



Consulta pública n. °127:

Revisão do Manual de Procedimentos da
Gestão Global do Sistema

DOCUMENTO DE COMENTÁRIOS

EDP, S.A.

Índice

1.	Enquadramento	4
2.	Comentários gerais	5
2.1.	Requisitos de observabilidade.....	5
2.2.	Habilitação de Unidades Físicas.....	6
2.3.	Modelos de agregação	7
2.4.	Serviços de Sistema associados à frequência (Serviços de Balanço)	9
2.4.1.	Serviço de Reservas de Restabelecimento da Frequência com Ativação Automática (aFRR).....	9
2.4.2.	Área de Ofertas e prestação de serviços de balanço.....	11
2.4.3.	Reservas de Contenção de Frequência (FCR)	11
2.4.4.	Banda de Reservas de Restabelecimento da Frequência com Ativação Manual (BmFRR)	13
2.4.5.	Produto específico de reserva rápida de mFRR	15
2.5.	Serviços de Sistema não associados à frequência.....	16
2.5.1.	Controlo de Tensão	16
2.6.	Mecanismo de controlo da injeção de produção	18
2.7.	Restrições Técnicas após publicação do PDVD/Mercado de Arranques de Grupos Térmicos	19
2.8.	Restrições Técnicas após publicação do PDBF	20
2.9.	Tratamento de instalações com medição em Pontos Internos	21
2.10.	Imputação dos encargos de regulação	22
2.11.	Implementação do novo desenho de mercado	22
2.12.	Calendário de implementação.....	22
3.	Comentários específicos.....	23
3.1.	Parte I - Disposições Gerais - Definições.....	23

3.2. Unidades Físicas	23
3.2.1. Ponto 1 do Procedimento 3 – Tipos de Unidades Físicas	23
3.2.2. Ponto 2 do Procedimento 3 – Inscrição de Unidades Físicas	24
3.2.3. Ponto 4.3 do Procedimento 3 – Requisitos de habilitação	24
3.2.4. Ponto 4.3 do Procedimento 3 – Alteração da habilitação de uma Unidade Física ...	24
3.3. Serviço de aFRR.....	25
3.3.1. Ponto 4 do Procedimento 13 - Habilitação das Unidades Físicas	25
3.3.2. Incumprimento da prestação do serviço de aFRR.....	26
3.4. Ponto 5 do Procedimento 8 - Falha e Incumprimento da instrução de arranque	27
3.5. Procedimento 8 – Desvio justificado	28
3.6. Parte III – Disposições transitórias e finais – Prazo para o fim da contratação das Reservas de Reposição.....	28

1. Enquadramento

O Código de Rede de Balanço do Sistema Elétrico (Regulamento (UE) 2017/2195 da Comissão, de 23 de novembro de 2017, doravante Regulamento EB), estabelece produtos de balanço normalizados e plataformas europeias para a troca de energia de balanço entre operadores das redes de transporte, além de exigir a aprovação dos "termos e condições" aplicáveis pelos reguladores nacionais. O Regulamento de Operação das Redes (ROR), aprovado pelo Regulamento n.º 816/2023, de 27 de julho, incorporou o desenho europeu dos mercados de balanço e outras disposições do Regulamento EB.

Em agosto de 2023, o gestor global do SEN (GGS) enviou à ERSE propostas de alteração do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema (MPGGS), com algumas alterações aprovadas em dezembro de 2023, necessárias para o funcionamento do produto normalizado de Reservas de Restabelecimento da Frequência com ativação Manual ("mFRR"). O novo mercado de energia de mFRR começou a operar em março de 2024, e a plataforma europeia MARI foi utilizada pelo GGS a partir de 28 de novembro de 2024.

A presente Consulta Pública propõe alterações adicionais ao MPGGS, visando a implementação do serviço standard de reservas de restabelecimento da frequência com ativação automática (aFRR), incluindo a transformação do mercado de capacidade associado a este serviço, que substitui a atual banda de regulação secundária, e a criação de um novo mercado de energia de aFRR, que passa a estabelecer a mobilização do serviço em função da ordem de mérito das ofertas e da minimização dos custos para o sistema (em vez do atual mecanismo de ativação por rateio dos prestadores com banda contratada).

Adicionalmente, a revisão ao MPGGS inclui propostas que incorporam matérias previstas no ROR e nos demais regulamentos do setor elétrico, nomeadamente:

- A sistematização do processo de habilitação (ou pré-qualificação) das unidades que prestam serviços de sistema;
- A promoção da participação nos serviços de sistema em modelo de agregação, prevendo regras específicas para esta nova realidade;
- A concretização de um mecanismo de controlo de injeção, de forma a implementar a obrigação de despachabilidade definida na lei e aplicável genericamente aos produtores e instalações de armazenamento com potência de ligação superior ou igual a 1 MW;
- A criação de um produto standard de capacidade para o dia seguinte associado ao serviço de mFRR, com entrega no dia seguinte e com contratação para cada período de 15 minutos;
- A repartição dos encargos de banda de regulação também pelos produtores não-habilitados, incorporando os incentivos à participação destes agentes nos serviços de sistema e a comparticipação nos custos por si provocados.

