

ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO CONSULTIVO

Secção Eletricidade

PARECER CC Eletricidade EXT Nº 3/2026

**“Alteração do quadro regulatório dos encargos de regulação no SEN”
142.ª Consulta Pública da ERSE**

I. INTRODUÇÃO

Nos termos da alínea b) do n.º 4 do artigo 43.º dos Estatutos da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, republicados pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho, com a última atualização introduzida pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, o Conselho de Administração (CA) da ERSE solicitou parecer ao Conselho Consultivo (CC) sobre a proposta de Alteração do quadro regulatório dos encargos de regulação no SEN, CP 142.º da ERSE.

Além da documentação disponibilizada, o CC beneficiou dos esclarecimentos prestados pela ERSE na apresentação realizada no passado dia 28 de julho.

O CC agradece a oportunidade para se manifestar na presente consulta pública.

II. ENQUADRAMENTO

Nos últimos anos, os encargos de regulação do sistema elétrico nacional (ERS) registaram um crescimento muito significativo, impulsionado sobretudo pelos custos associados à resolução de restrições técnicas e pela crescente necessidade de mobilização de recursos em horizontes próximos do tempo real. Esta evolução ocorre num contexto de elevada penetração de produção renovável não despachável, de aumento da complexidade da operação do sistema e de maior necessidade de assegurar condições adequadas de segurança e fiabilidade da rede.

O CC reconhece que a evolução recente destes encargos, em especial dos custos associados à resolução de restrições técnicas, evidencia desafios crescentes para a operação do sistema elétrico e para o funcionamento dos mercados de eletricidade. A crescente volatilidade induzida pela imprevisibilidade do comportamento do mercado reflete-se nos custos. Justifica-se, por isso, uma reflexão sobre soluções que contribuam para uma maior eficiência operacional, previsibilidade de custos e adequada repartição de riscos entre os diferentes agentes do setor.

Neste contexto, a presente consulta pública apresenta um conjunto de propostas que visam responder a estes desafios através de mecanismos complementares de mercado, alterações nos modelos de repercussão de custos e iniciativas destinadas a reforçar a eficiência da operação do sistema elétrico.

Neste enquadramento, o CC considera importante evitar uma associação causal simplificada entre a integração de produção renovável e o aumento dos ERS, como se poderá aparentemente depreender do Documento Justificativo da CP, uma vez que há diversos contributos a valorizar na evolução futura do mercado.

III. APRECIÇÃO NA GENERALIDADE

Os principais eixos das propostas de alteração regulamentar são os seguintes:

1. **Redesenho do mercado de Banda de mFRR** – A ERSE propõe criar um lote específico na Banda de Reserva de Restabelecimento da Frequência com Ativação Manual (BmFRR) dedicado a ativos de geração com potência firme (térmica convencional).

O objetivo, com esta alteração do Manual de Procedimentos do Gestor Global do Sistema (MPGGS), é assegurar disponibilidade previsível e reduzir o recurso ao mecanismo de resolução de restrições técnicas no Programa Diário Base de Funcionamento (PDBF) pela sua proximidade ao tempo real.

2. **Produto de Cobertura de Risco (Hedging)** – A ERSE propõe que os agentes adjudicatários de BmFRR detentores de ativos de geração convencional passem a ser, em contrapartida da prestação do serviço de BmFRR, obrigados a disponibilizar parte dessa capacidade contratada num novo produto de cobertura a prazo transacionado via OMIP.

O Objetivo com este mecanismo é permitir aos agentes do lado da procura cobrir antecipadamente parte dos seus riscos com os custos dos serviços de sistema.

3. **Repercussão dos ERS nas Tarifas de Acesso às Redes (TAR)** - como as restrições técnicas dependem da gestão e operação das redes elétricas, a ERSE propõe integrar, pela alteração do Regulamento Tarifário do setor elétrico (RT), até 40% dos encargos previstos com a resolução de Restrições Técnicas no PDBF na componente tarifária de Uso Global do Sistema (UGS).

A medida será faseada, arrancando já no último trimestre de 2026 com a integração de 25% dos encargos estimados.

