

CONTRIBUTO EM SEDE DE CONSULTA PÚBLICA

Consulta Pública n.º 142/2026

Alteração do quadro regulatório dos encargos de regulação no
Sistema Elétrico Nacional

ENTIDADE RESPONDENTE	AUDAX RENEWABLES, S.A. - SUCURSAL EM PORTUGAL Avenida das Túlipas, n.º 6, 18.º andar, 1495-158 Algés Comercializador de eletricidade e de gás natural em regime de mercado
ENTIDADE REGULADORA	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, ERSE
PROCESSO	Consulta Pública n.º 142/2026, lançada em 10 de julho de 2026. Propostas de alteração ao Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico e ao Regulamento Tarifário do setor elétrico
PRAZO DE RESPOSTA	10 de setembro de 2026
DATA	Lisboa, 02 de setembro de 2026

I. COMENTÁRIOS EM SEDE DE GENERALIDADE

1. Objeto da consulta e âmbito do presente contributo

A AUDAX saúda a abertura da presente consulta pública e reconhece o mérito da iniciativa da ERSE. As medidas submetidas a consulta respondem a uma preocupação real e estrutural do sector: a escalada dos encargos de regulação no sistema ("ERS") e a sua volatilidade, com impacto direto na estrutura de custos da atividade de comercialização.

O presente contributo é apresentado na qualidade de comercializador em regime de mercado cuja atividade de comercialização não é acompanhada, em Portugal, de produção com expressão material nos mercados de serviços de sistema. É esta a posição a partir da qual a AUDAX observa o quadro regulatório em vigor e a proposta agora apresentada.

O contributo aborda as cinco medidas submetidas a consulta e responde às questões colocadas pela ERSE, terminando com um conjunto de conclusões e de pedidos concretos.

2. Dimensão do problema, à luz dos dados da própria ERSE

Os dados apresentados no documento em consulta dispensam qualificações. Em 2026, até ao final de maio, os ERS apontam para um valor médio de 20,26 €/MWh. O máximo foi atingido em fevereiro de 2026, na ordem dos 28,90 €/MWh, na sequência da Tempestade Kristin de 28 de janeiro de 2026. A média anual de 2023 tinha sido de 4,88 €/MWh.

O peso relativo dos custos com o mercado de serviços de sistema nos encargos com energia adquirida em mercado grossista seguiu a mesma trajetória: cerca de 5,2% em 2023, cerca de 11% em 2024, 16,6% em 2025 e mais de 25% em 2026 até final de maio, mesmo desconsiderando o mês atípico de fevereiro.

Uma componente de custo que passa de 5,2% para mais de 25% do custo da energia adquirida em mercado grossista, no espaço de três anos, deixa de ser uma variável de gestão corrente para passar a ser um determinante da viabilidade económica da atividade de comercialização. É a esta luz que a proposta da ERSE deve ser avaliada.

3. Posição geral da AUDAX

A AUDAX reconhece que a proposta constitui um avanço face ao quadro regulamentar vigente. Ao qualificar os encargos de RT PDBF como custo de rede e ao repercutir parte dos ERS nas Tarifas de Acesso às Redes ("TAR"), a proposta reconhece a natureza sistémica de uma parcela destes encargos. A AUDAX entende que esse reconhecimento, uma vez feito, é extensível à generalidade dos ERS e que a sua alocação integral ao lado da procura, através do mecanismo de liquidação da gestão global do sistema, carece por isso de fundamentação adicional.

O avanço é, contudo, insuficiente, porque a proposta não resolve os três problemas que estão na origem da intervenção: a imprevisibilidade de custos, a opacidade da repercussão e a ausência de neutralidade concorrencial entre agentes verticalmente integrados e agentes não integrados.

A posição da AUDAX assenta em duas linhas de pedido, distintas e não subordinadas entre si.

A primeira é estrutural: a integração progressiva e integral dos ERS nas TAR constitui o referencial regulatório adequado para a alocação destes custos. Esta integração deve ser implementada segundo uma trajetória faseada e calendarizada, com início imediato, de modo a acomodar os impactos tarifários sem diferir a solução no tempo. O faseamento deve traduzir-se num percurso definido, com marcos e datas, iniciado com a presente revisão regulamentar, e não no adiamento da solução.

A segunda é imediata: a repercussão dos ERS em rubrica autónoma e obrigatória da fatura, enquanto e na medida em que estes encargos não sejam integralmente incorporados nas TAR. Trata-se de uma medida de baixo custo regulatório, de aplicação direta e que produz efeitos desde a primeira fatura emitida.