A proposta de revisão do MPGGS também contempla a migração dos mercados diário e intradiário para períodos de programação de 15 minutos, esperada para o primeiro trimestre de 2025, e um novo modelo de acesso à rede.

Neste contexto, o Grupo EDP agradece a oportunidade e apresenta de seguida os seus comentários, esperando contribuir de forma positiva para esta consulta pública.

2. Comentários gerais

Como comentário geral, a EDP reconhece positivamente a proposta de revisão do MPGGS tendo em vista a sua harmonização com o estabelecido no ROR, bem como com o Decreto-Lei n.º 15/2022 e na demais regulamentação europeia. Na verdade, a implementação de produtos normalizados de balanço torna-se fundamental para a adesão às plataformas de transação de energia de regulação europeias. Adicionalmente, a proposta também parece avançar em matérias de participação em mercado através da agregação de ativos, pretendendo dar resposta às novas necessidades do sistema no contexto da Transição Energética.

Não obstante, a EDP entende que a proposta de revisão agora apresentada mantém regulamentação contrária às disposições dos quadros legais nacional e europeu, não permitindo uma participação mais eficiente dos agentes em mercado, com a subsequente redução de custos para o sistema, matérias essas que serão objeto dos comentários em continuação.

2.1. Requisitos de observabilidade

O documento justificativo indica que o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, (artigo 91.º) estabelece obrigações de observabilidade e controlabilidade, «Por razões de segurança de abastecimento», para «os centros eletroprodutores e sistemas de armazenamento autónomos com potência instalada superior a 1 MW e de UPAC com injeção de energia excedentária superior a 1 MVA».

A EDP reconhece os esforços da ERSE na aplicação do princípio de proporcionalidade e considera positiva a proposta de isentar destas obrigações as instalações com licença de exploração com data anterior à entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, com potência de ligação inferior a 10MW. Adicionalmente, a proposta prevê a dispensa para as situações onde as adaptações não sejam exequíveis a custos razoáveis, e ainda de poder agregar as comunicações num Centro de Controlo.

Não obstante, a EDP defende que as instalações de produção e de armazenamento autónomo ligadas à rede de distribuição só deveriam estar integradas no SCADA do operador de rede de distribuição relevante para o respetivo nível de tensão, assim como previsto no Regulamento europeu SO¹ (SOGL) e na metodologia KORRR². **A obrigação**

¹ Regulamento (UE) 2017/1485 da Comissão, de 2 de agosto de 2017, que estabelece orientações sobre a operação de redes de transporte de eletricidade

² Key organisational requirements, roles and responsibilities in relation to data exchange

de implementar dois sistemas SCADA em paralelo não parece ser justificada face aos custos que os agentes têm de suportar para a sua concretização. Por esta razão a EDP propõe à ERSE que reveja esta obrigação e defina que os operadores de rede tenham de instituir processos entre si para que os dados necessários sejam transmitidos ao GGS.

2.2. Habilitação de Unidades Físicas

A ERSE refere no documento justificativo da consulta que a habilitação de Unidades Físicas depende do tipo de serviço a prestar. Cada serviço define requisitos específicos a cumprir, embora o cumprimento de requisitos mais exigentes possa implicar a atribuição de habilitação para serviços menos exigentes, adiantando que este princípio será expresso no futuro código de rede de resposta da procura.

Nesta revisão do MPGGS clarifica-se que a habilitação de cada Unidade Física depende dos serviços a prestar, embora se definam princípios gerais do processo de habilitação (ou pré-qualificação), estabelecidos no SOGL.

Na proposta publicada pela ERSE, está definido que a reavaliação dos requisitos de habilitação deve ocorrer, no mínimo, a cada 5 anos, ou sempre que a instalação correspondente à Unidade Física sofra alterações relevantes. A proposta ainda prevê que o histórico de prestação efetiva de um determinado serviço de sistema por uma Unidade Física pode ser considerado para efeitos de ensaio de habilitação.

A EDP reconhece a importância de alinhar a regulamentação nacional com as disposições europeias e exorta à ERSE para a plena implementação também das disposições do Regulamento EB e do Regulamento sobre o mercado interno da eletricidade sobre temas de contratação dos serviços em mercado. Ao mesmo tempo, **a EDP concorda com a possibilidade de o histórico da prestação ser usado para efeitos de ensaio e sugere que, na revisão do MPGGS, seja explicitado que esta deve ser a prática privilegiada para a reavaliação**, já que a condução de ensaios comporta custos relevantes para os agentes.

Por outro lado, importa também destacar que o Regulamento (UE) 2016/631 da Comissão (RfG), de 14 de abril de 2016, que estabelece um código de rede relativo a requisitos da ligação de geradores de eletricidade à rede, distingue claramente as novas centrais das centrais já existentes, pelo que não faria sentido exigir a mesma performance nos testes de habilitação para as duas situações.