4. **TAR aplicáveis às mobilizações de centrais de ciclo combinado a gás natural (CCGT) para a resolução de restrições técnicas** - para evitar que os multiplicadores dos contratos diários/mensais de gás das CCGT encareçam as ofertas no mercado de serviços de sistema, a ERSE propõe que as mobilizações destes ativos de geração para resolução de restrições técnicas no PDBF passem a pagar a tarifa de gás de "longas utilizações" (mais barata, por não ter multiplicador).

Para garantir a neutralidade e evitar subsídios cruzados entre os setores do gás e da eletricidade, o GGS compensará financeiramente o Operador da rede de transporte de gás.

5. **Projeto-Piloto de Gestão Dinâmica** - a ERSE solicita formalmente ao GGS que apresente, durante o período da presente consulta pública, uma proposta de projeto-piloto para a implementação de ferramentas avançadas de caracterização probabilística e estocástica dos trânsitos da rede elétrica, abandonando o modelo atual, estritamente determinístico.

O CC considera positiva a iniciativa da ERSE de promover a discussão destas matérias, reconhecendo a importância de encontrar soluções que contribuam simultaneamente para a segurança da operação do sistema, a eficiência económica dos mecanismos adotados com a crescente imprevisibilidade do comportamento do mercado, a par de mecanismos de estabilização temporária dos custos suportados pelos agentes e consumidores que assegurem a sua previsibilidade no curto-prazo.

O CC considera igualmente que a resposta regulatória deve manter-se coerente com os objetivos de descarbonização, neutralidade tecnológica, eficiência económica e promoção da flexibilidade, evitando que medidas destinadas a responder a necessidades imediatas consolidem uma dependência estrutural de geração fóssil ou reduzam os incentivos ao desenvolvimento de soluções alternativas com menores emissões.

Não obstante, o CC entende que a implementação dos novos mecanismos regulatórios, em particular os associados à contratação e cobertura da BmFRR por centrais termoelétricas e à repercussão dos encargos de regulação (ERS) nas tarifas de acesso às redes (TAR), deverá ser acompanhada por uma avaliação periódica dos seus impactos económicos, concorrenciais e tarifários. Esta monitorização deverá assegurar que os benefícios esperados justificam os encargos e obrigações introduzidos, não comprometem a sustentabilidade económico-financeira do sistema e das empresas e não originam a acumulação de desvios suscetíveis de provocar impactes tarifários significativos em períodos futuros.

IV. APRECIÇÃO NA ESPECIALIDADE

1. REDESENHO DO MERCADO DE BmFRR

A proposta de redesenho do produto específico de BmFRR, tem como objetivo, segundo a ERSE, reduzir a volatilidade e mitigar os efeitos do incremento dos ERS na componente Restrições Técnicas no Programa Diário Base de Funcionamento (PDBF), através de mobilizações mais previsíveis e firmes, proporcionando simultaneamente maior previsibilidade aos agentes detentores dos ativos que prestam este serviço.

Neste contexto, a ERSE propõe alterar o produto específico de BmFRR, para que se preveja um lote específico para recursos de geração de natureza firme para essa função, permitindo reduzir a necessidade de recurso ao mecanismo de resolução de restrições, sem prejuízo das condições de segurança operacional requeridas pelo GGS.

Adicionalmente, a proposta prevê que parte da capacidade adjudicada no produto específico BmFRR aos agentes detentores de recursos firmes seja disponibilizada num novo produto de cobertura dos ERS em mercado a prazo (ver IV. 2.), procurando reforçar os mecanismos de mitigação dos riscos de volatilidade dos custos e, consequentemente, dos encargos suportados pelos consumidores

O CC reconhece os objetivos subjacentes à proposta, nomeadamente a promoção de uma maior previsibilidade das mobilizações e a mitigação dos efeitos dos impactos dos ERS. Contudo, considera importante assegurar que a operacionalização do modelo tenha em devida conta as interações entre os diferentes serviços de sistema e a utilização eficiente da capacidade disponível.

