

CONTRIBUTO PARA A

CONSULTA PÚBLICA N.º 142 da ERSE

ALTERAÇÃO DO QUADRO REGULATÓRIO DOS ENCARGOS DE
REGULAÇÃO NO SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL



CONTRIBUTO PARA A

CONSULTA PÚBLICA N.º 142

ALTERAÇÃO DO QUADRO REGULATÓRIO DOS ENCARGOS DE
REGULAÇÃO NO SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Resposta crítica e proposta de aplicação efectiva do princípio do causador-pagador

TESE CENTRAL

Estabilizar ou transferir um encargo não equivale a reduzi-lo. Quem gera custos adicionais de equilíbrio, reserva, congestionamento, flexibilidade, rede ou estabilidade deve suportá-los de forma transparente e proporcional. Quem evita ou reduz esses custos deve ser remunerado em função do valor económico comprovadamente evitado. Só os custos verdadeiramente comuns e não imputáveis devem ser socializados.

Dados Pessoais

Cascais, Julho de 2026

Nota de identificação e independência

O presente contributo é apresentado a título estritamente individual e independente. As referências curriculares do autor destinam-se apenas a contextualizar a experiência técnica subjacente ao parecer e não implicam representação da Ordem dos Engenheiros, da SEDES ou de qualquer outra entidade pública ou privada.

O autor é Engenheiro Electrotécnico pelo Instituto Superior Técnico, Membro Conselheiro da Ordem dos Engenheiros e Especialista em Energia; Mestre em Política, Economia e Planeamento de Energia e Mestre em Engenharia Electrotécnica e de Computadores; antigo Director do **CCE — Centro para a Conservação de Energia**, entidade antecessora da actual **ADENE**; Antigo Professor e Director do Curso Superior de Engenharia Electrotécnica – Energia e Sistemas de Potência - no **Instituto dos Pupilos do Exército**.

O documento é redigido, por opção pessoal do autor, segundo a antiga ortografia. As designações oficiais e os títulos dos documentos consultados são, porém, mantidos tal como publicados pelas respectivas entidades.

OBJECTO DO CONTRIBUTO

Analisar criticamente as propostas da ERSE para conter o valor e a volatilidade dos Encargos de Regulação para o Sistema (ERS), distinguindo três problemas diferentes — custo, volatilidade e imputação — e propor um modelo regulatório assente na causalidade, na transparência e na neutralidade tecnológica.

Estrutura do documento

- Resumo executivo
- 1. Enquadramento e alcance da consulta pública
- 2. O diagnóstico da ERSE e o crescimento estrutural dos encargos
- 3. A distinção essencial: reduzir custos, estabilizar preços e repartir encargos
- 4. Princípios que devem orientar a decisão regulatória
- 5. Apreciação crítica das cinco medidas propostas
- 6. O princípio do causador-pagador aplicado aos ERS
- 7. Metodologia proposta para imputação causal dos custos
- 8. Transparência, concorrência e controlo de poder de mercado
- 9. Proposta de norma regulamentar
- 10. Decisões e alterações concretas solicitadas à ERSE
- 11. Conclusões
- Anexos: matriz de apreciação; indicadores; referências

RESUMO EXECUTIVO

A Consulta Pública n.º 142 parte de um problema real, urgente e já materialmente relevante para o custo final da electricidade: a subida muito acentuada e a elevada volatilidade dos **Encargos de Regulação para o Sistema - ERS**. A ERSE merece reconhecimento por expor o problema, quantificar a sua dimensão e propor instrumentos para lhe responder. Todavia, uma parte central da solução apresentada — a integração nas Tarifas de Acesso às Redes de até 40% dos encargos associados às restrições técnicas após o Programa Diário Base de Funcionamento (RT PDBF) — não resolve a causa económica dos custos. Limita-se, em primeira linha, a alterar o canal da sua cobrança, transferindo uma parcela do encargo para uma base de pagadores mais ampla, sem demonstrar que o custo total do sistema seja reduzido.

A passagem de um custo do mecanismo de liquidação dos **ERS – Encargos de Regulação para o Sistema** para a parcela I da **Tarifa de Uso Global do Sistema do Operador da Rede de Transporte - UGS I** do **ORT -** pode reduzir a volatilidade suportada por determinados comercializadores e facilitar a oferta de contratos de preço fixo. Porém, não elimina um euro ao custo total do sistema eléctrico. Ao contrário, pode reduzir os sinais económicos enviados aos agentes que contribuem para a necessidade de reserva, redespacho, estabilidade, flexibilidade ou reforço de rede. **A “estabilização” obtida por socialização pode, por isso, tornar o sistema mais previsível no curto prazo e simultaneamente menos eficiente no médio e longo prazo.**

O próprio documento justificativo da ERSE reconhece que a subida dos ERS – Encargos de Regulação para o Sistema está associada, em parte, à necessidade de mobilizar produção firme de ciclo combinado a gás para mitigar problemas de gestão operacional num sistema com crescente produção renovável não despachável; reconhece igualmente a insuficiência de instrumentos de flexibilidade e a crescente variabilidade dos diagramas de produção. Esta identificação é tecnicamente relevante. No entanto, a proposta não desenvolve a consequência regulatória lógica desse diagnóstico: apurar, com granularidade e proporcionalidade, que agentes, comportamentos, tecnologias, localizações, indisponibilidades ou decisões de operação causaram cada categoria de custo.

Esta responsabilidade deve incidir também, de forma explícita, sobre os promotores, titulares e operadores das instalações de produção renovável variável e não despachável. Quando as características técnicas de um projecto — designadamente a variabilidade, a não despachabilidade, os erros de previsão, a concentração temporal da produção, a localização, as rampas ou a insuficiência de atributos de estabilidade — originem custos incrementais de reserva, equilíbrio, redespacho, congestionamento, reforço de rede, armazenamento ou serviços de sistema, esses custos devem ser internalizados pelo projecto que lhes dá origem e não transferidos automaticamente para o conjunto dos consumidores.

POSIÇÃO GLOBAL

A proposta deve ser revista. O redesenho da **BmFRR** ¹, o produto de cobertura, a optimização das tarifas de gás e o projecto-piloto podem ser desenvolvidos, com salvaguardas. A integração estrutural de uma parcela dos custos das **RT PDBF** ² na **UGS I** ³ do **ORT** não deve ser aprovada sem uma metodologia prévia, pública e auditável de imputação causal, que demonstre qual a parcela efectivamente comum e não razoavelmente atribuível. O princípio a adoptar deve ser: quem causa paga; quem evita custos deve ser remunerado; só o custo residual, verdadeiramente comum e não imputável, deve ser socializado.

Síntese das principais recomendações

1. Não aprovar a integração estrutural, até ao limite de 40%, dos custos associados às restrições técnicas após o Programa Diário Base de Funcionamento — RT PDBF — nas Tarifas de Acesso às Redes, sem auditoria causal, metodologia pública de imputação e demonstração da parcela verdadeiramente comum e não atribuível.
2. Distinguir explicitamente custos conjunturais — apagão, tempestade, avarias extraordinárias — de custos estruturais de integração do actual mix electroprodutor.
3. Criar uma metodologia de causalidade para cada rubrica de ERS – Encargos de Regulação para o Sistema, com factores de imputação mensuráveis por agente, portefólio, instalação, nó ou zona de rede.
4. Determinar que os promotores, titulares e operadores de instalações de produção renovável variável internalizem os custos incrementais de integração comprovadamente causados pelos seus projectos, mediante a prestação directa dos atributos técnicos necessários, a contratação de soluções de firmeza, flexibilidade ou armazenamento, ou o pagamento proporcional dos correspondentes encargos ao sistema.
5. Manter na factura e nos relatórios uma identificação autónoma e transparente dos custos, evitando que a sua integração na UGS I - Tarifa de Uso Global do Sistema do ORT os torne menos visíveis.
6. Contratar serviços por capacidades técnicas e desempenho, e não por rótulo tecnológico, salvo derrogação excepcional devidamente demonstrada.
7. Condicionar qualquer redução das tarifas de acesso às redes de gás à incorporação integral, verificável e auditada do respectivo valor económico na componente de custo das ofertas apresentadas para as RT PDBF, com reconciliação ex post dos volumes e benefícios efectivamente reconhecidos.

¹ **BmFRR** — Banda de Reserva de Restabelecimento da Frequência com activação manual: produto de capacidade através do qual os prestadores se comprometem a manter determinada potência disponível para posterior oferta e eventual activação, por instrução do Gestor Global do Sistema, no âmbito da reserva de restabelecimento da frequência com activação manual.

² **RT PDBF** — Restrições técnicas após o Programa Diário Base de Funcionamento: encargos decorrentes dos processos de resolução de restrições técnicas realizados após a publicação do PDBF, mediante a mobilização ou desmobilização de recursos necessária para assegurar a exequibilidade técnica, a segurança e a regularidade da exploração do Sistema Eléctrico Nacional.

³ **UGS** — Tarifa de Uso Global do Sistema: tarifa integrada nas Tarifas de Acesso às Redes destinada a recuperar custos da gestão global do sistema e outros encargos de interesse económico geral. Na proposta em consulta, a parcela dos custos das RT PDBF seria integrada na parcela I da UGS do Operador da Rede de Transporte, através da qual são recuperados os custos incorridos com a operação do Gestor Global do Sistema.