Em sequência, a Portaria n.º 73/2020 de 16 de março estabelece que os requisitos não exaustivos são aplicáveis aos módulos geradores existentes quando há modernizações ou substituições dos equipamentos e significância dos módulos geradores, isto é, sempre que se verifique uma das seguintes situações:

1. Aumento da potência de ligação dos módulos geradores:
 - b) Aumento da potência instalada dos módulos geradores que ultrapasse 20 % da potência de ligação;

- c) Modernização ou substituição de um equipamento constituinte dos módulos geradores que implique o aumento da potência máxima desse equipamento em valor superior a 40 %.
2. Nos casos de aumento de potência de ligação, os módulos geradores devem passar a cumprir os requisitos não exaustivos de acordo com a respetiva significância resultante desse aumento de potência de ligação.
 3. Sempre que um novo módulo gerador se ligue à RESP na mesma zona de rede de outro módulo gerador, com um ponto de ligação diferente, aquele deverá cumprir os requisitos não exaustivos, sendo considerado do tipo A, B, C ou D apenas com base na sua potência de ligação à RESP.
 4. Sempre que um novo módulo gerador partilhe o mesmo ponto de ligação de um ou mais módulos geradores, todos deverão cumprir os requisitos não exaustivos, sendo considerados do tipo A, B, C ou D mediante a soma da potência de todos os módulos geradores, a qual constitui a potência de ligação à RESP.
 5. Sempre que a potência de ligação à RESP de um módulo gerador seja instalada faseadamente é considerado do tipo A, B, C ou D com base na potência de ligação total constante da licença de produção.

Pelo exposto, **a EDP propõe que se proceda a um novo processo de habilitação apenas quando a instalação correspondente à Unidade Física sofra alterações relevantes**, conforme definido na referida Portaria.

2.3. Modelos de agregação

A ERSE refere que a prestação de serviços de sistema em pontos de consumo implica a identificação dos impactos que a ativação destes serviços causa nos contratos de fornecimento das instalações participantes e, também, dos benefícios e atribuição de responsabilidade pelos desvios causados por uma ativação de serviços.

Uma vez que no mesmo ponto de medição, de ligação à rede de uma instalação, é possível ter um comercializador e um contrato para prestação de serviços de sistema (agregador), estes agentes podem ter o mesmo BRP ou não.

Adicionalmente, a ERSE indica que ao dia de hoje, o MPGGS restringe a integração numa Área de Ofertas às Unidades Físicas do mesmo BRP. Deste modo, a ativação de uma dada Área de Ofertas pode ser imputada a um BRP específico, reconhecendo que a regra atual não serve para as Unidades Físicas Agregadas, as quais, por natureza, integram instalações de pequena dimensão e, potencialmente, de múltiplos BRP. A manutenção da restrição atual implicaria a obrigação dessas instalações terem o mesmo comercializador, por exemplo, o que não é desejável.

Por último, a ERSE infere que uma vez que o modelo não corrigido não requer grandes alterações e é, geralmente, o primeiro modelo de agregação a ser implementado, tendo já sido implementado em diversos países, e que por outro lado, é um modelo que é tipicamente utilizado em produtos de capacidade, simétricos e/ou que envolvem baixos

volumes de energia, propõe adotar o modelo não corrigido para efeitos de tratamento dos desvios das ativações de serviços de sistema.

Neste contexto, de modo a garantir e fomentar a participação da resposta da procura através da agregação em todos os mercados da eletricidade, os Estados-Membros devem assegurar que o seu quadro regulamentar aplicável preveja um modelo de agregação em conformidade com os requisitos da Diretiva (UE) 2019/944 relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade.

A Diretiva estabelece as regras base para a definição de modelos de agregação, nomeadamente, que os Estados-Membros deverão poder escolher o modelo de execução e a abordagem de governação adequados para a agregação independente, respeitando os princípios gerais estabelecidos no articulado. Tal modelo poderá incluir a escolha de princípios baseados no mercado ou princípios regulatórios que proporcionem soluções para o cumprimento da Diretiva, tal como modelos para a liquidação de desvios ou a introdução de correções de perímetro.

O modelo escolhido deverá conter regras transparentes e equitativas, de modo que permita aos agregadores independentes desempenharem o seu papel de intermediários e assegure que o cliente final beneficie de forma adequada das suas atividades.

Mais especificamente, o artigo 17.º da referida Diretiva estabelece que:

- Os agregadores (incluindo os independentes) não necessitam do consentimento de outros Agentes de Mercado para participarem nos mercados de eletricidade;
- **Os agregadores (incluindo os independentes) são financeiramente responsáveis pelos desvios que provocam** (que podem delegar sob acordo contractual entre as partes);
- Podem aplicar-se compensações aos comercializadores, por custos incorridos em resultado da ativação da participação da procura. A compensação pode considerar benefícios resultantes da atividade dos agregadores.

Face ao exposto, parece-nos que **a agregação independente e a aplicação dos respetivos modelos** devem assentar em medições de contadores que permitam a devida granularidade e **não devem implicar que um comercializador seja responsável pela ativação da resposta da procura por outros agregadores**. Esta medição é chave para salvaguardar que **cada agente assume a sua responsabilidade pelos desvios causados**.