O CC considera, adicionalmente, que a participação das centrais na BmFRR deverá ocorrer em condições competitivas. A eventual criação de um lote diferenciado deverá assentar em requisitos funcionais e de desempenho verificáveis e encontrar fundamento nas necessidades concretas do sistema.

O CC recomenda que a configuração proposta seja analisada de forma a garantir uma utilização coordenada dos recursos afetos aos vários produtos de regulação. Em particular, o compromisso de capacidade no âmbito do produto específico de BmFRR poderá limitar a sua disponibilidade para assegurar necessidades de BaFRR, originando, em determinadas circunstâncias, a necessidade de mobilização de recursos adicionais para que sejam satisfeitas as necessidades de BaFRR, com potenciais impactes nos ERS. Importa, por isso, que a ERSE avalie os impactos globais da medida sobre o funcionamento dos restantes serviços de sistema e sobre a evolução dos ERS.

A avaliação deverá abranger o custo líquido total para o SEN, incluindo os efeitos indiretos nos restantes mercados e serviços de sistema, e não apenas a redução contabilística das restrições técnicas após o PDBF e incluindo o valor do mercado diário porque os efeitos são compostos.

A ERSE propõe ainda a eliminação da restrição atualmente em vigor, que exclui as instalações de produção de energia elétrica, sujeitas à participação obrigatória no mercado de mFRR dos requisitos de habilitação para a prestação do serviço.

Embora estes lotes de BmFRR prossigam objetivos distintos e não concorrentes, a contratação de capacidade firme através da BmFRR poderá introduzir alguma complexidade no tratamento deste produto, uma vez que a BmFRR se destina à prestação de serviços de balanço, enquanto o novo produto visa a resolução de restrições técnicas. Neste contexto, o CC recomenda que seja avaliada a criação de um produto autónomo, distinto da BmFRR, especificamente orientado para a contratação de capacidade firme destinada à resolução de restrições técnicas.

A proposta de alteração do MPGGS prevê também que *“o conjunto de consumidores que oferece o serviço de Banda de mFRR constitua um escalão de deslastre prévio ao estabelecido para o resto dos consumidores de eletricidade”*.

O CC considera que a imposição da instalação de relés de deslastre por frequência aos consumidores que prestam o serviço de BmFRR pode configurar uma diferenciação de tratamento entre tecnologias, na medida em que estabelece uma obrigação específica para esta tipologia de recursos sem que exista uma exigência equivalente para as restantes tecnologias igualmente habilitadas a prestar o mesmo serviço.

Adicionalmente, o CC entende que tal requisito não se encontra devidamente justificado do ponto de vista técnico ou operacional, introduzindo um tratamento diferenciado entre prestadores do mesmo serviço de sistema, o que poderá comprometer os princípios de neutralidade tecnológica e de igualdade de condições de participação no mercado.

Mais se realça que a prestação do serviço de BmFRR por parte das instalações consumidoras implica a contratualização de um determinado valor de potência de consumo que o respetivo agente se compromete a disponibilizar ao SEN, mediante a redução manual da energia recebida da RESP. A atuação do relé de deslastre constitui, por sua vez, um mecanismo automático de redução abrupta do consumo, não controlável pelo agente. Nesta perspetiva, entende-se que, em termos regulatórios, se trata de um produto de regulação com características distintas do serviço de BmFRR.

Por outro lado, o CC entende que subsistem ainda questões operacionais relevantes, cujo esclarecimento é fundamental e que poderão pôr em causa a viabilidade técnica do cumprimento deste requisito da ERSE:

1. Qual a potência sujeita a deslastre pelo relé? Importa clarificar se a potência objeto de atuação do mecanismo se limita ao valor de potência contratualizado pelo agente para a prestação o serviço ou se, pelo contrário, poderá abranger uma potência superior.
2. Como garantir que as instalações consumidoras que disponham de uma UPAC sem licença de injeção não sofram perda de geração no momento de ativação do mecanismo? Acresce que a atuação do relé de deslastre por frequência ocorre em situações em que a RESP necessita de reduzir o consumo para responder a condições de desequilíbrio do sistema. Assim, para garantir que a ativação deste mecanismo não provoque a perda de geração das UPAC, poderá ser necessário dotar as respetivas instalações das condições técnicas e regulamentares adequadas, designadamente através de licenças de injeção de energia na RESP.