8. Publicar uma auditoria independente aos ERS – Encargos de Regulação para o Sistema de 2024, 2025 e 2026, incluindo preço, volume, instalação, agente, causa técnica, alternativa contra-factual e margem obtida.
9. Avaliar e prevenir rendas de escassez, retenção física ou económica de capacidade (*withholding*) e vantagens indevidas de agentes verticalmente integrados.
10. Introduzir cláusulas de caducidade, limites de volume e revisão obrigatória para todos os mecanismos transitórios.
11. Corrigir e republicar o anexo regulamentar, que contém referências formais erradas e remissões não resolvidas.

1. ENQUADRAMENTO E ALCANCE DA CONSULTA PÚBLICA

A Consulta Pública n.º 142 decorre entre 10 de Julho e 10 de Setembro de 2026 e visa alterar o tratamento regulatório dos encargos de regulação no SEN - Sistema Eléctrico Nacional. A proposta incide sobre os capítulos XX e XXVII do Manual de Procedimentos da Gestão Global do SEN e sobre o Regulamento Tarifário do sector eléctrico.

Os ERS — Encargos de Regulação para o Sistema — agregam custos de natureza distinta, incluindo as restrições técnicas após a publicação do PDBF ⁴, do PDVD ⁵ e do Programa Final, os encargos das bandas de reserva de restabelecimento da frequência com activação manual e automática — BmFRR e BaFRR ⁶ — e outras rubricas associadas à prestação de serviços de sistema. Estes custos são apurados pelo Gestor Global do SEN e actualmente repercutidos nos *Balance Responsible Parties* (BRP) — agente de mercado responsável pela liquidação dos desvios —, tendendo depois a ser reflectidos, explícita ou implicitamente, no consumo final. A ERSE propõe uma resposta composta por cinco eixos:

- redesenho do produto específico de BmFRR — Banda de Reserva de Restabelecimento da Frequência com activação manual —, incluindo um lote reservado a áreas de oferta correspondentes a centrais termoeléctricas;
- criação de um produto de cobertura financeira da volatilidade dos ERS – Encargos de Regulação para o Sistema;
- repercussão de uma parcela dos custos de Restrições Técnicas no Programa Diário Base de Funcionamento (RT PDBF) nas Tarifas de Acesso às Redes;

⁴ PDBF — Programa Diário Base de Funcionamento: programa resultante dos resultados do mercado diário e da concretização dos contratos bilaterais, que representa a programação comercial inicial das unidades de produção, consumo e armazenamento, antes da resolução das restrições técnicas.

⁵ PDVD — Programa Diário Viável Definitivo: programa resultante da introdução, no PDBF, das modificações necessárias à resolução das restrições técnicas identificadas e do posterior reequilíbrio entre produção e consumo, constituindo a programação considerada tecnicamente viável pelo Gestor Global do Sistema.

⁶ BaFRR — Banda de Reserva de Restabelecimento da Frequência com activação automática: produto de capacidade destinado a assegurar a disponibilidade de potência que pode ser activada automaticamente pelo sistema de controlo do Gestor Global do Sistema para restabelecer o equilíbrio entre produção e consumo e recuperar a frequência para os valores operacionais definidos.

- optimização das tarifas de acesso às redes de gás aplicáveis às centrais de ciclo combinado mobilizadas para restrições técnicas;
- projecto-piloto de metodologias avançadas para identificação e resolução de restrições técnicas.

Estas medidas não têm todas a mesma natureza. Algumas actuam sobre o custo físico ou económico do serviço; outras sobre a previsibilidade do custo; outras apenas sobre a identidade de quem o paga. Esta diferença deve ficar clara na decisão final, porque soluções adequadas à volatilidade podem ser inadequadas à eficiência e à justiça da imputação.

Fonte principal: ERSE, “Documento justificativo da proposta de alteração do quadro regulatório dos encargos de regulação no SEN”, Consulta Pública n.º 142, Julho de 2026.

2. O DIAGNÓSTICO DA ERSE E O CRESCIMENTO ESTRUTURAL DOS ENCARGOS

Os dados apresentados pela ERSE demonstram que os encargos deixaram de constituir uma parcela residual e relativamente estável do custo de aprovisionamento. Tornaram-se uma componente material, volátil e, em certos períodos, comparável com o próprio preço da energia no mercado diário.

Período	ERS médio	ERS total	RT PDBF	ERS / proveitos associados à UGS do ORT	RT PDBF / proveitos associados à UGS do ORT
2023	4,88 €/MWh	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
2024	7,99 €/MWh	410,5 M€	83,3 M€	62%	13%
2025	13,18 €/MWh	692,8 M€	357,2 M€	231%	119%
Jan. – Mai. 2026	20,26 €/MWh	458,8 M€	303,0 M€	145%	96%

Quadro 1 — Valores apresentados pela ERSE. Para 2026, o total refere-se apenas aos primeiros cinco meses. As comparações com a UGS utilizam os proveitos totais associados à Tarifa de Uso Global do Sistema do Operador da Rede de Transporte indicados no documento justificativo: 665,6 milhões de euros em 2024, 299,9 milhões de euros em 2025 e 316,4 milhões de euros em 2026. “n.d.”: valor não discriminado no documento.

O agravamento é igualmente visível no peso relativo face ao custo da energia adquirida no mercado grossista. Segundo a ERSE, os custos dos serviços de sistema representaram cerca de 5,2% dos custos totais considerados para a energia adquirida no mercado grossista em 2023, 11% em 2024 e 16,6% em 2025. Nos primeiros cinco meses de 2026, mesmo excluindo o mês atípico de Fevereiro, os ERS representaram mais de 25% da soma do preço da energia no mercado diário com os custos dos serviços de sistema. Estes valores não incluem os encargos de desvio individualmente suportados pelos agentes.

2.1. Há factores extraordinários, mas existe também uma tendência estrutural

O apagão ibérico de 28 de Abril de 2025 e a tempestade Kristin de 28 de Janeiro de 2026 agravaram os custos e não devem ser confundidos com a operação ordinária. Contudo, a própria ERSE conclui que, mesmo retirando estes episódios, **existe uma tendência estrutural de crescimento**. Esta conclusão é decisiva: não basta criar um mecanismo de alisamento financeiro para um custo que resulta de alterações estruturais do sistema.

2.2. O diagnóstico da ERSE reconhece a relação com o mix electroprodutor

A ERSE refere que, desde o final do Verão de 2024, se tornou **necessária a mobilização de centrais despacháveis, designadamente ciclos combinados a gás, como capacidade de backup para mitigar problemas de gestão operacional associados a um diagrama de produção crescentemente marcado por produção renovável não despachável**. Refere também que a evolução das restrições técnicas decorre, em grande parte, da insuficiência de instrumentos de flexibilidade num sistema descarbonizado, com diagramas mais variáveis e maior penetração de produção renovável não despachável.

Esta formulação não autoriza a imputação indiscriminada de todos os ERS – Encargos de Regulação para o Sistema a toda a produção renovável. Há custos causados por avarias, indisponibilidade de rede, erros de previsão, decisões de planeamento, falhas de mercado, requisitos de segurança, eventos extremos e poder de mercado. A imputação causal não pode, por isso, partir de uma classificação apriorística por tecnologia. Deve basear-se na contribuição marginal efectiva de cada instalação, portefólio, comportamento, localização ou indisponibilidade para a necessidade e para o custo do serviço mobilizado. Mas confirma que a variabilidade e a não despachabilidade são factores causais relevantes que não podem ser eliminados da análise por uma simples transferência dos encargos para o consumo.

CONCLUSÃO DO DIAGNÓSTICO

Os ERS já não são apenas um custo residual de operação. São um indicador económico dos custos crescentes de integrar, equilibrar e tornar segura a produção disponível. A resposta regulatória deve, por isso, actuar sobre as causas e os incentivos, não apenas sobre o mecanismo de cobrança.

3. A DISTINÇÃO ESSENCIAL: REDUZIR CUSTOS, ESTABILIZAR PREÇOS E REPARTIR ENCARGOS

A consulta pública usa, de forma próxima, os conceitos de contenção do valor e contenção da volatilidade. São objectivos legítimos, mas tecnicamente diferentes. A decisão final deve separar três questões:

Questão	Pergunta regulatória	Instrumentos adequados	Risco de confusão
Redução do custo	Como diminuir o custo total real de operar o SEN?	Concorrência; planeamento; contratação antecipada; flexibilidade; optimização de rede; requisitos técnicos; redução de poder de mercado.	Um custo transferido para a tarifa continua a existir.
Redução da volatilidade	Como tornar previsível o custo ao longo do tempo?	Coberturas; bandas; reservas contratadas; ajustamentos temporais; provisões.	A previsibilidade pode ser comprada a um prémio e não reduzir o custo esperado.
Imputação do custo	Quem deve suportar cada encargo?	Causalidade; utilizador-pagador; beneficiário-pagador; alocação residual de custos comuns.	Alargar a base de pagadores pode ocultar subsídios cruzados.

Quadro 2 — Distinção conceptual proposta neste contributo.

3.1. A integração de custos na UGS I do ORT é essencialmente uma decisão distributiva

A proposta de integrar até 40% das Restrições Técnicas ao Programa Diário Base de Funcionamento (RT PDBF) na UGS - Tarifa de Uso Global do Sistema não reduz necessariamente o número de mobilizações, o volume de energia redespachada, o consumo de gás, o preço das ofertas ou a necessidade de reserva. O efeito directo é retirar uma parcela do ERS – Encargos de Regulação para o Sistema liquidado aos *Balance Responsible Parties* — BRP e recuperá-la através de uma tarifa paga por toda a base de consumo. Trata-se, portanto, em primeira linha, de uma decisão distributiva e tarifária: altera-se o modo de recuperação e a identidade imediata dos pagadores, sem demonstração de uma redução correspondente do custo físico ou económico do sistema.