Ambas as linhas são apresentadas como pedidos afirmativos, não sendo a segunda acessória da primeira nem se esgotando com a sua adoção parcial.

II. COMENTÁRIOS EM SEDE DE ESPECIALIDADE

4. Repercussão dos ERS nas Tarifas de Acesso às Redes (medida 2.3)

A ERSE propõe a repercussão estrutural de parte dos ERS nas TAR, designadamente dos encargos decorrentes da resolução de restrições técnicas após Programa Diário Base de Funcionamento ("RT PDBF"), mediante alocação através da componente UGS I da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte ("ORT"), conforme identificada no documento em consulta.

A qualificação das RT PDBF como custo de rede é correta e a AUDAX subscreve-a. O que se questiona é o perímetro.

A medida prevê a integração de até 40% dos ERS associados às RT PDBF, com uma fase inicial de 25% já no último trimestre de 2026. Todo o remanescente, e a totalidade das demais rubricas de ERS, permanece no mecanismo de liquidação da gestão global do sistema. O resultado é que a maior parte do custo continua alocada ao lado da procura, sem contrapartida do lado da receita para os agentes que não dispõem de ativos de produção.

Acresce uma dificuldade de ordem técnica que o documento em consulta não desenvolve. Nos dois últimos anos completos, o peso relativo do custo total dos ERS na estrutura dos proveitos associados à parcela de UGS do ORT variou entre 62% em 2024 e 231% em 2025. Uma componente tarifária cujos proveitos foram, num dos anos de

referência, inferiores a metade do valor total dos ERS não tem, pela sua dimensão atual, capacidade para acomodar a integração integral destes encargos sem uma reponderação da própria estrutura tarifária. O veículo escolhido condiciona, assim, o perímetro possível da medida, e essa limitação deve ser explicitada: se a UGS I não comporta o alargamento, a trajetória de convergência exige a identificação, desde já, de veículos tarifários complementares.

As TAR constituem o instrumento adequado para a repercussão de custos sistémicos. Asseguram previsibilidade ex ante, universalidade de tratamento, transparência metodológica e neutralidade concorrencial entre agentes, características que nenhum instrumento de mercado replica em simultâneo.

Solicita-se à ERSE que:

1. fundamente, em termos técnicos e jurídicos, a fixação do limite de 40% e da fase inicial de 25%, explicitando os critérios que conduziram a estes valores;
2. esclareça se a dimensão atual da componente UGS I constitui uma restrição ao alargamento do perímetro e, em caso afirmativo, que veículos tarifários alternativos ou complementares foram considerados;
3. apresente uma trajetória de convergência para a integração integral dos ERS nas TAR, com percentagens-alvo, marcos temporais e datas, a fixar no próprio ato regulamentar e não remetida para revisões futuras indeterminadas.

5. Natureza sistémica das restantes rubricas de ERS

A proposta distingue os encargos de RT PDBF das demais rubricas de ERS, qualificando apenas os primeiros como suscetíveis de repercussão tarifária, por decorrerem de restrições técnicas de rede.

A distinção carece de densificação. As RT PDVD, as RT PF, o BmFRR e o BaFRR resultam igualmente de condições estruturais do sistema. Decorrem da topologia da rede, do parque electroprodutor disponível, do perfil de procura e das exigências de segurança operacional.

Nenhuma destas rubricas resulta de decisões comerciais individualizadas dos comercializadores, nem é por estes controlável ou previsível em termos equiparáveis aos custos de aquisição de energia em mercado grossista. A diferença face às RT PDBF está no momento processual em que a necessidade se manifesta e não na natureza do encargo.

Do ponto de vista do consumidor final, a distinção é inexistente: todas estas rubricas se apresentam como custo de sistema, alheio à relação comercial e não negociável. Uma classificação regulatória que separa encargos economicamente equivalentes, sem que a diferença seja perceptível ou explicável a quem os suporta, fragiliza a legitimidade do próprio quadro tarifário.

Solicita-se à ERSE que explicita os critérios técnicos e jurídicos que justificam a inclusão das RT PDBF no perímetro tarifário e a exclusão das RT PDVD, RT PF, BmFRR e BaFRR, e

que, na ausência de critérios que sustentem a diferenciação, estenda o perímetro a estas rubricas segundo a mesma trajetória faseada.

6. Neutralidade concorrencial entre agentes verticalmente integrados e não integrados

O impacto concorrencial do modelo de recuperação dos ERS é um dos aspetos centrais da presente consulta.