O CC entende, ainda, que a cobertura dos custos variáveis associados à produção da energia elétrica correspondente à banda adjudicada deve permanecer sob responsabilidade dos agentes de mercado. Com efeito, a decisão de contratar essa cobertura deve resultar da política comercial e de gestão de risco de cada agente, não se justificando a sua imposição obrigatória. Por outro lado, o CC considera que os agentes adjudicatários ficam vinculados à prestação do serviço contratado. Nesse sentido, a ERSE deverá clarificar o regime aplicável ao eventual incumprimento, incluindo as penalidades a aplicar.

2. PRODUTO DE COBERTURA DE RISCO

A ERSE propõe a criação de um produto de cobertura aplicável às centrais termoelétricas que participem no processo de resolução de restrições técnicas e obtenham adjudicação no produto específico de BmFRR. A proposta prevê ainda que estas instalações assegurem a cobertura da capacidade contratada, designadamente dos custos de combustível e de licenças de emissão de CO₂, sendo igualmente introduzido um regime de penalizações em caso de incumprimento das respetivas obrigações.

Segundo a ERSE, esta medida visa reforçar a garantia de disponibilidade efetiva da capacidade contratada para a prestação de serviços de sistema, reduzindo a exposição à volatilidade dos custos de exploração.

A ERSE propõe uma solução de cobertura para os custos com o mercado de serviços de sistema, através da imposição aos agentes que resultem adjudicatários em produtos de BmFRR, no âmbito da medida 1, de obrigações de disponibilização parcial dessa capacidade para cobertura dos custos do mercado de serviços de sistema, possibilitando aos agentes que atuam do lado da procura efetuar uma securitização parcial da volatilidade dos custos do mercado de serviços de sistema.

O CC compreende o objetivo de reduzir a volatilidade dos ERS, fazendo notar que o produto de cobertura proposto deve funcionar em mercado livre, sem preços administrados, e que o risco material assumido pelos vendedores possa ser remunerado através de um prémio de risco.

O CC considera que a elegibilidade para o Produto de Cobertura deverá assentar em requisitos funcionais, de desempenho e de exposição aos riscos que o mecanismo pretende cobrir, não devendo ser determinada exclusivamente em função de uma tecnologia específica.

O CC sublinha ainda as necessidades acrescidas de informação e considera relevante que o desenho operacional do Produto de Cobertura assegure condições efetivas de acesso aos diferentes agentes do lado da procura, independentemente da sua dimensão. Neste sentido, os requisitos de garantia, volumes mínimos de negociação, maturidades e demais condições de participação deverão ser proporcionais e não construir barreiras desnecessárias à participação de agentes de menor dimensão.

O CC assinala que as alterações à composição e à incidência dos ERS já previstas na atual redação do MPGGS, caso ocorram durante a maturidade do Produto de Cobertura, poderão dificultar a estimativa dos montantes abrangidos e comprometer o objetivo de previsibilidade subjacente ao mecanismo. Recomenda, por isso, que o desenho do produto identifique claramente os custos e as componentes dos ERS abrangidos pela cobertura, bem como o tratamento aplicável quando ocorram alterações regulamentares durante a vigência das posições contratadas.

O CC assinala ainda que os elementos submetidos a consultas não permitem uma apreciação completa da eficácia, liquidez e distribuição de riscos do produto. Considera essencial que a referência de liquidação, a granularidade temporal e as maturidades assegurem uma correspondência adequada com os ERS efetivamente suportados pelos agentes adquirentes, minimizando o risco de base e permitindo que, relativamente aos volumes contratados, a cobertura seja efetiva.