Tal como a medição, as metodologias de *baselining* são igualmente relevantes já que **a participação da procura é “medida” contra um baseline** que é sempre uma estimativa. Deste modo, é importante ter ferramentas que permitam verificar a precisão destas metodologias de *baselining* para **mitigar desvios sistemáticos ou potencial manipulação**.

A prestação de serviços de sistema em pontos de consumo implica a identificação dos impactos que a ativação destes serviços causa nos contratos de fornecimento das instalações participantes e, também, dos benefícios e atribuição de responsabilidade

pelos desvios causados por uma ativação de serviços. Deste modo e face ao acima exposto, em linha com o estabelecido na Diretiva europeia, sugerimos que **a implementação do modelo de agregação sugerido pela ERSE (modelo não corrigido) seja reavaliado e que se considere a implementação do modelo corrigido.**

2.4. Serviços de Sistema associados à frequência (Serviços de Balanço)

2.4.1. Serviço de Reservas de Restabelecimento da Frequência com Ativação Automática (aFRR)

A EDP considera **positiva a implementação do serviço de aFRR através de produtos normalizados e alinhados com o disposto no Regulamento EB**, onde passa a existir a possibilidade de contratar o produto de energia e de capacidade, separadamente e a participação no mercado de energia não fica condicionada à participação no mercado de capacidade. Por outro lado, o produto de capacidade passa a prever a separação das ofertas de banda a subir e a descer.

Ainda que o período de validade das ofertas passa de 1 hora para 15 minutos, transitoriamente, e enquanto o mercado diário mantiver a negociação em períodos de 1 hora, as ofertas de banda também se aplicam a períodos de 1 hora, assumindo-se ofertas de 15 minutos idênticas para cada um dos 15 minutos de cada hora.

A ERSE também refere que se admite na proposta a possibilidade de o serviço de aFRR ser prestado por Unidades Físicas isoladas (como atualmente) ou por grupos de Unidades Físicas (em portefólio, respondendo todo o conjunto pelo seguimento do sinal do regulador central), tal como tinha ficado previsto no artigo 53.º, n.º 4 do ROR. Assim, **a proposta considera que a prestação de aFRR em portefólio depende da definição de requisitos e critérios específicos pelo GGS**, podendo ser tratada, numa primeira fase, no âmbito de projetos-piloto a propor pelo GGS. Pelo que, a revisão ao MPGGS prevê que o GGS deve apresentar à ERSE, para aprovação, uma proposta de projeto-piloto³ para a prestação do serviço de aFRR em grupos de Unidades Físicas, no prazo de 6 meses após a entrada em vigor do MPGGS, incluindo uma consulta prévia aos *Balancing Service Provider* (BSP).

A este respeito foi introduzido o conceito de Unidade de Ofertas de aFRR, distinto do conceito atual de Área de Ofertas, uma vez que a primeira deverá ser mais restritiva, composta unicamente de Unidades Físicas individualmente passíveis de habilitar para a prestação do serviço de aFRR (capazes de telerregular).

A EDP sempre defendeu que **os serviços de balanço (serviços associados à frequência), ao contrário de outros tipos de serviço, não têm caráter local, pelo que a sua prestação não deve estar associada a áreas de rede e devem ser considerados para a zona de controlo potência-frequência (LFC) portuguesa, sendo esta equivalente à zona de programação do Agente, o que corresponde a toda a área de mercado de Portugal.** Sobre este preceito, a EDP defende que o BSP deve poder

³ A 24 de janeiro de 2025, a REN dinamizou um primeiro workshop sobre esta temática.

associar todas as instalações habilitadas à prestação do serviço a uma única “Unidade de Ofertas de aFRR”.

Neste contexto, a EDP entende como **positiva a introdução do “Centro de controlo do agente de mercado”**, que centralizará a gestão e agregação de múltiplas Unidades Físicas, assegurando a comunicação em tempo real com o Despacho Nacional do GGS, nomeadamente para troca de dados em tempo real sobre o estado de cada uma das Unidades Físicas e comunicação de ativações e instruções de despacho pelo GGS, **permitindo a prestação do serviço de aFRR em portefólio de Unidades Físicas**.

A ERSE refere no documento justificativo da consulta que a prestação do serviço de aFRR em portefólio de Unidades Físicas implica adaptações aos requisitos técnicos exigíveis, desde logo com a necessidade de um centro de controlo do agente de mercado e implica também adaptações do GGS, por exemplo, na medida em que a resposta esperada não tem uma tecnologia / característica técnica particular, mas antes resulta de um conjunto de tecnologias integradas na unidade de ofertas de aFRR. Neste contexto, a EDP concorda que **a integração das instalações na gestão em portefólio deve ser gradual para que não se ponha em causa a segurança do sistema. Não obstante, para além do prazo de 6 meses inscrito na proposta para apresentação pelo GGS de uma proposta de projeto-piloto para a prestação do serviço de aFRR em portefólio, a ERSE devia prever a calendarização de todas as etapas para a conclusão de todo o processo de implementação da gestão em portefólio, pois ainda que o mesmo seja realizado de forma gradual, deve ser concluído de forma diligente, num prazo estabelecido e tão curto quanto possível.**

Por último, e relativamente à banda de aFRR, a EDP entende que a revisão do MPGGS constitui uma oportunidade irrenunciável para assegurar que este Manual de Procedimentos acompanha (e se conforma com) a evolução do enquadramento legal e regulatório no setor da energia, particularmente, no que diz respeito ao **Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril**.

