

Exma. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE)

Rua Dom Cristóvão da Gama, 1 – 3.º, 1400-113 Lisboa

consultapublica@erse.pt

Lisboa, 31 de Julho de 2026

Assunto: Consulta Pública n.º 142 — Estabilização dos encargos com serviços de regulação do sistema elétrico — Contributo de Hugo Rua

1. Identificação e enquadramento do respondente

O presente contributo é apresentado por Hugo Rua, a título individual. O respondente não solicita confidencialidade, pelo que o contributo poderá ser publicado integralmente.

Saúda-se a iniciativa da ERSE de submeter a consulta pública as alterações aos Capítulos XX e XXVII do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema (MPGGS) e ao Regulamento Tarifário do Setor Elétrico. O diagnóstico apresentado no documento justificativo é rigoroso e corajoso: os encargos de regulação do sistema atingiram níveis inoportáveis e a sua principal causa é a mobilização, fora de mercado, de centrais de ciclo combinado a gás para resolução de restrições técnicas após o Programa Diário Base de Funcionamento (PDBF). Contudo, entende-se que a principal medida proposta — a criação de um lote de banda de mFRR reservado a “recursos de geração de natureza firme”, na prática acessível apenas às centrais térmicas a gás — trata o sintoma consolidando a causa, e arrisca perpetuar, em vez de reduzir, a trajetória de custos que a própria ERSE pretende estabilizar.

2. O diagnóstico: um encargo que se multiplicou por sete em quatro anos

Os números do próprio documento justificativo da CP142 confirmam a dimensão do problema. Os encargos de regulação do sistema passaram de cerca de 3 €/MWh em 2022 para 20,26 €/MWh no período de janeiro a maio de 2026 — um aumento de aproximadamente sete vezes em quatro anos:

Ano	Encargos de regulação do sistema (€/MWh)
2022	3,0
2023	4,9
2024	8,0 (+64%)
2025	13,2 (+65%)
2026 (jan.–mai.)	20,1 (+54%)

Fonte: REN – Redes Energéticas Nacionais, “Mercado de Eletricidade – Síntese Anual” (2022 – Jan/Maio 2026, valores provisionais)

Este crescimento é tanto mais grave quanto ocorre num período de descida dos preços grossistas: em 2022 os encargos de regulação representavam menos de 2% do preço da eletricidade em mercado; em 2026 (janeiro a maio) já representaram 46% do custo total da energia no wholesale (informação REN).

A decomposição dos encargos identifica inequivocamente o vetor dominante: as restrições técnicas resolvidas após o PDBF. Os custos deste mecanismo passaram de valores residuais em 2022-2023 (cerca de 0,29 €/MWh, ou 10% do total) para 83,3 M€ em 2024, 357,2 M€ em 2025 e 303 M€ apenas

nos primeiros cinco meses de 2026, representando hoje cerca de 75% do total dos encargos. O volume de energia redespatchada pela REN para resolver restrições no mercado diário saltou de praticamente zero em 2022-2023 para 932 GWh em 2024 e mais de 4.000 GWh em 2025.

Quem presta estes serviços são, de forma sistemática e quase exclusiva, as centrais de ciclo combinado a gás natural, mobilizadas fora da ordem de mérito económica. A capacidade térmica contratada para reserva secundária mais do que triplicou, de 105-110 MW em 2023-2024 para 357 MW em 2025. Em sentido inverso, as baterias — a tecnologia que noutras geografias presta exatamente estes serviços a custo marginal próximo de zero — tiveram uma utilização praticamente nula: zero MWh entre 2022 e 2025 e uma participação simbólica de 2 MW em 2026, num universo de cerca de 280 MW de capacidade de armazenamento já contratada.

3. A evidência internacional: onde as baterias entraram, os custos dos serviços de sistema colapsaram

A experiência de outros sistemas elétricos com elevada penetração renovável demonstra que os custos dos serviços de sistema não têm de crescer com a transição energética — pelo contrário, reduzem-se de forma muito substancial quando o armazenamento por baterias é autorizado a competir nesses mercados.

EUA. A frota de baterias no mercado californiano (CAISO) cresceu de cerca de 500 MW em 2020 para 13.000 MW no final de 2024. Em 2024, as baterias forneceram 84% das necessidades de regulação (regulation up e regulation down) do sistema, oferecendo consistentemente múltiplos da capacidade de regulação que o mercado necessita. Os preços dos serviços de sistema desacoplaram-se em baixa dos preços de energia logo a partir do início de 2021, quando a capacidade de baterias atingiu cerca de 1 GW — aproximadamente a dimensão do mercado de regulação — tendendo para valores próximos de zero em grande parte das horas, por refletirem apenas o custo de oportunidade das baterias (fonte: CAISO, 2024 Special Report on Battery Storage; Ascend Analytics). No mercado texano (ERCOT) observou-se o mesmo fenómeno a partir do verão de 2022, quando a capacidade instalada de baterias atingiu ~1,5 GW.