A ERSE justifica a UGS - Tarifa de Uso Global do Sistema por ser suportada proporcionalmente ao consumo e por produzir menores distorções concorrenciais entre consumidores. Porém, uma cobrança uniforme pode ser não discriminatória entre consumidores e, simultaneamente, ser economicamente não causal entre os agentes do sistema. Neutralidade entre consumidores não equivale a neutralidade entre quem causa e quem não causa o custo.

3.2. A estabilidade tarifária não deve destruir o sinal económico

É possível alisar temporalmente o pagamento sem alterar a responsabilidade económica final. Por exemplo, um mecanismo de conta de regularização pode estabilizar fluxos de caixa, mantendo a imputação aos agentes causadores através de ajustamentos posteriores. A proposta, ao contrário, tende a converter uma parte do custo em encargo comum do acesso às redes, diluindo a responsabilidade e reduzindo o incentivo para evitar o custo.

4. PRINCÍPIOS QUE DEVEM ORIENTAR A DECISÃO REGULATÓRIA

4.1. Causalidade

Cada categoria de custo deve ser ligada, tanto quanto tecnicamente possível, ao evento, comportamento ou característica que a originou. A causalidade não exige precisão impossível. Exige uma metodologia razoável, verificável e aperfeiçoável, preferível à socialização por defeito.

Quando a causalidade directa não seja integralmente determinável, deverá adoptar-se uma aproximação baseada na contribuição marginal, na utilização do serviço ou no benefício identificável, mantendo-se a socialização como solução estritamente residual.

4.2. Transparência

Os agentes devem conhecer a origem do custo, a forma de cálculo, o critério de repartição e o impacte final. Integrar encargos numa tarifa regulada sem desagregação pública pode reduzir a volatilidade percebida, mas aumenta a opacidade económica.

4.3. Proporcionalidade

A responsabilidade deve corresponder à contribuição marginal para o custo. Não se deve imputar a totalidade de um encargo a uma tecnologia apenas por pertencer a uma categoria genérica; deve considerar-se o perfil efectivo, a previsibilidade, a localização, a controlabilidade, os serviços prestados e os custos evitados.

4.4. Neutralidade tecnológica baseada em capacidades

O sistema necessita de atributos técnicos — potência firme, capacidade de rampa, inércia, controlo de tensão, potência reactiva, resposta de frequência, contribuição para a potência de curto-circuito, capacidade de arranque autónomo e aptidão para operação em ilha. A

contratação deve remunerar capacidades comprovadas e desempenho efectivo, independentemente da tecnologia, salvo quando uma derrogação tecnológica seja tecnicamente indispensável e temporária.

4.5. Coerência entre benefícios privados e custos colectivos

Quando a receita e a margem de um investimento são privadas, mas os custos de integração são automaticamente socializados, formam-se sinais de investimento distorcidos. Projectos rentáveis para o promotor podem ser ineficientes para o sistema. A política regulatória deve evitar que o promotor capture a margem enquanto o consumidor absorve o risco.

A neutralidade tecnológica não significa neutralidade relativamente aos custos causados. Se uma tecnologia ou instalação necessita de serviços adicionais para que a energia produzida possa ser integrada, transportada e entregue com segurança, esses serviços constituem parte do seu custo sistémico. O promotor deve poder escolher entre incorporar no próprio projecto as soluções técnicas necessárias — firmeza, armazenamento, limitação de rampas, controlo de tensão, resposta de frequência ou outras — ou suportar financeiramente os custos que a ausência dessas soluções imponha ao sistema. O que não é aceitável é privatizar as receitas do investimento e socializar os custos necessários para tornar utilizável a energia produzida.

4.6. Custos comuns apenas como categoria residual

Existem custos genuinamente comuns: operação institucional do GGS — Gestor Global do Sistema ⁷, uma parte da segurança sistémica, reposição do serviço, obrigações públicas e custos não razoavelmente imputáveis. Estes podem ser socializados. Mas a categoria “comum” deve resultar de demonstração, não de conveniência administrativa.

4.7. Coerência com o quadro europeu e com decisões anteriores da ERSE

Os artigos 5.º e 18.º do Regulamento (UE) 2019/943 estabelecem, respectivamente, a responsabilidade financeira dos participantes pelos desequilíbrios que causam e os princípios de transparência, não discriminação e reflexão dos custos aplicáveis às tarifas de rede. Embora estas disposições não determinem uma única metodologia de imputação dos encargos de regulação, fornecem uma base jurídica e económica para exigir que qualquer socialização seja fundamentada e não destrua os sinais eficientes de comportamento, localização, previsão e flexibilidade.

⁷ **GGS — Gestor Global do Sistema:** entidade responsável pela gestão técnica global do Sistema Eléctrico Nacional, função atribuída ao Operador da Rede de Transporte — a REN. Compete-lhe coordenar a exploração do sistema, assegurar permanentemente o equilíbrio entre produção e consumo, mobilizar os serviços de sistema e resolver restrições técnicas, garantindo a segurança, a continuidade e a qualidade do abastecimento de electricidade.

A ACER tem igualmente defendido que os sinais tarifários devem orientar comportamentos e decisões de investimento eficientes, alertando para o risco de regimes que protejam determinados grupos mediante a transferência dos custos para outros utilizadores do sistema.

A própria ERSE, na Consulta Pública n.º 127, adoptou parcialmente uma lógica de utilizador-pagador ao imputar determinados custos de banda a produção não habilitada. A proposta agora em consulta não deve inverter esta evolução sem uma demonstração causal, uma análise dos impactes distributivos e uma justificação expressa da parcela que se pretende classificar como custo comum.

5. APRECIÇÃO CRÍTICA DAS CINCO MEDIDAS PROPOSTAS

5.1. Redesenho da BmFRR ⁸ e lote reservado a centrais termoelétricas

A contratação antecipada de capacidade firme pode reduzir a necessidade de mobilizações tardias e dispendiosas por restrições técnicas. O princípio de antecipar e dar previsibilidade ao GGS — Gestor Global do Sistema é, em si, defensável. O problema reside na reserva exclusiva de um volume a “Áreas de Ofertas correspondentes a centrais termoelétricas”, sem que o articulado estabeleça, com suficiente detalhe, critérios de necessidade, limites, duração, controlo de poder de mercado e comparação com recursos alternativos.

Importa reconhecer que a proposta já obriga o GGS a apresentar uma proposta técnica fundamentada sobre a quantidade de BmFRR a leiloar ou contratar a grupos térmicos. Esta salvaguarda é positiva, mas insuficiente: a regulamentação deve fixar previamente os critérios de cálculo, os limites de volume, as condições de concorrência, a duração da derrogação tecnológica e os indicadores que permitirão avaliar a sua eficácia.

Aspectos positivos

- pode substituir mobilizações de curtíssimo prazo por contratação mais previsível;
- pode permitir cobertura antecipada de combustível e licenças de emissão;
- pode reduzir o risco de indisponibilidade de recursos firmes no momento crítico;
- pode melhorar a concorrência no mercado de restrições se reduzir posições de escassez imprevista.

⁸ **BmFRR — Banda de Reserva de Restabelecimento da Frequência com activação manual:** produto de capacidade contratado por leilão, através do qual os prestadores se obrigam a manter determinada potência disponível para posterior oferta e eventual activação, por ordem do Gestor Global do Sistema, no mercado de energia de reserva mFRR.

Condições indispensáveis

- O produto deve ser definido por requisitos de capacidade e desempenho — tempo de arranque, rampa, permanência, localização, contribuição para a potência de curto-circuito, tensão e frequência — e não apenas pelo tipo de combustível.
- A exclusividade térmica deve ser uma derrogação transitória, fundamentada leilão a leilão pelo GGS — Gestor Global do Sistema e aprovada pela ERSE com publicação da análise técnica.
- Devem poder concorrer hídrica, armazenamento, resposta da procura, agregação e outros recursos quando demonstrem equivalência funcional.
- O volume reservado deve ser o mínimo tecnicamente necessário e sujeito a limite anual e cláusula de caducidade.
- Em mercados com poucos ofertantes, devem existir limites de preço, auditoria de custos e supervisão de retenção de capacidade.
- A remuneração da disponibilidade não pode duplicar remunerações de mecanismos de capacidade, contratos bilaterais ou outras rubricas reguladas.

POSIÇÃO

Concordância condicionada. A medida só deve avançar como instrumento de capacidade tecnicamente definido, competitivo, temporário e auditável. A reserva por tecnologia não pode converter-se numa renda regulada permanente.

5.2. Produto de cobertura dos ERS – Encargos de Regulação para o Sistema

A criação de um instrumento de cobertura pode ser útil para comercializadores que oferecem preços fixos e hoje não dispõem de um instrumento específico de cobertura para os ERS – Encargos de Regulação para o Sistema. Contudo, a cobertura não reduz necessariamente o custo esperado; redistribui risco entre comprador e vendedor e incorpora um prémio de risco. O instrumento deve, por isso, ser avaliado pela liquidez, concorrência, transparência e custo total, e não apenas pela redução da variância.

- A aquisição do produto de cobertura pelos agentes expostos aos ERS deve ser voluntária e não deve converter-se numa obrigação indirecta de financiar os prestadores de BmFRR - Banda de Reserva de Restabelecimento da Frequência com activação manual.
- A obrigação de oferta por adjudicatários de BmFRR deve ser proporcional, limitada e impedir dupla remuneração do mesmo risco.
- A referência de liquidação quarto-horária deve ser pública, verificável e imune a manipulação.
- Devem existir requisitos simétricos de garantias financeiras, acesso não discriminatório e divulgação de volumes, preços e níveis de concentração.