No quadro vigente, os comercializadores suportam os ERS como custo da atividade de comercialização e ficam expostos à respetiva volatilidade através do mecanismo de liquidação da gestão global do sistema, sem que essa exposição seja mitigada por qualquer receita correspondente.

Os agentes que integram, no mesmo grupo económico, atividades de produção e de comercialização encontram-se em posição diversa. As receitas obtidas nos mercados de serviços de sistema pelo lado da produção funcionam como cobertura económica no perímetro do grupo. A relação é inversa e automática: quanto mais elevados forem os ERS, maior é a receita do lado da produção que compensa o custo suportado do lado da comercialização.

Os comercializadores não verticalmente integrados não dispõem de qualquer mecanismo equivalente e suportam a totalidade da volatilidade sem cobertura natural.

Esta assimetria não é conjuntural nem decorre de opções de gestão dos agentes: é consequência direta do desenho regulatório e agrava-se na exata medida em que os ERS aumentam. Com um peso que, em 2026 até final de maio, superou 25% dos custos da energia adquirida em mercado grossista, a diferença de posição competitiva que dela resulta é de primeira ordem.

A proposta submetida a consulta, ao manter fora das TAR a maior parte dos ERS e ao remeter parte da mitigação para um instrumento de mercado, atenua a assimetria, mas não a elimina.

Solicita-se à ERSE que:

1. avalie expressamente o impacto concorrencial do modelo proposto sobre a estrutura do mercado retalhista, distinguindo a exposição líquida dos agentes verticalmente integrados da dos agentes não integrados;
2. publique os resultados dessa avaliação;
3. identifique as medidas corretivas que adotará caso a avaliação confirme a subsistência de tratamento desigual.

7. Impacto na formação de preço e na sustentabilidade da atividade de comercialização

A discussão sobre os ERS não é uma discussão sobre repartição de custos entre rubricas contabilísticas, mas sobre a possibilidade de formar preço.

A oferta comercial de eletricidade assenta na capacidade de antecipar, com margem de erro razoável, o custo de aprovisionamento durante o período de vigência do contrato. Para a componente de energia existem instrumentos de cobertura consolidados. Para os ERS não existe hoje qualquer instrumento equivalente. Com um encargo cuja média anual passou de 4,88 €/MWh em 2023 para 20,26 €/MWh em 2026 até final de maio, com um máximo mensal de 28,90 €/MWh em fevereiro desse ano, a formação de preço deixou de assentar em previsão e passou a assentar em hipótese.

Daqui resulta um dilema sem saída satisfatória. O comercializador que incorpora no preço um prémio de risco proporcional à volatilidade observada apresenta ofertas menos competitivas e perde quota. O comercializador que não o incorpora absorve a variação na sua margem e compromete a sustentabilidade económica do fornecimento, e nenhuma das duas vias é sustentável de forma continuada.

A repercussão contratual dos ERS ao cliente final, sempre que o contrato a permita, não resolve o problema. Desloca-o. O encargo passa a ser suportado pelo consumidor, sem que exista critério regulatório uniforme quanto à sua identificação, à sua expressão na fatura ou ao momento em que é aplicado. A existência de repercussão contratual não é, por isso, argumento para manter os ERS fora das TAR. É argumento para os integrar e, enquanto essa integração não estiver concluída, para uniformizar a forma como são repercutidos.

A repetição deste dilema ao longo de sucessivos ciclos de contratação deteriora a situação económico-financeira dos comercializadores não verticalmente integrados. O efeito de segunda ordem é a saída de agentes do mercado retalhista, por retração deliberada da atividade ou, no cenário limite, por insolvência.

A redução do número de agentes ativos no mercado retalhista prejudica o consumidor, por via da diminuição da pressão concorrencial sobre preços e da redução da diversidade de ofertas. Prejudica igualmente o interesse público, na medida em que a liberalização do fornecimento de eletricidade tem por pressuposto a existência de uma pluralidade efetiva de comercializadores. Um quadro regulatório que aloca ao lado da procura, integralmente no regime vigente e na sua maior parte no regime proposto, um risco que o sistema gera e que os comercializadores não controlam produz, com o tempo, o resultado oposto ao pretendido.

Solicita-se à ERSE que:

1. integre, entre os critérios de avaliação das medidas propostas, a análise de impacto sobre a sustentabilidade económico-financeira da atividade de comercialização;
2. considere igualmente, entre esses critérios, o impacto sobre o número de agentes ativos no mercado retalhista;
3. assegure a publicação dessa análise.