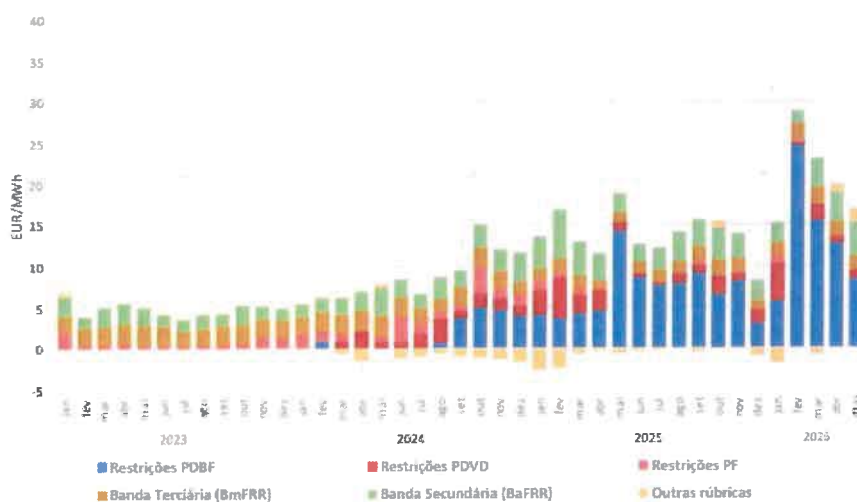
3. REPERCUSSÃO DOS ERS NAS TAR

A ERSE assinala que os encargos associados aos mecanismos de resolução de restrições técnicas, em particular as restrições técnicas após a publicação do Programa Diário Base de Funcionamento (PDBF), registaram um aumento significativo nos últimos anos, assumindo um peso crescente nos custos suportados pelos agentes que atuam do lado da procura.

A ERSE refere igualmente que a persistência e a volatilidade destes custos têm vindo a introduzir níveis acrescidos de incerteza para comercializadores e consumidores, dificultando a previsibilidade dos custos de aprovisionamento e a definição de ofertas. Neste contexto, a ERSE considera que a repercussão de uma parte destes encargos através das TAR, em conjunto com outras medidas, poderá contribuir para acomodar parte da volatilidade atualmente observada nos ERS e proporcionar maior estabilidade aos agentes de mercado.

A evolução mensal do ERS unitário (ver figura abaixo) evidencia o aumento da relevância dos encargos associados às restrições técnicas, em particular das restrições técnicas após o PDBF, que é igualmente a parcela em que se verifica uma maior volatilidade ao longo do período analisado. Esta evolução reforça a necessidade de mecanismos que permitam maior previsibilidade na recuperação destes custos, sem prejuízo de uma monitorização contínua da adequação do âmbito e do nível de incorporação tarifária.

Figura 1 – Custos de regulação do SEN a repercutir no consumo, por rúbrica, entre janeiro de 2023 e maio de 2026



Fonte: ERSE – documento justificativo CP 142

O CC reconhece a necessidade de mitigar a crescente volatilidade dos ERS, em particular dos custos associados às restrições técnicas após o PDBF, cuja evolução recente tem acentuado os desafios de previsão e gestão de risco.

Neste contexto, o CC considera que a repercussão parcial destes encargos através das TAR constitui uma solução para promover maior estabilidade e previsibilidade dos custos suportados pelos consumidores, concordando com a implementação gradual pela ERSE, limitada numa fase inicial a uma parcela dos custos em causa. Ainda assim, o CC recomenda que a ERSE continue a avaliar o alargamento do âmbito dos custos recuperados através das TAR, quer do ponto de vista da percentagem, quer da consideração das outras componentes dos ERS associadas à gestão e operação do sistema, destacando a importância de ser monitorizada a evolução das várias componentes dos ERS (não apenas RT PDBF).

O CC salienta que a repercussão parcial dos ERS nas TAR pode reduzir a volatilidade diretamente suportada pelos comercializadores num determinado período, mas não reduz, por si só, o custo do sistema: altera a sua imputação e o horizonte temporal da respetiva recuperação. A medida deve, por isso, preservar os sinais económicos adequados e os incentivos à minimização dos custos, associado a regras regulamentares que permitam transferir para as tarifas durante o ano tarifário eventuais desvios quando substanciais. Assim, o CC considera que a ERSE deverá acompanhar a evolução dos desvios associados a estes encargos, ponderando a adoção de mecanismos que permitam a sua regularização atempada nas tarifas, designadamente durante o ano tarifário, sempre que aqueles assumam uma dimensão substancial.