- A ERSE deve publicar o prémio implícito, o custo ex post da cobertura e a comparação com a exposição não coberta.
- O produto não deve servir para ocultar a responsabilidade económica pelos custos subjacentes.

POSIÇÃO

Concordância de princípio, condicionada a desenho concorrencial e transparente. É um instrumento de gestão de risco, não uma solução para o custo estrutural nem para a sua imputação.

5.3. Repercussão de até 40% das RT PDBF nas Tarifas de Acesso às Redes

Esta é a medida mais problemática da consulta. A ERSE propõe que possa ser **integrada nas Tarifas de Acesso às Redes uma parcela até ao limite de 40% dos encargos** estimados associados às restrições técnicas após o Programa Diário Base de Funcionamento — RT PDBF, **prevendo para o último trimestre de 2026 uma repercussão inicial de cerca de 25%**. A justificação central é a estabilização dos custos dos agentes do lado da procura e a redução de distorções concorrenciais entre comercializadores.

A preocupação concorrencial é legítima. A própria ERSE identifica que agentes verticalizados com activos frequentemente mobilizados podem compensar custos de comercialização com receitas de serviços de sistema. Todavia, a resposta adequada a esta vantagem não é distribuir parte da factura por todos os consumidores. É corrigir o desenho de mercado, reforçar concorrência, fiscalizar poder de mercado, contratar capacidade com antecedência e **imputar o custo às causas**.

Objeções fundamentais

- Socialização sem demonstração causal — a proposta não identifica que parte das Restrições Técnicas após o Programa Diário Base de Funcionamento (RT PDBF) é custo de rede, custo de segurança comum, custo de indisponibilidade, custo de variabilidade, custo de erro de previsão ou renda de mercado.
- Perda de sinal económico — agentes que contribuem para a necessidade de redespacho ficam parcialmente protegidos do custo marginal que ajudaram a criar.
- Transferência para o consumidor — a medida transforma o consumo final no mecanismo de recuperação residual de custos cuja origem não foi previamente classificada, embora o consumidor não controle a localização dos projectos, as decisões de despacho, a disponibilidade das redes, os erros de previsão dos agentes ou o desenho dos mercados de serviços de sistema.

- Opacidade — a UGS - Tarifa de Uso Global do Sistema pode tornar menos perceptível a origem dos encargos e facilitar a sua normalização como custo inevitável.
- Risco de perpetuação — um limite “até 40%” pode tornar-se uma base permanente e ser posteriormente ampliado.
- Inconsistência regulatória — a medida dilui o princípio do utilizador-pagador que a ERSE invocou em reformas recentes.
- Ausência de estudo distributivo — não é quantificado o impacto por nível de tensão, classe de consumo, autoconsumidor, indústria, pequena empresa e consumidor vulnerável.
- Ausência de contra-factual — não se demonstra quanto teria sido evitado por contratação antecipada, maior concorrência, reforço de rede, melhor previsão ou requisitos técnicos aos produtores.
- Inversão da sequência regulatória — a proposta fixa previamente uma percentagem susceptível de socialização antes de existir uma metodologia pública que determine qual a parcela genuinamente comum e não imputável. A sequência adequada deveria ser a inversa: primeiro identificar as causas e os responsáveis; só depois apurar o residual a recuperar tarifariamente.

POSIÇÃO

Discordância. A integração estrutural de uma parcela dos custos das RT PDBF na UGS I do ORT não deve ser aprovada antes da realização de uma auditoria causal e da definição de uma metodologia pública de imputação. Qualquer mecanismo excepcional de alisamento aplicável em 2026 deve ser temporário, explicitamente identificado, limitado, reversível e não alterar a responsabilidade económica final pelos encargos.

5.4. Tarifas de acesso às redes de gás para ciclos combinados mobilizados

A redução da utilização anual das centrais a gás conduz à contratação de produtos de capacidade de curta duração, sujeitos a multiplicadores elevados. Quando o GGS — Gestor Global do Sistema mobiliza uma central para uma restrição técnica, estes custos podem elevar a sua oferta e, por essa via, os ERS – Encargos de Regulação para o Sistema. Há, portanto, uma questão real de desenho tarifário entre os sectores eléctrico e do gás.

A proposta de aplicar, à energia mobilizada por Restrições Técnicas no Programa Diário Base de Funcionamento (RT PDBF), um custo equivalente à opção de longas utilizações pode reduzir o preço da oferta. Porém, a diferença de receita no sector do gás será repercutida no sector eléctrico através da UGS - Tarifa de Uso Global do Sistema. A medida só é eficiente se a redução tarifária se transmitir integralmente ao preço da mobilização e superar os custos administrativos e os incentivos adversos.

A proposta da ERSE contém três salvaguardas relevantes: limita o benefício aos volumes efectivamente mobilizados no mercado de serviços de sistema; prevê a transferência financeira ex post entre o GGS e o operador da RNTG, de modo a preservar a neutralidade económica do sector do gás; e determina que os agentes integrem nas ofertas para resolução das RT PDBF o valor económico do desconto reconhecido na tarifa de acesso ao gás, recorrendo aos instrumentos de supervisão previstos no REMIT. Estas salvaguardas são positivas. Contudo, a proposta não define com suficiente precisão a fórmula de conversão do desconto para €/MWh eléctrico, o consumo específico ou rendimento a considerar, o procedimento de reconciliação ex post e a recuperação de eventuais benefícios não repercutidos.

- A redução deve ser estritamente limitada à energia e capacidade comprovadamente mobilizadas por instrução do GGS – Gestor Global do Sistema.
- A redução tarifária deve ser integralmente repercutida na componente de custo das ofertas apresentadas para a resolução das RT PDBF. O valor económico do desconto reconhecido na tarifa de acesso ao gás deve ser apurado por mobilização e convertido em €/MWh eléctrico com base no consumo específico ou no rendimento técnico verificado da unidade. A ERSE deve estabelecer a fórmula aplicável, efectuar a reconciliação ex post e recuperar qualquer diferença não devidamente repercutida.
- Não deve haver subsídio cruzado dos restantes consumidores de gás; a neutralidade financeira deve ser pública e auditada.
- O benefício não pode acumular com remunerações de BmFRR - Banda de Reserva de Restabelecimento da Frequência com activação manual, mecanismos de capacidade ou coberturas de combustível para o mesmo período e risco.
- O custo remanescente no sector eléctrico deve ser imputado à causa da mobilização e não automaticamente ao consumo.
- A ERSE deve comparar a solução com contratos anuais partilhados, reservas de capacidade, seguros ou mecanismos de *booking* (mecanismos de contratação ou reserva de capacidade) pelo GGS – Gestor Global do Sistema.

POSIÇÃO

Concordância condicionada. A correcção da distorção tarifária pode reduzir os custos das ofertas de RT PDBF, mas a medida deve ser neutra entre sectores, limitada aos volumes efectivamente mobilizados e sujeita à incorporação integral e auditável do benefício tarifário na componente de custo das ofertas. O encargo residual deve ser imputado em função da causa da mobilização e não automaticamente transferido para o consumo.

5.5. Projecto-piloto de metodologias avançadas para restrições técnicas

A utilização de metodologias probabilísticas e de avaliação dinâmica da rede pode reduzir mobilizações excessivamente conservadoras e aumentar a capacidade utilizável sem comprometer a segurança. É uma medida tecnicamente promissora.

- Definir uma linha de base e indicadores: MWh redespachados, custo por MWh, violações evitadas, risco residual, perdas e capacidade libertada.
- Submeter os modelos a validação independente, incluindo qualidade de dados, hipóteses e tratamento de incerteza.
- Publicar resultados agregados por zona e por causa, salvaguardando informação comercial sensível.
- Alargar o piloto à atribuição causal dos custos, e não apenas à identificação da solução técnica de menor custo.
- Incluir critérios de robustez para eventos extremos e não usar a optimização económica para degradar margens de segurança necessárias.

POSIÇÃO

Concordância. O projecto deve ser alargado à causalidade económica e sujeito a métricas, auditoria e publicação dos resultados.

6. O PRINCÍPIO DO CAUSADOR-PAGADOR APLICADO AOS ERS

O princípio do causador-pagador não significa escolher antecipadamente uma tecnologia para pagar todos os custos. Significa construir uma cadeia de causalidade entre o encargo, o evento técnico e o agente que podia evitar, reduzir ou internalizar esse encargo. Deve ser aplicado de forma simétrica a produtores, consumidores, comercializadores, agregadores, operadores de rede e ao próprio gestor do sistema.

Neste contributo, a expressão “causador-pagador” não é utilizada no sentido estritamente ambiental do princípio do poluidor-pagador. Designa um princípio económico-regulatório de imputação dos custos incrementais ao agente, activo, comportamento ou decisão que os origina, agrava ou dispõe de capacidade razoável para os evitar ou reduzir.

A aplicação do princípio deve obedecer à seguinte hierarquia:

- a. causador-pagador, quando a causalidade técnica ou económica seja identificável;
- b. utilizador ou beneficiário-pagador, quando o serviço beneficie um conjunto delimitável de agentes;

- c. socialização residual, apenas quando o custo seja genuinamente comum e não razoavelmente imputável.

REGRA REGULATÓRIA PROPOSTA

Quem gera um custo incremental mensurável deve suportá-lo de forma proporcional, incluindo os promotores, titulares, operadores e responsáveis de balanço das instalações de produção cuja variabilidade, não despachabilidade, localização ou insuficiência de atributos técnicos origine ou agrave a necessidade de serviços de sistema. Quem presta um serviço que evita custos deve ser remunerado pelo valor evitado. Apenas o custo que, depois de análise causal, não possa ser razoavelmente atribuído deve ser classificado e recuperado como custo residual comum.