8. Contratação pública e fornecimento a entidades públicas

A assimetria descrita nos números 6 e 7 manifesta-se com particular nitidez nos procedimentos de contratação pública. Este ponto merece tratamento autónomo, pela

sua expressão no mercado e pelas implicações que tem para princípios que não são de natureza sectorial.

Nos procedimentos de contratação pública para fornecimento de eletricidade, o preço é fixado, em regra, para toda a duração do contrato. Os cadernos de encargos não preveem, salvo exceção, mecanismos de revisão de preço que acompanhem a evolução dos ERS. O comercializador que apresenta proposta assume, por conseguinte, o risco integral da variação destes encargos ao longo de todo o período contratual, sem possibilidade de repercussão superveniente e sem instrumento de cobertura disponível.

O dilema descrito no número anterior manifesta-se aqui na sua forma mais aguda, e sem a válvula que existe noutros segmentos: o que noutros contratos é mitigado por repercussão ao cliente não tem, aqui, equivalente. No retalho, o comercializador pode reposicionar-se em cada ciclo de contratação, enquanto num procedimento de contratação pública a decisão é tomada uma única vez e vincula por toda a duração do contrato, sem possibilidade de correção superveniente.

O agente verticalmente integrado não enfrenta este dilema nos mesmos termos. Dispondo de cobertura económica no perímetro do grupo, através das receitas de serviços de sistema geradas do lado da produção, pode apresentar propostas mais agressivas sem que daí resulte exposição líquida equivalente. A margem de agressividade de que dispõe não decorre de maior eficiência operacional. Decorre da estrutura societária.

O resultado, ainda que não pretendido por nenhum dos intervenientes, é que a entidade adjudicante pública, enquanto compradora, acaba por favorecer estruturas verticalmente integradas. Esse resultado está em tensão com os princípios da concorrência, da igualdade e da transparência que regem a contratação pública, e é uma consequência do desenho regulatório dos ERS, não das regras de contratação.

A correção deste efeito não exige alteração do regime da contratação pública. Exige que a componente de ERS deixe de ser um custo oculto e não repercutível na formação do preço proposto. Duas vias o permitem: a integração dos ERS nas TAR, que retira o encargo da esfera de risco do comercializador, e a sua identificação em rubrica autónoma e obrigatória, que a torna visível, comparável e auditável para todos os proponentes em condições idênticas.

Solicita-se à ERSE que:

1. reconheça expressamente, na fundamentação da decisão final, o efeito do atual modelo de repercussão dos ERS sobre as condições de concorrência nos procedimentos de contratação pública de fornecimento de eletricidade;
2. consagre a obrigatoriedade de repercussão dos ERS em rubrica autónoma, nos termos do número 11, como condição de igualdade nos termos de faturação e de comparabilidade das propostas.

9. Redesenho do produto de BmFRR (medida 2.1)

A criação de um lote específico para recursos de geração de natureza firme, com o objetivo de reduzir a necessidade de recurso ao mecanismo de resolução de restrições técnicas mantendo as condições de segurança operacional, é uma medida que atua sobre a origem do encargo, e a AUDAX valoriza essa orientação.

A medida tem, porém, uma segunda função que o documento em consulta não desenvolve com o detalhe necessário. É a obrigação, imposta às centrais termoeletricas adjudicadas em BmFRR, de oferecerem no produto de cobertura quantidade não inferior a metade da capacidade aí adjudicada que determina o volume disponível nesse produto. O parâmetro fixado na medida 2.1 é, por conseguinte, o fator que condiciona a liquidez do instrumento previsto na medida 2.2.

Solicita-se à ERSE que:

1. explicita a relação entre a capacidade adjudicada no lote de geração firme, a proporção sujeita a obrigação de oferta e o volume esperado do produto de cobertura, apresentando a estimativa que sustenta o dimensionamento proposto;
2. fundamente a fixação da obrigação em metade da capacidade adjudicada e esclareça se foram avaliadas proporções superiores;
3. preveja mecanismo de ajustamento desta proporção caso o volume disponível no produto de cobertura se revele insuficiente face à exposição agregada dos agentes do lado da procura;
4. clarifique as consequências aplicáveis ao incumprimento da obrigação de disponibilização.

10. Produto de cobertura dos ERS (medida 2.2)

A proposta prevê a criação de um produto de cobertura dos ERS, a colocar através da plataforma de contratação a prazo gerida pelo OMIP. A ausência atual de qualquer solução de cobertura para os custos com serviços de sistema, em contraste com o que existe para a componente de energia, justifica a iniciativa. A AUDAX reconhece o mérito de instrumentos que ampliem a capacidade de gestão de risco dos agentes.