A este respeito a ERSE reconhece expressamente no documento justificativo que as condições do mercado de banda de regulação secundária atuais são muito diferentes daquelas que existiam à data da aprovação do referido despacho. A consequência direta da referida evolução das condições de mercado (e, acrescenta a EDP, da legislação e regulamentação do setor) é que **a aplicação do Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril, limita manifestamente a participação das centrais convencionais no mercado de Banda de Regulação Secundária** (a ser substituída pela banda de aFRR). Esta limitação, para além de ser juridicamente intolerável, pode resultar na repetição e agravamento de situações, como as que já se verificaram no passado, em que a totalidade das necessidades do sistema não pode ser assegurada.

Ao contrário do entendimento da ERSE no sentido de que a cessação da aplicação do ajuste de preço carece de revogação explícita do mecanismo de limitação pelo membro do Governo responsável pela área da energia, a EDP entende que resulta das mais elementares regras de interpretação que **tal revogação não é necessária**.

A alteração do serviço de “regulação secundária” pelo serviço de aFRR resulta em produtos de balanço fundamentalmente diferentes, o referencial espanhol é hoje também ele estruturalmente distinto e a natureza restritiva das normas do despacho em causa é incompatível com as exigências da legislação do setor.

Por essa razão, a EDP está convicta que o artigo 3º do Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril, não tem aplicação ao mercado de bandas de aFRR, devendo a ERSE substituir as referências ao referido Despacho por remissões para o regime do artigo 167.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

2.4.2. Área de Ofertas e prestação de serviços de balanço

A EDP defende, ao exemplo do que foi mencionado para o serviço de aFRR, que **as ofertas relativas à prestação de qualquer serviço de balanço deveriam ser colocadas para a zona LFC portuguesa, não devendo existir nem discriminação tecnológica, nem discriminação geográfica**, associada às Áreas de Oferta, atualmente em vigor na regulamentação.

Tal como no passado, e apesar da regulamentação já prever que o referencial de prestação dos serviços de balanço, nomeadamente de mFRR e RR, é a zona de programação, i.e., toda a área de mercado de Portugal, **a EDP quer sublinhar a importância e a necessidade da implementação das ofertas por portfólio nos mercados de serviços de sistema, similarmente ao que já acontece no mercado intradiário contínuo, em linha com as melhores práticas a nível europeu.**

A possibilidade de **apresentar ofertas por portefólio é uma necessidade crescente, uma vez que os mercados de serviços de sistema vão passar a ter uma programação quarto-horária, quadruplicando o número de ofertas a ser elaboradas pelos agentes** e reduzindo as janelas de mercado de 1 hora para 15 minutos. Estas mudanças não só comportam sérios desafios operacionais na elaboração e apresentação das ofertas, mas também desafios técnicos para adequar os sistemas tecnológicos a esta realidade.

Pelo exposto, a EDP defende que **a regulamentação devia prever a eliminação do conceito de Área de Ofertas**, para as quais existe atualmente uma discriminação tecnológica e geográfica, contrárias às disposições legais.

Importa ainda referir que a eliminação das áreas de oferta deve ser precedida pela criação de um mercado diário de restrições, de modo que as restrições ao PHF possam ser dissociadas do mercado mFRR, uma vez que se trata de produtos distintos.

2.4.3. Reservas de Contenção de Frequência (FCR)

A proposta de revisão do MPGGS mantém que o serviço de FCR é um serviço de sistema de carácter obrigatório e não remunerado fornecido pelas instalações de produção e outras instalações em serviço, onde seja tecnicamente viável.

A EDP não concorda com a proposta da ERSE em relação às características de contratação do produto de capacidade FCR. **A EDP defende que os princípios de contratação em mercado e não obrigatoriedade devem abranger todos os serviços de sistema**, de acordo com as disposições do Regulamento EB, do Regulamento sobre

o mercado interno de eletricidade e a legislação nacional. Adicionalmente, a EDP questiona o alargamento da obrigatoriedade do serviço, além de instalações de produção, a “outras instalações em serviço, onde seja tecnicamente viável”. Esta alteração arrisca incluir também outros ativos, como as baterias, cuja prestação obrigatória não está suportada nem mesmo pelo ROR.

A EDP entende que a prestação do serviço de capacidade FCR deveria ser remunerada ao abrigo do artigo 40.º, n.º 4, da Diretiva 2019/944, do artigo 6.º, n.º 8, do Regulamento (UE) 2019/943 e ao abrigo do artigo 167.º, n.º 1, alínea b, do Decreto-Lei n.º 15/2022, onde é explicitado o princípio da contratação em mercado da capacidade de balanço, sem nenhuma discriminação entre produtos.