6.1. Custos associados à variabilidade e à não despachabilidade da produção renovável

A produção eólica e fotovoltaica não deve ser penalizada por definição. Pode reduzir combustível, emissões e preço marginal em muitas horas. Porém, quando a sua variabilidade, concentração temporal ou localização aumenta a necessidade marginal de reserva, congestionamento, redespacho, controlo de tensão, inércia sintética, armazenamento ou corte de produção, essa contribuição deve ser quantificada e incorporada no sinal económico.

A responsabilidade económica correspondente deve acompanhar o projecto ao longo da sua vida útil. Na fase de licenciamento e ligação, deve recair sobre o promotor; após a entrada em exploração, deve vincular o titular, o operador da instalação e o respectivo responsável de balanço. A eventual transmissão da instalação ou alteração do seu controlo não pode extinguir nem transferir para os consumidores a obrigação de internalizar os custos de integração que lhe sejam causalmente imputáveis.

A internalização pode ser concretizada por uma ou mais das seguintes vias:

- pagamento de encargos calculados em função da contribuição marginal para a necessidade de reserva, redespacho, congestionamento ou serviços de estabilidade;
- instalação ou contratação de armazenamento, firmeza ou flexibilidade;
- cumprimento de requisitos de previsão, controlo remoto, limitação de rampas, potência reactiva e resposta dinâmica;
- ligação não firme, com sujeição a limitações de injeção nas condições previamente estabelecidas;
- prestação de garantia financeira destinada a cobrir encargos de integração previsíveis e directamente atribuíveis ao projecto;
- participação obrigatória nos mecanismos de balanço e liquidação dos desvios aplicáveis.

A imputação deve distinguir instalações e portefólios. Uma instalação com boa previsão, controlo remoto, capacidade de limitar rampas, suporte de tensão, armazenamento co-localizado e localização favorável pode causar menos custos — ou até evitá-los — do que outra da mesma tecnologia. O princípio deve premiar esta diferença.

A imputação causal deve, portanto, ser simétrica: agravar os encargos quando a instalação ou o portefólio aumenta a necessidade marginal de serviços de sistema e reduzi-los, ou atribuir remuneração, quando contribui comprovadamente para evitar esses custos.

6.2. Custos causados por indisponibilidades e limitações de rede

Quando uma restrição resulta de indisponibilidade não programada, atraso de investimento, manutenção inadequada, erro de planeamento ou degradação de um elemento de rede, a parcela correspondente não deve ser imputada a produtores ou consumidores como se fosse uma necessidade intrínseca do mix. Deve integrar os mecanismos de desempenho e responsabilidade do operador, respeitando os limites regulatórios e as causas de força maior.

6.3. Custos causados por desvios e erros de previsão

Os desvios devem ser imputados aos *Balance Responsible Parties* — BRP — que os causam, nos termos do quadro europeu de responsabilidade de balanço. O desenho deve evitar dupla cobrança entre encargos de desvio e outras rúbricas de reserva, mas também evitar que a socialização retire o incentivo à qualidade da previsão e à gestão de portefólio.

6.4. Custos associados a segurança sistémica e resiliência

Uma parte da segurança — reserva estratégica, capacidade de arranque autónomo (*black start*), planos de reposição, defesa contra eventos raros — tem natureza de bem comum. Ainda assim, deve ser separada dos custos recorrentes gerados por características previsíveis do sistema. O apagão de 2025 demonstrou a necessidade de maior transparência sobre inércia, controlo de tensão, funcionamento em ilha e reposição. Estes serviços devem ser contratados e valorizados explicitamente, em vez de surgirem apenas a posteriori como ERS – Encargos de Regulação para o Sistema.

6.5. Custos e rendas associados ao poder de mercado

Quando poucos activos são tecnicamente indispensáveis numa zona ou período, o preço de restrição pode incluir renda de escassez ou comportamento estratégico. Esta parcela não é um “custo tecnológico” a socializar. É um problema de desenho e fiscalização do mercado. A

ERSE deve dispor de testes de *pivotal supplier*⁹, concentração, retenção física e económica, comparação com custos variáveis e avaliação de ofertas anómalas.

7. METODOLOGIA PROPOSTA PARA IMPUTAÇÃO CAUSAL DOS CUSTOS

Propõe-se que cada operação que origine ERS – Encargos de Regulação para o Sistema seja classificada numa taxonomia causal e que o custo seja repartido por factores de contribuição. A metodologia pode iniciar-se com categorias simples e evoluir com a qualidade dos dados. O essencial é abandonar a alternativa binária entre “todo no consumo” e “todo na produção”.

7.1. Formulação geral

Para cada evento ou intervalo de liquidação k , o custo C_k deve ser repartido entre os agentes causalmente identificados e, quando devidamente demonstrada, uma parcela residual comum através de coeficientes causais $\alpha_{i,k}$, não negativos, cuja soma seja igual a um:

$$E_i = \sum_k C_k \alpha_{i,k}$$

$$E_0 = \sum_k C_k \alpha_{0,k}$$

em que E_0 representa o montante total classificado como custo residual comum.

sujeito a:

$$\alpha_{0,k} + \sum_i \alpha_{i,k} = 1$$

em que:

E_i representa o encargo imputado ao agente i ;

C_k representa o custo total do evento ou intervalo de liquidação k ;

$\alpha_{i,k}$ representa o coeficiente causal imputável ao agente i ;

$\alpha_{0,k}$ representa a parcela residual comum, devidamente fundamentada;

todos os coeficientes são não negativos.

⁹ **Fornecedor pivotal** — agente cuja capacidade é indispensável para satisfazer uma determinada necessidade do sistema num período ou zona específica, podendo, por essa razão, exercer poder de mercado.

O coeficiente residual $\alpha_{0,k}$ apenas poderá ser utilizado quando a ERSE ou o GGS demonstrem que a parcela correspondente não pode ser razoavelmente associada a agentes, activos, comportamentos, localizações ou indisponibilidades.

Os coeficientes podem combinar indicadores físicos e económicos: contribuição para o desvio, variância de erro de previsão, sensibilidade PTDF/LODF ¹⁰, factor de utilização da capacidade, localização, rampa, indisponibilidade, contribuição para reserva dimensionada, capacidade de suporte de tensão e cumprimento de instruções do GGS — Gestor Global do Sistema.

7.2. Matriz de imputação por categoria

Categoria de custo	Principal factor causal	Pagador prioritário	Parcela eventualmente comum
Desvios de energia	Desvio efectivo face ao programa	BRP responsável pelo desvio	Apenas erro sistémico não atribuível
BmFRR / BaFRR de equilíbrio	Contribuição marginal para necessidade de reserva e indisponibilidade	Promotores, titulares, operadores, BRP, portefólios ou activos em função da respectiva contribuição marginal para a necessidade de reserva; apenas o residual não atribuível pode ser classificado como custo comum.	Reserva mínima de segurança comum
RT PDBF por congestionamento	Fluxo incremental e localização; capacidade de ligação	Injecções/retiradas que agravam a restrição; ligação não firme	Congestionamento resultante de política pública ou rede comum
RT PDBF por necessidade incremental de potência firme ou de atributos de estabilidade	Défice localizado ou temporal de capacidade despachável, flexibilidade ou atributos técnicos indispensáveis à segurança operacional	Promotores, titulares ou operadores das instalações cuja produção ou ausência de atributos técnicos determine a necessidade incremental; mecanismos gerais de adequação apenas quando a causa seja comprovadamente sistémica e não imputável.	Margem de segurança pública residual
Controlo de tensão, inércia e força de rede	Défice local de capacidade técnica	Unidades que não cumprem requisitos ou beneficiam da compensação	Serviços gerais não localizáveis
Indisponibilidade de rede	Activo indisponível e desempenho do operador	Operador, via incentivos/penalizações, salvo força maior	Eventos excepcionais comprovados
Vertimento, redução de injeção e excesso local	Produção excedentária relativamente à capacidade de absorção, transporte, armazenamento ou exportação da zona	Promotores, titulares ou operadores, em função da firmeza da ligação, das condições do título de acesso, da contribuição física para a restrição, da localização e das regras aplicáveis ao redespacho.	Custos decorrentes de decisões expressas de política pública, atrasos de rede ou sobreinstalação administrativamente determinada
Reposição e <i>black start</i>	Necessidade de restabelecimento após colapso	Contratação sistémica e responsabilidades apuradas	Parte principal como custo comum de resiliência
Sobrecusto de acesso ao gás	Mobilização de centrais de ciclo combinado a gás — CCGT — por ordem do GGS	Imputado à causa da mobilização eléctrica	Só custo administrativo residual

Quadro 3 — Proposta conceptual. A metodologia final deve ser objecto de consulta específica, testes retrospectivos e auditoria independente.

¹⁰ PTDF — **Power Transfer Distribution Factor**, ou factor de distribuição da transferência de potência: indicador da variação do fluxo num elemento da rede provocada por uma determinada injeção ou retirada de potência. LODF — **Line Outage Distribution Factor**, ou factor de distribuição da indisponibilidade de uma linha: indicador da redistribuição dos fluxos na rede após a indisponibilidade de um determinado elemento.

7.3. Aplicação faseada

1. **Fase 1** — Auditoria retrospectiva: reclassificar os ERS – Encargos de Regulação para o Sistema de 2024 a 2026 por causa, activo, zona, volume e preço.
2. **Fase 2** — Sinalização informativa: publicar a imputação causal sem alterar imediatamente a liquidação, permitindo teste e contraditório.
3. **Fase 3** — Imputação parcial: aplicar coeficientes a categorias com elevada robustez, mantendo o restante como custo residual.
4. **Fase 4** — Revisão anual: incorporar melhores dados, avaliar respostas comportamentais e reduzir progressivamente a parcela socializada.