O instrumento não substitui, contudo, a solução regulatória: o risco em causa decorre do funcionamento sistémico do SEN e de decisões operacionais alheias aos comercializadores. Transferi-lo para um mercado de cobertura significa manter a sua alocação e acrescentar-lhe um custo de transação.

A eficácia do produto depende de um conjunto de condições que o documento em consulta não assegura: da liquidez disponível, determinada pelo parâmetro discutido no número 9, da correspondência entre o perfil do produto e a exposição efetiva dos agentes e, sobretudo, das condições de acesso.

As exigências de colateral, de garantias e de linhas de crédito associadas à participação no mercado a prazo não são neutras em função da dimensão do agente. Um comercializador de menor dimensão não acede ao mesmo instrumento nas mesmas

condições económicas de um agente de maior dimensão ou integrado em grupo com balanço consolidado, pelo que o custo do acesso é, ele próprio, um filtro. Um instrumento cuja utilização efetiva depende da capacidade de crédito do participante não é um instrumento universal e não pode ser tratado como tal na fundamentação da medida.

Uma cobertura parcial em volume e com liquidez reduzida não constitui cobertura efetiva. O risco residual permanece com o comercializador e permanece distribuído de forma assimétrica entre agentes integrados e não integrados. Nestas condições, a criação do produto de cobertura não dispensa nem substitui a integração dos ERS nas TAR.

Solicita-se à ERSE que clarifique, em particular:

1. se está prevista alguma obrigação ou mecanismo regulatório destinado a assegurar níveis mínimos de liquidez no produto, e qual;
2. de que forma será assegurado o acesso efetivo de comercializadores de menor dimensão, incluindo a avaliação do impacto das exigências de colateral, de garantias e de linhas de crédito enquanto barreira de acesso;
3. quais os custos de garantias e os requisitos operacionais estimados para a participação neste mecanismo;
4. qual o grau de cobertura efetiva que o produto permitirá assegurar face à exposição total dos comercializadores aos ERS, em percentagem do encargo esperado;
5. em que termos e com que periodicidade será avaliada a suficiência deste mecanismo face à alternativa regulatória de integração mais abrangente dos ERS nas TAR, e que consequências decorrem de uma avaliação negativa.

11. Transparência e repercussão dos ERS em rubrica autónoma da fatura

Enquanto e na medida em que os ERS não forem integralmente incorporados nas TAR, a sua repercussão deve ser identificada em rubrica autónoma e obrigatória da fatura. A AUDAX formula este pedido de forma autónoma e afirmativa.

A fundamentação é tripla.

Em primeiro lugar, a transparência. Os ERS são um custo de natureza regulatória e sistémica, alheio à estratégia comercial do comercializador e por este não controlável. A sua diluição no preço leva o consumidor a atribuir ao comercializador uma variação de custo que tem origem no funcionamento do sistema. A informação prestada ao consumidor deve refletir a natureza do custo que lhe é imputado.

Em segundo lugar, a comparabilidade. Com um encargo que, em 2026 até final de maio, representou mais de um quarto do custo da energia adquirida em mercado grossista, ofertas que tratem os ERS de forma diversa não são comparáveis entre si, ainda que apresentem preços finais próximos. A rubrica autónoma restabelece a base de comparação.

Em terceiro lugar, a igualdade nos termos de faturação. A obrigatoriedade da rubrica assegura que todos os comercializadores repercutem esta componente segundo o mesmo critério e com o mesmo grau de visibilidade, independentemente da sua estrutura societária. Em contratação pública, conforme exposto no número 8, esta igualdade é condição de comparabilidade das propostas.

Acresce um argumento de facto. A repercussão dos ERS ao cliente final é já prática corrente no mercado, sempre que o contrato o permite. Ocorre, porém, sem critério regulatório comum quanto à designação da componente, à sua expressão na fatura e ao momento em que é aplicada. Consumidores em situação equivalente recebem, assim, tratamentos distintos de uma mesma componente de custo sistémico, e ofertas com preços finais próximos podem assentar em estruturas de repercussão inteiramente diferentes. A obrigatoriedade da rubrica não cria uma prática nova. Uniformiza uma prática existente e torna-a comparável.