De acordo com o disposto no n.º 10 do Artigo 49.º do Regulamento de Operação das Redes (“ROR”), o GGS deve enviar à ERSE, até 31 de dezembro de 2025, uma Proposta de Regras do Mercado de Contratação do Serviço de FCR. Neste âmbito, no passado dia 22 de janeiro de 2025, o GGS promoveu um primeiro workshop de apresentação do Projeto Piloto de FCR, para avaliação dos requisitos técnicos, nomeadamente em termos de monitorização do cumprimento de prestação deste Serviço de FCR, e de modo a possibilitar a preparação de Proposta de Regras do Mercado de Contratação do Serviço de FCR, que será necessária apresentar à ERSE.

A este respeito, a EDP considera positiva uma primeira abordagem realizada pelo GGS, onde se inclui uma calendarização para as várias fases de implementação deste mercado. Não obstante, **o Projeto-Piloto de FCR não abrange as instalações que estão obrigadas à prestação deste serviço**, ao abrigo da legislação e regulamentação em vigor.

No passado (aquando da discussão do ROR), a ERSE justificou que a obrigatoriedade da prestação deste serviço para os geradores classificados como tipo D, ou equiparáveis, se mantinha na sequência dos requisitos técnicos de ligação para geradores previstos na legislação europeia no código de rede RfG, transposto na regulamentação nacional pela Portaria n.º 73/2020, de 16 de março. Neste âmbito, a EDP mantém que **as obrigações técnicas derivantes dos códigos de ligação à RESP são implementadas pela segurança da rede e não podem determinar implicitamente a obrigatoriedade de prestar serviços de balanço. Estes requisitos técnicos deveriam ser considerados apenas como critérios indispensáveis para a pré-qualificação para prestação do serviço e, conseqüentemente, para a participação num mercado de contratação de capacidade FCR.** Neste ponto, vale a pena destacar também que a contratação de FCR é uma prática generalizada em quase todos os Estados-Membros, à exceção da Ibéria, tendo a maioria dos reguladores e TSO uma interpretação oposta à ERSE sobre os requisitos do RfG se traduzirem em obrigatoriedade de prestação de serviços.

Adicionalmente, **a EDP considera a criação de um mecanismo de contratação de capacidade adicional de FCR uma prática altamente discriminatória para os ativos que estão obrigados a prestar o serviço sem remuneração.** Por outro lado, esta segregação também impede que certos ativos, como as baterias e/ou DSR, contribuam

para o balanceamento do sistema, pois grande parte das necessidades de FCR estão asseguradas obrigatoriamente por geradores de tipo D.

Face estas considerações, e visando assegurar o princípio de não discriminação e a plena implementação da legislação nacional e europeia, **a EDP sugere que a regulamentação elimine as referências à obrigatoriedade do serviço FCR e que considere a introdução do produto de capacidade para o serviço de balanço normalizado de Reserva de Contenção da Frequência tecnologicamente neutro e com contratação em mercado, em linha com as melhores práticas europeias.**

2.4.4. Banda de Reservas de Restabelecimento da Frequência com Ativação Manual (BmFRR)

A presente revisão do MPGGS propõe introduzir o mercado de capacidade de mFRR, para o dia seguinte, adotando o produto normalizado de capacidade de mFRR, cujas características foram estabelecidas na Decisão da ACER n.º 11/2020, de 17 de junho. Neste sentido, **a EDP concorda com a implementação um produto standard de capacidade mFRR.**

Contudo, e apesar da própria ERSE referir no documento justificativo que **o ROR (art. 50.º) define que o GGS implementa os produtos de energia e de capacidade para os serviços de balanço normalizados, os quais devem ser tecnologicamente neutros e contratados através de mecanismos de mercado transparentes e não discriminatórios, de acordo com o previsto na legislação e regulamentação europeia e nacional**, a ERSE mantém o produto específico de Banda de mFRR.

Assim, tendo em conta a regulamentação vigente, não é clara a razão inerente à opção da ERSE pela manutenção do produto específico juntamente com a implementação do produto standard de capacidade de mFRR.

Tal como comentado pela EDP no passado, considera-se que **não estão reunidos os requisitos previstos no artigo 26.º do Regulamento (UE) 2017/2195 que justificam a implementação e manutenção do produto específico de Banda de mFRR.** Em particular, no artigo 26.º, importa destacar os pontos b), c) e f) do n.º 1, que obrigam a apresentar: (1) uma demonstração de que os produtos normalizados são insuficientes para assegurar segurança operacional; (2) uma descrição das medidas propostas para minimizar a utilização de produtos específicos; e (3) uma demonstração de que os produtos específicos não geram distorções nem ineficiências significativas no mercado de regulação.

É evidente que, para além do produto específico de Banda de mFRR não ser um produto tecnologicamente neutro, com contratação separada para capacidade a subir e a descer através de mecanismos transparentes de mercado, devido à ausência do produto standard, não parece ser possível demonstrar que o produto específico proposto é necessário para assegurar a segurança operacional do sistema. Adicionalmente, faz-se notar que a proposta em consulta não vem acompanhada de medidas para minimizar a sua utilização, bem pelo contrário, já que o produto específico tem prioridade sobre o produto normalizado.