Sem prejuízo do exposto, o CC considera essencial que a transferência destes custos para as tarifas seja acompanhada por mecanismos que preservem os adequados sinais económicos e assegurem uma correta afetação dos encargos através da introdução destes custos numa tarifa UGS III que isole corretamente estes elementos e permita a sua correta atribuição.

Atendendo à materialidade e volatilidade desta rubrica de custos, o CC recomenda o reforço da transparência da respetiva repercussão tarifária, designadamente através da criação de uma componente tarifária autónoma que permita identificar de forma explícita os custos associados às restrições técnicas após o PDBF, bem como os respetivos mecanismos de ajustamento.

O CC recomenda igualmente que o Regulamento Tarifário identifique expressamente a rubrica de custos abrangida e estabeleça critérios objetivos para a determinação da percentagem a repercutir, bem como as condições e a periodicidade da sua revisão. A previsibilidade necessária aos agentes deverá ser assegurada através de regras *ex-ante* transparentes e de estabilidade dentro de cada período tarifário.

O CC concorda igualmente com a introdução do ajustamento provisório de t-1 aplicável à atividade de GGS, por considerar que este mecanismo contribui para reduzir o desfasamento temporal entre custos reais e custos reconhecidos em tarifas. Não obstante, o CC recomenda que a ERSE avalie a possibilidade de ajustamentos intercalares, inferiores a um ano, quando ocorram desvios de dimensão relevante.

O CC recomenda ainda que a implementação destas alterações preserve os princípios da estabilidade regulatória e da previsibilidade tarifária, evitando oscilações desnecessárias nos encargos suportados pelos utilizadores do sistema.

4. TAR APLICÁVEIS ÀS MOBILIZAÇÕES DE CCGT PARA A RESOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES TÉCNICAS

As CCGT desempenham um papel relevante na segurança de abastecimento e na disponibilização de flexibilidade ao SEN, contribuindo para acomodar a crescente variabilidade da produção renovável.

A ERSE propõe alterar o tratamento dos encargos tarifários aplicáveis às CCGT quando estas sejam mobilizadas pelo GGS para efeitos de resolução de restrições técnicas após o PDBF, reconhecendo o custo correspondente à tarifa de acesso à rede de gás aplicável a longas utilizações e sendo o diferencial face ao regime tarifário do SNG suportado pelo SEN.

O CC assinala que a documentação submetida a consulta não inclui as alterações regulamentares necessárias para operacionalizar a aplicação do tratamento tarifário proposto, a faturação do diferencial pelo operador da RNTG ao GGS e a respetiva recuperação através da referida UGSIII. Atendendo à natureza intersectorial do mecanismo e aos fluxos financeiros envolvidos, a sua implementação deverá ser precedida da apresentação e consulta das correspondentes regras regulamentares, incluindo critérios de elegibilidade, apuramento, faturação, supervisão, correção de erros e recuperação tarifária.

O CC entende que a solução proposta promove uma afetação mais adequada dos custos entre os setores elétrico e gasista, evitando a subsidiação cruzada entre SEN e SNG e garantindo que o diferencial nas TAR de gás seja suportado pelo SEN.

Atendendo à natureza específica, materialidade e potencial volatilidade destes encargos, o CC considera que a sua recuperação deverá ser efetuada através de uma componente autónoma da tarifa de Uso Global do Sistema, designadamente uma UGSIII. Esta solução encontra-se alinhada com princípios de eficiência económica, adequada imputação de custos e transparência tarifária, e esta deverá pelas mesmas razões incluir igualmente a recuperação dos encargos de regulação em discussão associados à resolução de restrições técnicas ao PDBF.