A medida tem custo regulatório reduzido, não depende da revisão da estrutura tarifária e produz efeitos desde a primeira fatura emitida após a sua entrada em vigor. É compatível com a integração progressiva nas TAR e mantém utilidade durante toda a trajetória de convergência, aplicando-se, em cada momento, à parcela não integrada.

Solicita-se à ERSE que:

1. consagre, no ato regulamentar a aprovar, a obrigatoriedade de repercussão dos ERS em rubrica autónoma da fatura, sempre que estes encargos não sejam integralmente incorporados nas TAR;
2. defina a designação, o conteúdo e a unidade de expressão dessa rubrica;
3. assegure, por essa via, a uniformidade de tratamento entre comercializadores.

12. Redução das TAR de gás aplicáveis às mobilizações para RT PDBF (medida 2.4)

A proposta prevê que, nas mobilizações de centros electroprodutores para resolução de RT PDBF, as TAR de gás sejam calculadas com base na opção tarifária de longas utilizações, sem multiplicador, independentemente da opção contratada, com o objetivo de reduzir o preço das ofertas apresentadas.

Atuar sobre os fatores de custo que determinam o preço das ofertas é uma orientação correta, que a AUDAX acompanha.

A medida suscita, contudo, duas questões que o documento em consulta deixa em aberto.

A primeira é a da efetiva transferência do benefício. A redução tarifária opera na esfera do produtor e nada, na proposta, assegura que a poupança se traduza numa redução equivalente do preço das ofertas apresentadas no âmbito dos serviços de sistema. Sem mecanismo de verificação, a medida pode limitar-se a melhorar a margem do produtor mobilizado, sem qualquer efeito sobre os encargos repercutidos no sistema e suportados pelos comercializadores.

A segunda é a do destino do custo. A diferença de receita apurada pelo operador da rede nacional de transporte de gás é faturada ao gestor global do sistema do sector elétrico e recuperada por via tarifária. O custo não é eliminado: é transferido do sector do gás para o sector elétrico. A avaliação da medida deve, por isso, ser feita em termos líquidos e não pela poupança bruta do produtor.

Solicita-se à ERSE que:

1. institua um mecanismo de verificação da efetiva transferência do benefício tarifário para o preço das ofertas apresentadas para resolução de RT PDBF;
2. defina critérios objetivos de verificação, aplicáveis de forma uniforme e conhecidos previamente pelos agentes;
3. publique os resultados dessa supervisão com periodicidade regular, em formato que permita o acompanhamento pelos agentes de mercado;
4. estabeleça as consequências aplicáveis aos produtores que não incorporem o benefício nas ofertas apresentadas;
5. quantifique o impacto líquido da medida para o sector elétrico, considerando a redução esperada dos encargos com RT PDBF e o acréscimo de custo transferido do sector do gás e recuperado por via tarifária.

13. Metas quantificadas, indicadores e mecanismo de revisão

O documento em consulta apresenta um conjunto de medidas, mas não apresenta o resultado que delas se espera. Não é indicada a redução estimada dos ERS associada a cada medida, nem o horizonte em que essa redução se deve materializar, nem o que sucede caso não se materialize.

Esta omissão tem consequência prática direta. Sem uma trajetória de redução conhecida, os comercializadores não dispõem de base para o planeamento plurianual da atividade nem para a formação de preço em contratos de duração superior a um ano. A incerteza sobre o nível dos ERS é agravada pela incerteza sobre a eficácia das medidas destinadas a reduzi-los.

Uma intervenção regulatória desta dimensão deve ser avaliável, e a avaliação pressupõe metas, indicadores e consequências.

Solicita-se à ERSE que:

1. apresente, na decisão final, a estimativa de redução dos ERS associada a cada uma das medidas propostas, com identificação dos pressupostos utilizados;
2. defina indicadores de avaliação e de monitorização da eficácia das medidas, e os publique com periodicidade regular, em formato comparável ao longo do tempo;
3. consagre uma cláusula de revisão que determine a reavaliação do quadro regulatório, incluindo o alargamento do perímetro de integração dos ERS nas TAR, caso os indicadores demonstrem que os ERS não registaram a redução estimada, fixando o prazo e os limiares que desencadeiam essa reavaliação.

14. Projeto-piloto de metodologias avançadas de gestão de restrições (medida 2.5)

A AUDAX saúda a decisão de solicitar ao gestor global do sistema a apresentação de uma proposta de projeto-piloto de metodologias avançadas de identificação, antecipação e resolução de restrições técnicas, com recurso a analítica avançada e a otimização estocástica da topologia e das manobras de rede.