A criação de dois mercados separados com maturidades e características distintas resultará na divisão da liquidez do mercado, distorcendo os resultados e tornando a contratação menos custo-eficiente, penalizando os consumidores.

A EDP salienta que o artigo 6.º do Regulamento de Mercado Interno de Eletricidade determina que os mercados de balanço, incluindo os processos de pré-qualificação, devem ser organizados de forma a:

- a) *“Assegurar a não discriminação efetiva entre os participantes no mercado, tendo em conta as diferentes necessidades técnicas da rede de eletricidade e as diferentes capacidades técnicas das fontes de geração, de armazenamento de energia e de resposta da procura”;*
- b) *“Assegurar uma definição transparente e tecnologicamente neutra dos serviços e a sua contratação de modo transparente e baseado no mercado”;*
- c) *“Assegurar o acesso não discriminatório a todos os participantes no mercado, quer individualmente quer através de agregação, incluindo a eletricidade de fontes de energia renovável variável, a resposta da procura e o armazenamento de energia”.*

Ora, a discriminação tecnológica no acesso a este produto é clara e gera distorções muito significativas no mercado de serviços de sistema: enquanto alguns recursos terão acesso aos dois mercados de capacidade, recebendo um pagamento pela prestação de capacidade de mFRR, outros recursos não terão essas mesmas condições, havendo ainda uma “canibalização” dos volumes do mercado diário face às restantes maturidades.

Adicionalmente, a ERSE justifica a existência do produto específico de Banda de mFRR com os estudos de segurança de abastecimento que determinam que, para o cumprimento dos padrões de segurança de abastecimento ($LOLE \leq 5$), o sistema carece de uma capacidade adicional.

A este propósito, salienta-se, uma vez mais, que **os produtos específicos de balanço só deveriam ser implementados para fazer face a problemas de segurança operacional e não a problemas de segurança de abastecimento, como é o caso. Os problemas de adequacy devem ser abordados através de outros mecanismos, nomeadamente, mecanismos de remuneração de capacidade ou reservas estratégicas e devem cumprir com as regras estabelecidas no Regulamento UE 2019/943.** Neste aspeto, em outubro de 2023, a ACER publicou um relatório sobre as medidas de segurança de abastecimento implementadas pelos Estados Membros, afirmando que os mesmos não deveriam introduzir produtos específicos de balanço para resolver riscos de adequacy e que o dimensionamento das reservas para os serviços de sistema não se deve basear nesse tipo de necessidade.

Pelo exposto, a EDP defende a **eliminação do produto específico de Banda de mFRR, sendo a favor de um mercado único de capacidade de mFRR transparente e não discriminatório, através da implementação do produto normalizado**, tecnologicamente neutro, de acordo com o previsto na legislação e regulamentação europeia e nacional.

2.4.5. Produto específico de reserva rápida de mFRR

A ERSE mantém na proposta de revisão ao MPGGS o produto específico de reserva rápida de mFRR, o qual tinha sido justificado pelos eventuais problemas de gestão do sistema, resultantes da substituição do produto da reserva de regulação pelo produto de mFRR, designadamente em momentos pontuais do dia em que ocorrem transições abruptas do programa de interligação e outros fenómenos. Desta forma, este produto específico pretende antecipar ou adiantar o programa das Áreas de Ofertas, com o objetivo de realizar mobilizações para a resolução de restrições técnicas.

Tal como a EDP já tinha referido no passado, entende-se a preocupação do GGS em dispor de um instrumento que, durante as situações indicadas, lhe permita dar ordens de ativação de reserva relativas às ofertas previamente programadas, de forma a acompanhar a rampa de transição do programa de interligação. Não obstante, a EDP questiona, desde logo, **como poderá este produto específico de reserva rápida de mFRR conjugar-se com as potenciais ativações diretas originadas futuramente a partir da plataforma MARI.**

Por outro lado, a EDP defende ainda que **para o efeito pretendido o GGS poderá, em primeiro lugar, contratar reserva de aFRR adicional apenas nos períodos em que se verifiquem necessidades extremas de transição de programas na interligação, por forma a limitar os sobrecustos globais desta solução.** Não obstante, a EDP salienta que esta solução, apesar de eficaz, tem algumas implicações negativas no atual contexto, que resultam, fundamentalmente, da limitação dos preços atuais no mercado de Banda de aFRR, face ao clausulado do Despacho 4694/2014, de 1 de abril, o qual não deve ter aplicação como supra referido no ponto 2.2.1. deste documento.

Também importa referir que a EDP considera que **não estão reunidos os requisitos previstos no artigo 26 do Regulamento (UE) 2017/2195 que justificam a sua implementação.** Em particular, no artigo 26, as alíneas b), c) e f) do n.º 1, que obrigam a apresentar: (1) uma demonstração de que os produtos normalizados são insuficientes para assegurar segurança operacional; (2) uma descrição das medidas propostas para minimizar a utilização de produtos específicos; e (3) uma demonstração de que os produtos específicos não geram distorções nem ineficiências significativas no mercado de regulação.