7.4. Reconhecimento de custos evitados

O modelo deve ser bilateral: não basta cobrar custos causados. Deve remunerar recursos que reduzam a necessidade de rede, reserva ou redespacho. Uma instalação que respeite limites de rampa, ofereça flexibilidade, assegure potência reactiva, forneça inércia sintética ou se localize em zona deficitária deve receber sinal positivo proporcional ao custo evitado. Desta forma, a regulação orienta decisões de investimento e operação sem discriminar tecnologias.

8. TRANSPARÊNCIA, CONCORRÊNCIA E CONTROLO DE PODER DE MERCADO

8.1. Painel mensal obrigatório

A ERSE deve determinar a publicação mensal, em formato aberto e tratável, de um painel com, pelo menos:

- custo por rúbrica de ERS – Encargos de Regulação para o Sistema e por quarto de hora;
- volume mobilizado e desmobilizado, preço e duração;
- instalação ou conjunto de instalações, tecnologia e zona de rede;
- com individualização das unidades sempre que juridicamente admissível e tecnicamente segura ou, quando tal não seja possível, com agregação suficiente para proteger informação comercial sensível sem impedir a fiscalização económica;
- causa técnica declarada pelo GGS — Gestor Global do Sistema e elemento de rede condicionante;
- solução alternativa tecnicamente admissível, respectivo custo estimado e parcela potencialmente evitável;

- concentração de mercado, número de ofertantes e quota do maior agente ¹¹;
- separação entre custo variável, custo de disponibilidade e margem;
- parcela imputada causalmente, parcela coberta e parcela socializada;
- efeitos das reduções tarifárias de gás nas ofertas eléctricas;
- indicadores de segurança e desempenho associados à decisão.

8.2. Auditoria independente aos anos de 2024–2026

Antes de converter as Restrições Técnicas no Programa Diário Base de Funcionamento (RT PDBF) em componente estrutural da UGS - Tarifa de Uso Global do Sistema, deve ser realizada uma auditoria técnica e económica independente. Esta auditoria deve reconstruir as causas, validar se as mobilizações foram as de menor custo compatíveis com segurança, avaliar o grau de concorrência e quantificar a parte explicada por eventos excepcionais, rede, mix, previsão, indisponibilidade e desenho de mercado.

8.3. Agentes verticalizados

A ERSE identifica expressamente que agentes verticalizados com produção frequentemente mobilizada podem compensar a incerteza da comercialização com receitas de serviços de sistema. Esta assimetria justifica medidas de concorrência: separação informacional, monitorização de margens consolidadas, publicação de posições agregadas, teste de ofertas e acesso não discriminatório ao produto de cobertura. A tarifa não deve ser utilizada para neutralizar uma vantagem que resulta de poder de mercado ou de desenho insuficiente.

8.4. Transparência na factura

Mesmo que uma parcela residual seja recuperada pela UGS I - Tarifa de Uso Global do Sistema, do ORT, deve permanecer identificada em rubrica autónoma — “Custos de regulação e restrições técnicas” — nos documentos tarifários, simuladores e relatórios. O consumidor tem direito a saber quanto paga por energia, rede, política energética, equilíbrio, reserva e segurança. A complexidade técnica não justifica invisibilidade económica.

A informação poderá ser apresentada de forma agregada na factura individual, mas deverá encontrar-se integralmente desagregada nos documentos tarifários, simuladores, relatórios periódicos e conjuntos de dados publicados pela ERSE.

¹¹ HHI — Índice de Herfindahl-Hirschman: indicador de concentração de mercado calculado pela soma dos quadrados das quotas dos agentes participantes; valores mais elevados correspondem a maior concentração.

9. PROPOSTA DE NORMA REGULAMENTAR

Propõe-se a introdução, no MPGGS e no Regulamento Tarifário, de uma disposição transversal com o seguinte sentido material. A numeração deverá ser adaptada pela ERSE ao articulado final.

Propõe-se a introdução, no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema Eléctrico Nacional — MPGGS — e no Regulamento Tarifário do sector eléctrico, de uma disposição transversal que consagre expressamente o princípio da causalidade na imputação dos Encargos de Regulação para o Sistema.

A numeração, localização sistemática e redacção jurídica definitiva da disposição deverão ser adaptadas pela ERSE ao articulado regulamentar aplicável. O seu conteúdo material deverá, contudo, assegurar que os mecanismos de cobertura, alisamento ou recuperação tarifária não eliminam nem diluem a responsabilidade económica dos agentes que originam, agravam ou podem evitar os custos de regulação.

9.1. Princípio da causalidade na imputação dos encargos

Artigo [novo]

Princípio da causalidade na imputação dos encargos de regulação

1 — Os Encargos de Regulação para o Sistema são imputados aos promotores, titulares, operadores e responsáveis de balanço das instalações, aos operadores de rede ou às categorias de utilizadores em função da respectiva contribuição causal, directa ou marginal, para a necessidade, o volume e o custo do serviço que lhes deu origem.

2 — Para cada rubrica de encargo, o Gestor Global do Sistema identifica e fundamenta:

- a. o evento ou necessidade técnica que determinou a mobilização do serviço;
- b. os activos, instalações, comportamentos, indisponibilidades, localizações ou condições operacionais relevantes;
- c. os dados físicos e económicos utilizados;
- d. os factores causais e o método de cálculo proposto;
- e. o grau de incerteza associado à imputação;
- f. a parcela eventualmente não imputável a agentes ou causas individualizáveis;
- g. a solução alternativa tecnicamente admissível e o respectivo custo estimado.

3 — A metodologia de imputação é aprovada pela ERSE, após consulta aos interessados e, quando a materialidade ou a complexidade dos encargos o justifique, mediante auditoria técnica e económica independente.

4 — A imputação dos encargos deve observar os princípios da:

- a. causalidade;
- b. transparência;
- c. proporcionalidade;
- d. não discriminação;
- e. neutralidade tecnológica baseada nas capacidades efectivamente prestadas;
- f. coerência temporal;
- g. prevenção da dupla cobrança e da dupla remuneração;
- h. protecção da concorrência;
- i. responsabilidade pelos desequilíbrios causados;
- j. remuneração dos custos comprovadamente evitados.

5 — Quando a causalidade técnica ou económica seja identificável, aplica-se prioritariamente o princípio do causador-pagador.

6 — Quando um serviço beneficie um conjunto delimitável de agentes ou utilizadores, mas não seja possível determinar integralmente a contribuição causal individual, podem ser aplicados os princípios do utilizador-pagador ou do beneficiário-pagador, de acordo com critérios objectivos, proporcionais e publicamente fundamentados.

7 — Apenas a parcela que, após aplicação da metodologia de causalidade, não possa ser razoavelmente associada a agentes, activos, comportamentos, localizações, indisponibilidades ou beneficiários identificáveis pode ser classificada como custo residual comum e recuperada através da parcela I da Tarifa de Uso Global do Sistema do Operador da Rede de Transporte — UGS I do ORT.

8 — A classificação de um encargo como custo comum deve ser expressamente fundamentada, não podendo resultar exclusivamente da dificuldade administrativa de apuramento, da indisponibilidade circunstancial de dados ou da conveniência de alargar a base de pagadores.

9 — A utilização de mecanismos de cobertura financeira, alisamento, diferimento ou ajustamento temporal dos encargos não altera a responsabilidade económica final pelos custos, salvo decisão expressa e fundamentada da ERSE, baseada na demonstração de que se trata de um custo genuinamente comum ou de interesse sistémico geral.

10 — Os agentes, instalações ou recursos que comprovadamente reduzam a necessidade ou o custo dos serviços de sistema podem beneficiar de remuneração, redução de encargos ou outro sinal económico proporcional ao custo evitado.

11 — O reconhecimento dos custos evitados deve considerar, designadamente:

- a. a melhoria da qualidade da previsão;
- b. a limitação de rampas de produção ou consumo;
- c. a prestação de flexibilidade;
- d. a disponibilização de potência firme;
- e. o controlo de tensão e a prestação de potência reactiva;
- f. a resposta de frequência;
- g. a contribuição para a potência de curto-circuito;
- h. a capacidade de arranque autónomo e de operação em ilha;
- i. o armazenamento;
- j. a localização em zona deficitária ou descongestionante;
- k. o cumprimento das instruções do Gestor Global do Sistema.

12 — Os promotores de novos projectos de produção variável e não despachável devem demonstrar, antes da atribuição de capacidade de ligação ou da entrada em exploração, de que modo serão assegurados ou internalizados os custos incrementais previsíveis de equilíbrio, reserva, flexibilidade, congestionamento, reforço de rede e estabilidade associados ao projecto.

13 — A demonstração prevista no número anterior pode ser satisfeita através da incorporação de capacidades técnicas no projecto, da contratação de serviços equivalentes, da aceitação de condições de ligação não firme, da participação em mecanismos específicos de imputação ou da prestação de garantia financeira adequada.

14 — As obrigações de internalização dos custos ficam associadas ao título, registo ou direito de ligação da instalação, transmitindo-se ao respectivo titular ou operador em caso de transmissão do projecto ou alteração do controlo.

15 — A inexistência de metodologia integralmente desenvolvida não pode justificar a socialização definitiva dos custos. Durante o período transitório devem ser aplicados coeficientes prudenciais, contas de regularização ou garantias, sujeitos a posterior reconciliação.