Juntamente com o redesenho do produto de BmFRR, é uma das duas medidas em consulta que atua sobre a causa do encargo, e não sobre a repartição do custo já gerado. Distingue-se, porém, por incidir sobre a própria gestão da rede e não sobre os recursos mobilizados para resolver as restrições, o que lhe confere o potencial estrutural mais amplo.

Solicita-se à ERSE que:

1. fixe um calendário para as fases de conceção, execução e avaliação do projeto-piloto;
2. defina previamente os indicadores pelos quais os respetivos resultados serão aferidos;
3. assegure a publicação desses resultados, incluindo a estimativa do impacto sobre o volume de restrições técnicas e sobre os encargos associados.

15. Ausência de mecanismo de capacidade e suficiência estrutural das medidas

As medidas submetidas a consulta atuam sobre a repartição do custo, sobre a cobertura da sua volatilidade e, no caso do projeto-piloto, sobre a eficiência da gestão de restrições. Nenhuma atua sobre a razão de fundo do crescimento dos ERS.

Esse crescimento reflete a evolução da estrutura do parque electroprodutor. À medida que a penetração de produção de fonte renovável variável aumenta, aumentam as necessidades de flexibilidade, de reserva e de firmeza, e aumenta o recurso a mobilizações para resolução de restrições técnicas. Na ausência de um mecanismo que remunere a disponibilidade de capacidade firme, essa necessidade é satisfeita através dos mercados de serviços de sistema e de restrições técnicas, cujos custos são precisamente os ERS.

Enquanto não existir mecanismo de capacidade, a tendência de crescimento dos ERS mantém-se, e as medidas ora propostas tornam-se progressivamente insuficientes face à dimensão do encargo que visam mitigar, conforme documenta a série de valores citada no número 2.

A integração dos ERS nas TAR justifica-se autonomamente pela natureza sistémica do encargo e mantém-se adequada independentemente da existência de um mecanismo de capacidade. A ausência desse mecanismo não é o fundamento do pedido: é a razão pela qual a sua satisfação é urgente, e pela qual deve ser implementada segundo trajetória calendarizada e com início imediato.

Solicita-se à ERSE que:

1. explicita a articulação entre as medidas propostas e a evolução esperada das necessidades de flexibilidade e de firmeza do SEN, e que indique se considera que aquelas são suficientes na ausência de um mecanismo de capacidade;
2. no exercício das suas competências consultivas e de proposta, promova junto das entidades competentes a avaliação da adopção de um mecanismo de remuneração de capacidade firme;
3. assuma, na fundamentação da decisão final, que a integração dos ERS nas TAR constitui o instrumento adequado à alocação destes encargos, e que a ausência de um mecanismo de capacidade acresce urgência a essa integração, sem a condicionar.

III. CONCLUSÕES

A AUDAX reconhece a relevância da iniciativa regulatória submetida a consulta pública e acompanha o diagnóstico que lhe está subjacente. A proposta apresentada constitui um avanço, mas não assegura uma resposta suficiente aos problemas de previsibilidade de custos, de transparência e de neutralidade concorrencial identificados.

A AUDAX formula dois pedidos principais, autónomos entre si: a integração progressiva e integral dos ERS nas TAR, segundo trajetória calendarizada com início imediato (ponto 1), e a obrigatoriedade de repercussão dos ERS em rubrica autónoma da fatura enquanto essa integração não estiver concluída (ponto 8). Os restantes pontos desenvolvem-nos ou identificam pedidos de esclarecimento.

São as seguintes as posições da AUDAX:

1. A integração progressiva e integral dos ERS nas TAR constitui o referencial regulatório adequado para a alocação destes encargos, a implementar segundo trajetória faseada e calendarizada, com início imediato. Solicita-se a fundamentação dos limites de 40% e de 25% propostos, o esclarecimento sobre a capacidade da componente UGS I para acomodar a integração integral destes encargos e a fixação de uma trajetória de convergência com percentagens-alvo e datas no próprio acto regulamentar.
2. A distinção entre as RT PDBF e as restantes rubricas de ERS carece de fundamentação técnica e jurídica. As RT PDVD, RT PF, BmFRR e BaFRR têm natureza igualmente sistémica e, do ponto de vista do consumidor final, são indistinguíveis. Na ausência de critérios que sustentem a diferenciação, o perímetro deve ser estendido a estas rubricas segundo a mesma trajetória.
3. O modelo atual de repercussão dos ERS gera uma assimetria concorrencial estrutural entre agentes verticalmente integrados e não integrados, que se agrava à medida que os ERS aumentam. Solicita-se avaliação expressa e publicada do impacto concorrencial do modelo proposto e a identificação das medidas corretivas aplicáveis.