Reino Unido. O sistema britânico criou em 2020 produtos de resposta de frequência desenhados de forma tecnologicamente neutra (Dynamic Containment, e posteriormente Dynamic Moderation e Dynamic Regulation), nos quais as baterias rapidamente se tornaram o prestador dominante. À medida que a frota de baterias cresceu (2,1 GW no final de 2022; 3,5 GW no final de 2023; mais de 5 GW atualmente), os preços destes serviços caíram de forma dramática: as receitas dos prestadores, esmagadoramente concentradas em serviços de frequência, comprimiram-se de mais de 150.000 £/MW/ano em 2022 para cerca de 50.000 £/MW/ano em 2023 — uma queda superior a 70% num único ano, diretamente traduzida em poupança para o sistema e para os consumidores (fonte: Modo Energy). A introdução pelo operador de sistema (NESO) de mecanismos de contratação concorrencial adicionais reduziu os custos de resposta dinâmica de frequência em mais 36%.

A lição destes mercados é clara e replicável: a redução estrutural dos encargos de sistema não resultou de contratar mais capacidade térmica “firme”, mas de abrir os produtos de serviços de sistema à concorrência de tecnologias com custo marginal próximo de zero. A saturação concorrencial destes mercados pelas baterias é, do ponto de vista do consumidor, precisamente o objetivo: preços que tendem para o custo de oportunidade de um recurso sem combustível.

4. O custo económico e ambiental da dependência das centrais a gás

A utilização recorrente de centrais de ciclo combinado a gás para prestar serviços de regulação e resolver restrições técnicas tem um duplo custo que o documento justificativo não valoriza integralmente:

- Custo económico: as centrais a gás têm um custo marginal elevado (combustível, licenças de CO₂, arranques e paragens), que é integralmente repercutido nos encargos pagos por todos os consumidores. As baterias, uma vez instaladas, têm um custo marginal de operação próximo de zero, pelo que a sua participação em leilões concorrenciais tende a comprimir estruturalmente os preços destes serviços, como demonstram os casos da Califórnia e do Reino Unido.
- Custo ambiental: cada MWh produzido por um ciclo combinado a gás emite diretamente cerca de 350-400 kg de CO₂, além das emissões adicionais associadas a arranques frequentes e funcionamento em cargas parciais — precisamente o regime típico da resolução de restrições. As baterias não têm emissões diretas e, num sistema com excedentes renováveis crescentes como o português, carregam maioritariamente com energia limpa que de outro modo seria desperdiçada, pelo que o seu impacto marginal nas emissões é nulo ou mesmo negativo.

É particularmente paradoxal que um sistema elétrico com a penetração renovável do português esteja a financiar, através de um encargo crescente pago por todos os consumidores, a queima adicional de gás natural — quando a mesma necessidade de flexibilidade pode ser satisfeita por tecnologia mais rápida (resposta em milissegundos, contra minutos das turbinas a gás), mais barata em custo marginal e sem emissões.

5. Apreciação da proposta central: o lote de BmFRR reservado a “recursos de geração de natureza firme”

O documento justificativo propõe o redesenho do produto de banda de mFRR com a criação de um lote específico reservado a recursos de geração de natureza firme — que o próprio documento identifica como sendo, essencialmente, os grupos das centrais de ciclo combinado a gás. Significativamente, o documento não contém uma única referência a baterias ou a armazenamento de energia.

Esta é, com o devido respeito, a opção errada, pelas seguintes razões:

- Cria um mercado cativo para a tecnologia mais cara. Reservar um lote de capacidade a que só as centrais a gás têm acesso equivale a garantir-lhes receita regulada sem pressão concorrencial, institucionalizando como estrutural um custo que deveria ser transitório. Em vez de estabilizar os encargos, cria-se um incentivo permanente ao seu crescimento: quanto mais banda for reservada a recursos térmicos, maior o custo fixo garantido e menor o estímulo para o sistema desenvolver alternativas mais eficientes.
- Bloqueia a concorrência que noutros mercados reduziu os custos. A experiência da Califórnia e do Reino Unido (secção 3) mostra que a queda dos custos de serviços de sistema resultou da entrada das baterias em leilões tecnologicamente neutros. Excluir o armazenamento do lote — por definição administrativa de “firmeza” e não por requisitos técnicos de desempenho — impede que essa dinâmica concorrencial alguma vez se materialize em Portugal.

- Perpetua o custo ambiental. Um lote exclusivo para centrais a gás garante a sua mobilização regular durante todo o horizonte dos contratos, com as correspondentes emissões diretas de CO₂, num momento em que existem alternativas sem emissões tecnicamente aptas a prestar o mesmo serviço.
- Suscita dúvidas de conformidade com o quadro europeu. Os princípios da neutralidade tecnológica e da não discriminação no acesso aos mercados de balanço e de serviços de sistema decorrem do Regulamento (UE) 2019/943 e do Regulamento (UE) 2017/2195 (EB Regulation), que exigem que a contratação destes serviços seja baseada em mercado e aberta a todos os prestadores capazes de cumprir os requisitos técnicos, incluindo armazenamento e resposta da procura. Um lote definido por tecnologia, e não por requisitos funcionais de desempenho, dificilmente é compatível com este enquadramento.
- Envia o sinal de investimento errado. Portugal já contratou cerca de 280 MW de capacidade de armazenamento e prepara leilões adicionais. Criar simultaneamente um produto de receita garantida exclusivo para o gás deprime o caso de investimento do armazenamento, atrasando precisamente a tecnologia que resolveria o problema de forma estrutural.