16 — A ERSE publica a metodologia de imputação em vigor e divulga mensalmente, em formato aberto e tecnicamente tratável:

- a. a desagregação dos encargos por rubrica;
- b. a causa técnica identificada;
- c. os volumes mobilizados ou desmobilizados;
- d. os preços e custos unitários;
- e. os factores causais aplicados;
- f. a parcela causalmente imputada;

- g. a parcela classificada como custo residual comum;
- h. o modo de recuperação de cada parcela;
- i. os indicadores de concorrência e concentração;
- j. os resultados dos mecanismos de cobertura e regularização;
- k. os principais indicadores de segurança e desempenho associados.

17 — A individualização dos agentes e instalações deve ser assegurada sempre que juridicamente admissível e compatível com a segurança do sistema. Quando tal não seja possível, os dados devem ser publicados com um grau de agregação que proteja a informação comercialmente sensível sem impedir a fiscalização económica e regulatória.

18 — A metodologia é revista anualmente durante os primeiros três anos de aplicação e, posteriormente, com periodicidade não superior a dois anos.

19 — Qualquer alteração material da metodologia deve ser precedida de consulta aos interessados e acompanhada de uma avaliação dos efeitos sobre:

- a. o custo total do sistema;
- b. os sinais económicos transmitidos aos agentes;
- c. a concorrência;
- d. o investimento em flexibilidade, firmeza e armazenamento;
- e. os diferentes níveis de tensão e categorias de consumidores;
- f. a parcela dos encargos recuperada através das Tarifas de Acesso às Redes.

20 — A aplicação do presente artigo observa as disposições da União Europeia relativas à responsabilidade de balanço, ao redespacho, à compensação, à transparência, à concorrência, à não discriminação e à neutralidade tecnológica.

9.2. Alteração específica à proposta de repercussão tarifária

A proposta de integração na UGS I do ORT de uma parcela até ao limite de 40% dos encargos associados às restrições técnicas após o Programa Diário Base de Funcionamento — RT PDBF — deve ser substituída por uma regra de recuperação tarifária exclusivamente aplicável à parcela residual comprovadamente não imputável.

Não deverá, portanto, ser fixada antecipadamente uma percentagem estrutural de socialização dos encargos. A percentagem recuperada através da UGS I do ORT deve resultar da análise causal efectuada para cada período, rubrica ou categoria de restrição.

Propõe-se, para o efeito, a seguinte redacção regulamentar:

Artigo [novo]**Recuperação dos encargos associados às restrições técnicas após o PDBF**

1 — Os encargos associados às restrições técnicas após o Programa Diário Base de Funcionamento são prioritariamente imputados aos promotores, titulares, operadores, responsáveis de balanço, instalações, activos, operadores de rede ou categorias de utilizadores cuja contribuição causal, directa ou marginal, tenha determinado ou agravado a necessidade e o custo da restrição.

2 — A imputação deve considerar, designadamente:

- a. os desvios relativamente ao programa;
- b. os erros de previsão;
- c. a indisponibilidade de instalações ou elementos de rede;
- d. a localização das injeções e retiradas;
- e. a contribuição para os fluxos que originaram ou agravaram o congestionamento;
- f. a firmeza ou não firmeza das condições de ligação;
- g. a necessidade incremental de potência firme, flexibilidade ou atributos de estabilidade;
- h. o incumprimento de requisitos técnicos ou de instruções operacionais;
- i. a variabilidade, não despachabilidade, concentração temporal, localização ou insuficiência de atributos técnicos das instalações de produção;
- j. os atrasos de investimento ou as limitações evitáveis da rede;
- k. a existência de poder de mercado, retenção física ou económica de capacidade ou ofertas anómalas.

3 — Apenas a parcela dos encargos que, após aplicação da metodologia prevista no artigo anterior, permaneça comprovadamente não imputável pode ser recuperada através da UGS I do ORT.

4 — A parcela a recuperar através da UGS I do ORT não é fixada a priori e deve ser determinada com base nos resultados efectivos da análise causal de cada período.

5 — Qualquer limite máximo transitório de recuperação tarifária deve:

- a. ser expressamente fundamentado;
- b. ter duração limitada;
- c. ser sujeito a cláusula de caducidade;
- d. permanecer identificado em rubrica autónoma;
- e. ser objecto de reconciliação posterior;
- f. não constituir precedente para a socialização estrutural dos encargos.

6 — A ERSE publica, para cada período tarifário, a parcela total dos encargos das RT PDBF:

- a. imputada aos agentes causalmente responsáveis;
- b. imputada a operadores ou activos de rede;
- c. associada a eventos excepcionais;
- d. relacionada com insuficiência de concorrência ou poder de mercado;
- e. reconhecida como custo residual comum;
- f. recuperada através da UGS I do ORT.

7 — A recuperação tarifária não prejudica a aplicação de incentivos, penalizações, mecanismos de desempenho ou procedimentos de supervisão destinados a responsabilizar os agentes ou operadores que tenham contribuído para a ocorrência ou agravamento dos encargos.

9.3. Regime excepcional para o último trimestre de 2026

Caso a ERSE considere indispensável adoptar uma medida transitória para limitar a volatilidade dos encargos no último trimestre de 2026, essa medida deve ter natureza estritamente financeira, temporária e reversível, não podendo ser interpretada como reconhecimento de que os custos das RT PDBF constituem, por natureza, um encargo comum do consumo.

Propõe-se que o regime transitório obedeça às seguintes condições:

1 — A parcela transitoriamente recuperada através da UGS I do ORT não deve exceder 25% dos encargos estimados para o período.

2 — O montante deve ser registado numa conta de regularização autónoma, não sendo consolidado como transferência estrutural ou definitiva para as Tarifas de Acesso às Redes.

3 — A parcela recuperada deve permanecer identificada nos documentos tarifários, nos relatórios de execução e na informação disponibilizada aos consumidores como:

“Encargos transitórios de regulação e restrições técnicas sujeitos a regularização”.

4 — A ERSE deve promover uma auditoria técnica e económica aos encargos do período, identificando:

- a. as causas das mobilizações;
- b. os agentes e activos envolvidos;
- c. os volumes e preços;
- d. os custos evitáveis;
- e. a existência de indisponibilidades de rede;
- f. a contribuição dos erros de previsão e dos desvios;
- g. os eventuais efeitos de poder de mercado;

h. a parcela verdadeiramente comum e não imputável.

5 — Após a auditoria e a aprovação da metodologia causal, deve ser efectuada uma regularização prospectiva através dos mecanismos de liquidação ou tarifários juridicamente aplicáveis.

6 — A regularização não pode implicar a imposição retroactiva de encargos a agentes sem base regulamentar previamente aplicável, devendo ser assegurados os princípios da segurança jurídica, previsibilidade, proporcionalidade e contraditório.

7 — Os montantes que venham a ser considerados causalmente imputáveis devem ser recuperados, na medida jurídica e tecnicamente possível, junto dos agentes ou categorias de agentes responsáveis, mediante mecanismos prospectivos de imputação, ajustamento ou compensação.

8 — Os montantes definitivamente classificados como custo residual comum podem permanecer na UGS I do ORT, desde que a classificação seja expressamente fundamentada e publicada.

9 — O regime transitório caduca automaticamente em 31 de Dezembro de 2026, não podendo ser prorrogado ou convertido em mecanismo estrutural sem nova consulta pública.

10 — A ERSE deve publicar, até 31 de Março de 2027, um relatório de avaliação contendo:

- a. os custos totais abrangidos pelo regime;
- b. a parcela recuperada transitoriamente pela UGS I do ORT;
- c. os agentes e categorias beneficiados;
- d. os impactes distributivos por nível de tensão e tipo de consumidor;
- e. os resultados da auditoria causal;
- f. a parcela susceptível de regularização;
- g. a parcela definitivamente classificada como custo comum;
- h. os efeitos da medida sobre a volatilidade, a concorrência e o custo total do sistema;
- i. as recomendações para o regime regulatório futuro.

11 — A adopção do regime excepcional não prejudica a implementação imediata de medidas de transparência, auditoria, fiscalização do poder de mercado e aperfeiçoamento dos requisitos técnicos aplicáveis aos agentes do sistema.

10. DECISÕES E ALTERAÇÕES CONCRETAS SOLICITADAS À ERSE

1. Reconhecer, na decisão final, que contenção do valor, estabilização temporal e imputação dos encargos são objectivos distintos.
2. Não aprovar a socialização estrutural de até 40% das Restrições Técnicas no Programa Diário Base de Funcionamento (RT PDBF) sem estudo causal, análise custo-benefício e consulta específica sobre a metodologia.
3. Publicar uma auditoria independente aos ERS – Encargos de Regulação para o Sistema desde Janeiro de 2024, com separação entre custos estruturais, conjunturais, rede, mix, previsão, indisponibilidade e poder de mercado.
4. Introduzir no MPGGS e no Regulamento Tarifário o princípio da causalidade e do causador-pagador, complementado pelos princípios do utilizador-pagador e do beneficiário-pagador, com recuperação tarifária apenas da parcela residual comum e não razoavelmente imputável.
5. Estabelecer que os promotores, titulares, operadores e responsáveis de balanço das instalações renováveis variáveis e não despacháveis internalizem os custos incrementais de equilíbrio, reserva, redespacho, congestionamento, firmeza, flexibilidade, rede e estabilidade que sejam causalmente atribuíveis aos respectivos projectos.
6. Condicionar a atribuição de nova capacidade de ligação e a entrada em exploração de novos projectos à demonstração de que os custos de integração serão assegurados por capacidades técnicas próprias, contratos de firmeza ou flexibilidade, armazenamento, condições de ligação não firme, mecanismos de imputação causal ou garantias financeiras adequadas.
7. Assegurar que as obrigações de internalização dos custos acompanham o projecto, o título e o direito de ligação, não cessando por transmissão da instalação, mudança de titular ou reorganização societária.
8. Manter uma rubrica autónoma e pública para os custos de restrições técnicas, mesmo quando transitoriamente recuperados pela UGS - Tarifa de Uso Global do Sistema.
9. Reformular o lote de BmFRR como produto baseado em capacidades técnicas, permitindo a participação de todos os recursos funcionalmente equivalentes.
10. Limitar qualquer lote termoeléctrico por volume, duração e fundamentação; incluir cláusula de caducidade e prevenção de dupla remuneração.