O CC salienta que a eficácia e a transparência do mecanismo dependem da existência de critérios objetivos que permitam identificar as mobilizações elegíveis. Atendendo a que a operação do sistema continua a ser influenciada, após a resolução das restrições técnicas no âmbito do PDBF, por outros processos operacionais, nomeadamente pelas ativações de BaFRR e BmFRR, a atribuição dos impactos exclusivamente decorrentes dessas mobilizações poderá apresentar dificuldades de concretização. Neste sentido, o CC considera essencial que a ERSE estabeleça os critérios claros de elegibilidade e as regras de apuramento que assegurem uma adequada separação dos efeitos associados às restrições técnicas face aos restantes processos operacionais, para que possam ser implementados e escrutinados.

Por último, o CC considera importante que a ERSE promova uma articulação próxima com o operador da rede de transporte e com os agentes de mercado na fase de implementação, assegurando que os procedimentos adotados sejam proporcionais, operacionalmente exequíveis e capazes de garantir uma aplicação uniforme e previsível do novo regime.

5. PROJETO-PILOTO DE GESTÃO DINÂMICA

A ERSE propõe a criação de um projeto-piloto de metodologias avançadas de identificação e resolução de restrições técnicas no SEN, destinado a testar eventuais novos mecanismos e ferramentas utilizando analítica avançada de caracterização probabilística dos trânsitos na rede e ferramentas de apoio à decisão.

Em geral, o CC considera positiva a proposta da ERSE de criação no futuro de um eventual projeto-piloto, por entender que constitui mais um instrumento para testar novas abordagens e recolher experiência prática antes da eventual adoção permanente de soluções regulamentares.

No obstante, o CC recomenda que os objetivos, o âmbito e os critérios de avaliação do projeto-piloto sejam claramente definidos, dado que não resulta claro do documento justificativo da consulta pública o que pretende e abrangência deste projeto-piloto. O CC recomenda ainda que os resultados obtidos devem ser objeto de acompanhamento e divulgação adequados, de forma a permitir uma apreciação fundamentada para uma eventual evolução futura, se tal se vier a revelar necessário e útil, ou mesmo exequível.

Por fim, o CC recomenda que a avaliação do projeto-piloto deverá realizar comparação, na medida do possível, entre os resultados do eventual novo método (melhorias) com o método atualmente utilizado pelo GGS, incluindo segurança operacional, falsos positivos e falsos negativos, custos evitados, robustez perante eventos excecionais e reprodutibilidade.

V. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O CC considera que a proposta submetida a consulta pública procura responder aos desafios decorrentes da crescente complexidade da operação do SEN, pela necessidade de assegurar flexibilidade operacional e pela evolução dos encargos associados aos serviços de sistema.

O CC entende que a adoção das medidas propostas poderá contribuir para uma maior previsibilidade dos custos associados aos serviços de sistema e para o reforço da segurança de abastecimento.

O CC sublinha a importância de assegurar uma implementação prudente, transparente e devidamente monitorizada, bem como de ponderar as observações e recomendações formuladas ao longo do presente parecer, para que a solução a ser implementada responda efetivamente ao necessário para o SEN.

O CC sublinha que as medidas propostas devem assegurar a disponibilidade competitiva de soluções de estabilização da rede e de garantia de fornecimento de energia em mercado, com base em requisitos de firmeza, disponibilidade e desempenho necessários ao sistema, devidamente fundamentados em cada momento.

É assim importante que este acompanhamento da ERSE tome complementarmente em consideração os incentivos ao armazenamento, à resposta da procura, à agregação, ao acesso com restrições à produção renovável despachável e a outras fontes de flexibilidade com menores emissões.

VI. PARECER

O Conselho Consultivo, reunido na seção do setor da eletricidade, vota favoravelmente, com declaração de voto dos conselheiros em anexo, o Parecer “Alteração do quadro regulatório dos encargos de regulação no SEN” – 142.ª Consulta Pública.

Nesta conformidade o Conselho Consultivo recomenda que sejam ponderadas as sugestões apresentadas neste Parecer.

Este Parecer, aprovado em reunião da secção elétrica do Conselho Consultivo de 8 de setembro, vai assinado pelo Presidente do Conselho Consultivo.

O Presidente do Conselho Consultivo

(Mário Ribeiro Paulo)