão dos ERS nas TAR, a EDP considera que a implementação do mecanismo de repercussão parcial e faseada constitui uma medida positiva e imediatamente aplicável para mitigar a volatilidade destes encargos e reforçar a previsibilidade dos custos suportados pelos consumidores e agentes de mercado. Paralelamente, a EDP defende uma monitorização contínua das várias componentes dos ERS e dos efeitos dos mecanismos de ajustamento tarifário, de forma a assegurar um tratamento regulatório equilibrado, coerente e eficaz na redução da volatilidade suportada por consumidores e agentes de mercado, sem gerar variabilidade interanual excessiva ou efeitos contrários aos objetivos de previsibilidade prosseguidos.

No que respeita à aplicação das TAR às mobilizações de CCGT para resolução de restrições técnicas, a EDP reconhece o objetivo da proposta, mas considera necessária maior clarificação operacional, em especial quanto à identificação e segregação dos consumos de gás elegíveis, assegurando que a complexidade adicional é proporcional aos benefícios esperados.

A EDP valoriza igualmente o desenvolvimento de metodologias avançadas de identificação, antecipação e resolução de restrições técnicas, incluindo o projeto-piloto proposto, desde que os seus resultados sejam avaliados de forma objetiva e partilhados com os agentes de mercado.

Por fim, a EDP manifesta a sua disponibilidade para continuar a colaborar com a ERSE e os demais intervenientes do setor na definição de soluções regulatórias que promovam a segurança, a eficiência e a sustentabilidade do SEN, assegurando simultaneamente a proteção dos consumidores, a concorrência nos mercados e a integração eficiente de novos recursos e tecnologias.