- 11.** Implementar o produto de cobertura como instrumento voluntário, transparente e concorrencial, publicando prémios, volumes e concentração.
- 12.** Condicionar a optimização das tarifas de acesso às redes de gás à repercussão integral, verificável e auditada da redução de custos nas ofertas de electricidade, impedindo subsidiasções cruzadas entre os sectores eléctrico e do gás.
- 13.** Incluir no projecto-piloto uma componente de atribuição causal e comparação contra-factual das mobilizações.
- 14.** Criar um painel mensal aberto de ERS – Encargos de Regulação para o Sistema, com dados por causa, zona, activo, volume, preço, agente e parcela socializada.
- 15.** Reforçar a supervisão de poder de mercado em restrições técnicas, incluindo testes de fornecedor pivotal, avaliação de retenção física ou económica de capacidade, análise de custos variáveis e identificação de margens anómalas.
- 16.** Publicar uma análise distributiva por nível de tensão e tipo de consumidor antes de qualquer alteração tarifária.
- 17.** Assegurar que agentes que evitem custos por flexibilidade, armazenamento, previsão, suporte de tensão ou localização recebam sinal económico positivo.
- 18.** Corrigir e republicar o anexo regulamentar: o documento apresenta na capa uma referência ao MP PPA de Maio de 2025, identifica no texto a Consulta Pública n.º 143 e contém remissões com a mensagem “Erro! A origem da referência não foi encontrada.” A versão corrigida deve ser disponibilizada com identificação da data da republicação e indicação expressa das alterações efectuadas, assegurando igualdade de informação entre todos os participantes na consulta.

11. CONCLUSÕES

A ERSE identificou correctamente um problema que já não pode ser tratado como marginal. Os encargos de regulação aumentaram de forma muito acentuada, passaram a representar uma parcela relevante do custo grossista e introduzem riscos para comercializadores, consumidores e concorrência. É necessário agir.

Contudo, agir não significa necessariamente transferir. A passagem de uma parcela das Restrições Técnicas no Programa Diário Base de Funcionamento (RT PDBF) para a Tarifa de Uso Global do Sistema pode tornar o custo menos volátil para alguns agentes, mas não o torna menor, nem mais justo, nem mais eficiente. Sem causalidade, o consumidor continua a pagar — agora por uma via mais estável e menos visível — os custos de decisões que não controla.

A política regulatória deve abandonar a ideia de que todos os custos de integração são encargos gerais inevitáveis. A produção eléctrica tem atributos diferentes. As redes têm limitações localizadas. Os erros de previsão têm responsáveis. As indisponibilidades têm causas. As decisões de investimento criam benefícios privados e custos colectivos. A avaliação económica não pode, por isso, limitar-se ao custo privado de produção ou ao preço observado no mercado diário; deve considerar o custo total de entregar electricidade utilizável, firme, equilibrada, segura e disponível no local e quando é necessária. Os serviços de sistema têm valor mensurável. Os eventos excepcionais devem ser separados da operação estrutural. E o poder de mercado deve ser fiscalizado, não financiado.

No caso particular da produção eólica e fotovoltaica, importa reconhecer que a ausência de combustível e o reduzido custo marginal não eliminam os custos provocados pela variabilidade, não despachabilidade, concentração temporal, localização e reduzida contribuição espontânea para determinados atributos de estabilidade. Quando estes custos sejam incrementais e causalmente demonstráveis, devem ser incorporados no custo económico do projecto e suportados pelo respectivo promotor, titular, operador ou responsável de balanço. A produção renovável não pode continuar a ser avaliada apenas pelo custo privado do MWh produzido, deixando para o consumidor o pagamento da reserva, da firmeza, do armazenamento, do redespacho, da rede e dos serviços necessários para tornar esse MWh efectivamente utilizável.

O princípio do causador-pagador não constitui uma penalização das energias renováveis, das centrais a gás, das redes ou dos consumidores. Constitui uma regra de neutralidade e verdade económica. Obriga cada solução, incluindo os projectos renováveis intermitentes, a revelar e internalizar o respectivo custo total para entregar electricidade com adequação de potência, equilíbrio, segurança, qualidade e disponibilidade no local e quando é necessária. Ao mesmo tempo, permite remunerar os agentes que reduzam esses custos através de previsão, firmeza, armazenamento, flexibilidade ou serviços técnicos ao sistema.

CONCLUSÃO FINAL

A decisão regulatória deve assentar numa regra simples: quem causa paga; quem evita custos é remunerado; só o custo verdadeiramente comum é socializado. Os promotores e titulares das instalações renováveis intermitentes devem assegurar, técnica ou financeiramente, os custos incrementais de integração que sejam causalmente atribuíveis às características dos seus projectos. Sem esta regra, a estabilização dos ERS transformar-se-á numa transferência permanente de encargos para o consumidor, protegendo receitas e benefícios privados através da socialização dos custos necessários para tornar utilizável a energia produzida.

Dados Pessoais

Cascais, Julho de 2026

ANEXO A — MATRIZ-SÍNTESE DE APRECIÇÃO DAS PROPOSTAS

Medida ERSE	Avaliação	Risco principal	Alteração proposta
Lote BmFRR para térmicas	Concordância condicionada	Renda regulada, exclusão tecnológica, dupla remuneração	Produto por capacidades; volume mínimo; cláusula de caducidade; auditoria e concorrência
Produto de cobertura	Concordância de princípio	Prémio de risco elevado, pouca liquidez, transferência opaca	Voluntário; leilão transparente; publicação ex post; sem alterar causalidade
Até 40% RT PDBF na UGS	Discordância	Socialização, perda de sinal, consumidor como pagador residual	Apenas residual não imputável; auditoria; regime temporário de alisamento
Optimização de tarifas de gás	Concordância condicionada	Ganho extraordinário e subsídio cruzado	Repercussão integral; medição por mobilização; neutralidade dos dois sectores
Projecto-piloto de restrições	Concordância	Modelo opaco ou segurança degradada	Validação independente; métricas; publicação; causalidade económica

ANEXO B — INDICADORES DE ACOMPANHAMENTO PROPOSTOS

Dimensão	Indicador	Periodicidade
Custo	ERS total e unitário; RT PDBF por MWh mobilizado	Mensal
Volatilidade	Desvio-padrão e percentis do ERS quarto-horário	Mensal
Causalidade	Percentagem imputada por causa e percentagem residual socializada	Mensal
Concorrência	Índice HHI, quota do maior agente, número de ofertantes e identificação de fornecedor pivotal	Mensal/trimestral
Eficiência	Custo da solução escolhida versus contra-factual de menor custo	Por evento
Rede	MWh de restrição por elemento, indisponibilidade e zona	Mensal
Mix	Necessidade marginal de reserva por tecnologia/portefólio	Mensal
Gás	Redução tarifária concedida e redução efectivamente reflectida nas ofertas	Mensal
Cobertura	Volume, preço, prémio, concentração e resultado ex post	Por leilão
Segurança	Nível de risco, violações, margem, energia não fornecida evitada	Mensal/anual
Consumidor	Impacte por nível de tensão e consumidor-tipo	Trimestral/anual

ANEXO C — DOCUMENTOS E REFERÊNCIAS

1. **ERSE.** Consulta Pública n.º 142 — Documento justificativo da proposta de alteração do quadro regulatório dos encargos de regulação no SEN, Julho de 2026.
2. **ERSE.** Consulta Pública n.º 142 — Anexo com as propostas de alteração regulamentar, Julho de 2026.
3. **ERSE.** Directiva n.º 9/2025 — Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema Eléctrico Nacional.
4. **ERSE.** Regulamento Tarifário do sector eléctrico, versão em vigor.
5. **ERSE.** Relatório da Consulta Pública n.º 127 — Alteração do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema, 2025.
6. **União Europeia.** Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho, relativo ao mercado interno da electricidade, versão consolidada.
7. **União Europeia.** Regulamento (UE) 2017/2195 da Comissão, que estabelece orientações sobre o equilíbrio do sistema eléctrico, versão consolidada.
8. **ACER.** Getting the Signals Right: Electricity Network Tariff Methodologies in Europe, Março de 2025.
9. **ACER.** Electricity Network Tariff Methodologies in Europe — Annex I, Março de 2025.
10. **João de Jesus Ferreira.** Parecer Técnico sobre o Programa Sectorial das Zonas de Aceleração das Energias Renováveis (PSZAER), Junho de 2026.
11. **João de Jesus Ferreira.** Quando a transição energética passa a ser uma máquina de rendas — Mais renováveis, mais baterias, mais custos: onde está o planeamento?, Junho de 2026.
12. **João de Jesus Ferreira.** O apagão começou em Espanha, mas expôs Portugal, Junho de 2026.

Nota metodológica: os valores quantitativos reproduzem os dados publicados pela ERSE na documentação da Consulta Pública n.º 142. As propostas de imputação causal constantes deste contributo são recomendações do autor e carecem, para implementação, de desenvolvimento metodológico, teste retrospectivo, consulta pública e auditoria independente.