4. A volatilidade dos ERS compromete a formação de preço no retalho e coloca os comercializadores não verticalmente integrados perante a alternativa entre perda de competitividade e perda de sustentabilidade económica. O efeito de segunda ordem é o risco de saída de agentes do mercado retalhista, com prejuízo para o consumidor e para o interesse público. Solicita-se a integração deste impacto entre os critérios de avaliação das medidas.
5. Nos procedimentos de contratação pública, a fixação do preço para toda a duração do contrato, sem mecanismo de revisão que acompanhe a evolução dos ERS, favorece na prática as estruturas verticalmente integradas, em tensão com os princípios da concorrência, da igualdade e da transparência. Solicita-se o reconhecimento expresso deste efeito na fundamentação da decisão final e a consagração da rubrica autónoma como condição de igualdade nos termos de faturação e de comparabilidade das propostas.
6. O redesenho do produto de BmFRR determina, através da obrigação de disponibilização de metade da capacidade adjudicada, o volume disponível no produto de cobertura. Solicita-se a explicitação desta relação, a fundamentação da proporção fixada, a previsão de mecanismo de ajustamento e a definição das consequências do incumprimento.
7. O produto de cobertura dos ERS não substitui a solução regulatória. As exigências de colateral, de garantias e de linhas de crédito não são neutras em função da dimensão do agente, e uma cobertura parcial e com liquidez reduzida não constitui cobertura efetiva. Solicitam-se as clarificações enunciadas no número 10, em matéria de liquidez mínima, acesso efetivo, custos, grau de cobertura e avaliação de suficiência.
8. Enquanto os ERS não forem integralmente incorporados nas TAR, a sua repercussão deve ser obrigatoriamente identificada em rubrica autónoma da fatura. A repercussão ao cliente final é já prática corrente sempre que o contrato o permite, mas sem critério regulatório comum. A medida uniformiza uma prática existente e torna as ofertas comparáveis. Solicita-se a consagração desta obrigatoriedade no ato regulamentar, com definição da designação, conteúdo e unidade de expressão da rubrica.
9. A redução das TAR de gás nas mobilizações para RT PDBF só produz o efeito pretendido se o benefício for transferido para o preço das ofertas. Solicita-se a instituição de mecanismo de verificação, a definição de critérios objetivos, a publicação periódica dos resultados da supervisão, o estabelecimento de consequências para o incumprimento e a quantificação do impacto líquido da transferência de custo do sector do gás para o sector elétrico.
10. A decisão final deve prever a estimativa de redução dos ERS associada a cada medida, indicadores de avaliação e de monitorização publicados com periodicidade regular e uma cláusula de revisão aplicável caso os ERS não registem a redução estimada.
11. O projeto-piloto de metodologias avançadas de gestão de restrições merece apoio, por atuar, tal como o redesenho do produto de BmFRR, sobre a causa do encargo.

Solicita-se a fixação de calendário, a definição prévia de indicadores e a publicação dos resultados.

12. Na ausência de um mecanismo de capacidade, a tendência de crescimento dos ERS mantém-se e as medidas propostas tornam-se progressivamente insuficientes. Solicita-se a explicitação da articulação entre as medidas e a evolução das necessidades de firmeza do SEN, a promoção da avaliação de um mecanismo de remuneração de capacidade firme e o reconhecimento da integração dos ERS nas TAR como instrumento adequado à alocação destes encargos, cuja urgência é acrescida, e não condicionada, pela ausência de um mecanismo de capacidade.

A AUDAX mantém a sua disponibilidade para colaborar com a ERSE na construção de soluções regulatórias que promovam a sustentabilidade do sector, a proteção dos consumidores, a concorrência efetiva e a estabilidade do mercado retalhista de eletricidade, e para prestar os esclarecimentos ou os elementos adicionais que se mostrem úteis à instrução do presente processo.

AUDAX RENEWABLES, S.A. - SUCURSAL EM PORTUGAL

Avenida das Túlipas, n.º 6, 18.º andar, 1495-158 Algés

NIF: 980642841

Contributo remetido por correio eletrónico institucional, nos termos do procedimento de participação fixado pela ERSE.

Submissão: consultapublica@erse.pt, com a indicação, no campo de assunto, de "Consulta Pública n.º 142/2026: Alteração do quadro regulatório dos encargos de regulação no SEN".