Se a preocupação da ERSE e do Gestor Global do Sistema é a firmeza e a garantia de disponibilidade, a resposta adequada não é reservar o produto a uma tecnologia, mas definir requisitos funcionais exigentes — duração mínima, tempo de ativação, taxa de disponibilidade, penalizações por incumprimento, eventualmente requisitos de localização nodal para as restrições de rede — e deixar que todas as tecnologias capazes de os cumprir concorram em leilão. Se as centrais a gás forem efetivamente a solução mais eficiente, vencerão esses leilões pelo mérito; se não forem, os consumidores não devem ser obrigados a pagá-las.

6. Comentários a outras medidas propostas

Produto de cobertura de ERS em mercado a prazo (OMIP). A criação de instrumentos de cobertura do risco de encargos de sistema pode ter mérito na gestão de risco dos comercializadores e grandes consumidores. Contudo, importa não perder de vista que este instrumento gere o sintoma (volatilidade dos encargos) e não a causa (o nível dos encargos). Um produto de cobertura alimentado por adjudicações de banda reservadas ao gás apenas dá liquidez e previsibilidade a um custo estruturalmente excessivo.

Desconto nas tarifas de acesso às redes de gás para centrais mobilizadas por restrições técnicas. Esta medida constitui um subsídio cruzado adicional à prestação de serviços de sistema por centrais a gás, reduzindo artificialmente o seu custo aparente face a tecnologias concorrentes e agravando a distorção concorrencial criada pelo lote reservado de BmFRR. Recomenda-se a sua reponderação.

Projeto piloto de metodologias probabilísticas avançadas para identificação e resolução de restrições. Medida positiva, que se saúda. Sugere-se que o âmbito do piloto inclua expressamente a avaliação do contributo de armazenamento localizado em pontos críticos da rede para a resolução de restrições, permitindo comparar de forma transparente o custo desta solução com o das mobilizações térmicas.

7. Recomendações

Em síntese, propõe-se à ERSE:

- Eliminar a reserva tecnológica do lote de BmFRR, substituindo o critério de “geração de natureza firme” por requisitos funcionais de desempenho (duração, tempo de resposta, disponibilidade, localização), abertos a todas as tecnologias, incluindo armazenamento, hibridização renovável+armazenamento e agregação da procura;
- Estabelecer uma trajetória explícita de redução dos encargos de RT PDBF, com metas anuais monitorizadas e publicadas, em vez de apenas mecanismos de estabilização e socialização do custo;
- Acelerar a integração efetiva da capacidade de armazenamento já contratada (~280 MW) nos mercados de reserva e no mecanismo de resolução de restrições, removendo barreiras de pré-qualificação e de desenho de produto que hoje conduzem a uma utilização praticamente nula;
- Reponderar o desconto tarifário no acesso às redes de gás, pela distorção concorrencial que introduz;
- Incluir no projeto piloto a avaliação do armazenamento localizado como alternativa às mobilizações térmicas, com publicação comparada de custos;
- Publicar regularmente a decomposição dos encargos por tecnologia prestadora e por mecanismo, reforçando a transparência que o documento justificativo desta consulta meritariamente iniciou.

8. Conclusão

Portugal produz das eletricidades mais limpas e baratas da Europa, mas está a anexar-lhe uma das “taxas de estabilidade” que mais rapidamente cresce na Europa — de cerca de 3 €/MWh em 2022 para mais de 20 €/MWh em 2026 — paga por todas as famílias e empresas, e financiada sobretudo pela queima de gás natural fora da ordem de mérito. A experiência internacional demonstra que existe alternativa: onde as baterias puderam competir nos mercados de serviços de sistema, os custos destes serviços caíram de forma muito substancial e as emissões associadas desapareceram.

Instituir agora um mercado de banda de regulação a que, na prática, só as centrais a gás têm acesso é caminhar em sentido contrário: garante receitas à tecnologia mais cara e mais poluente, impede a concorrência que noutras geografias resolveu o problema e cria um incentivo institucional para que os encargos de sistema continuem a crescer. A estabilidade da rede não é negociável — como o apagão ibérico de abril de 2025 recordou. Mas a questão relevante não é se pagamos pela estabilidade; é a quem, por quanto tempo e a que preço. As baterias podem prestar este serviço melhor, mais barato e sem emissões. A única verdadeira questão é por quanto mais tempo continuaremos a pagar às centrais a gás para o fazerem.

Com os melhores cumprimentos,

Dados Pessoais

Principais referências: ERSE, Documento justificativo da Consulta Pública n.º 142 (julho de 2026); CAISO, 2024 Special Report on Battery Storage (maio de 2025); Ascend Analytics, Ancillary Market Saturation in CAISO and ERCOT; Modo Energy, análises dos mercados de resposta de frequência da Grã-Bretanha; Substack de Hugo Rua, The Invisible Electricity Tax That’s Exploding in Portugal (2026).