Quanto à utilização deste produto específico de reserva rápida de mFRR para a resolução de congestionamentos que necessitem de uma ação mais rápida do que a promovida pelo produto normalizado de mFRR, a EDP questiona a sua efetividade, já que se trata de um produto de **duração mínima e máxima de 1 e 12,5 minutos, respetivamente, não se coadunando com a duração das situações de congestionamento, que por natureza têm durações superiores à da prestação do serviço.**

Por último, o produto específico de reserva rápida de mFRR tem carácter transitório, pois pretende fazer face aos eventuais problemas de gestão das rampas do programa de interligação, originados pela introdução do produto normalizado de mFRR. O MPGGS em vigor, publicado a 26 de dezembro de 2023, determinava que o GGS devia enviar à

ERSE uma proposta para o produto específico no prazo de 6 meses após a aprovação do MPGGS e ser acompanhada de um relatório justificativo, evidenciando os resultados da consulta prévia aos interessados. A este respeito, a EDP salienta que, tal como indicado pela ERSE e de acordo com as disposições do Regulamento EB, que estabelece que a proposta a ser apresentada pelo GGS deverá ser pública e aberta aos comentários dos agentes, não teve conhecimento de qualquer proposta apresentada pelo GGS sobre esta matéria.

Neste contexto, a EDP entende que o GGS considerou desnecessária a criação do novo produto específico de balanço, em vez da proposta anteriormente enunciada, pelo que defendemos que **a disposição do n.º 9 das Disposições Transitórias e Finais do articulado em consulta, deve ser aplicada sem prorrogação de um novo prazo de 6 meses, i.e., o GGS “deve enviar à ERSE, no mesmo prazo, a fundamentação dessa posição e uma proposta de calendário para a eliminação do produto específico de reserva rápida de mFRR”.**

2.5. Serviços de Sistema não associados à frequência

2.5.1. Controlo de Tensão

A revisão do MPGGS em consulta estabelece no seu Procedimento n.º 10, relativo ao controlo de tensão, que **“o fornecimento e absorção de potência reativa pelas instalações de produção e de armazenamento, nos intervalos definidos no Regulamento das Redes, é um serviço de sistema de carácter obrigatório e não remunerado**, tendo como objetivo manter as tensões nos diferentes nós da rede dentro dos limites estabelecidos.”.

Uma vez mais, a EDP destaca que a Diretiva (UE) 2019/944, do Parlamento Europeu e do Conselho de 5 de junho de 2019, relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade, prevê a **contratação de serviços de sistema através de procedimentos transparentes, não discriminatórios e baseados no mercado**. Este princípio foi transposto para a legislação nacional através do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, designadamente pelo artigo 167.º sobre Contratação de serviços de sistema.

A Diretiva (UE) 2019/944 define:

- **«Serviço de sistema»** como o serviço necessário para a exploração de uma rede de transporte ou distribuição, nomeadamente os serviços de balanço e **serviços de sistema não associados à frequência**, excluindo a gestão do congestionamento; e
- **«Serviço de sistema não associado à frequência»**, um serviço utilizado por um operador de rede de transporte ou por um operador de rede de distribuição para controlo de tensão em estado estacionário, injeções rápidas de corrente reativa, inércia para a estabilidade da rede local, corrente de curto-circuito, capacidade de arranque autónomo e capacidade de funcionamento isolado;

Por outro lado, a Diretiva (UE) 2019/944 também estabelece que a contratação de serviços de sistema não associados à frequência através de procedimentos

transparentes, não discriminatórios e baseados no mercado caso, pode ser excluída se a entidade reguladora tiver determinado que a prestação dos serviços de sistema não associados à frequência baseados nas regras do mercado não é eficiente em termos económicos, concedendo uma derrogação.

Ora, na verdade a falta de implementação de um mercado para a contratação destes serviços não permite concluir que o mesmo não é eficiente em termos económicos. Acresce que o ORT prevê investimentos na RNT, nomeadamente para o controlo de tensão, não havendo um comparativo económico entre as duas alternativas, podendo, aliás, traduzirem-se esses investimentos na solução menos custo-eficiente.

Tendo em conta, que os serviços de sistema, incluindo os serviços não associados à frequência, deveriam ser contratados nos termos indicados, **a EDP defende que o carácter obrigatório e não remunerado do serviço de controlo de tensão devia ser eliminado do articulado do MPGGS e alinhado com os quadros legais nacional e europeu.**

Em todo o caso, a EDP entende que **as disposições do MPGGS referentes ao serviço de prestação obrigatória para as instalações de produção, são aplicáveis quando os grupos geradores se encontram em funcionamento**, e portanto, de modo cumulativo com o funcionamento principal (em modo turbina ou modo bomba).

Neste sentido, considerando que **o funcionamento de um gerador como compensador síncrono em modo exclusivo** ocorre quando a máquina estiver só a produzir energia reativa indutiva ou capacitiva, visando apenas estabilizar a rede, o MPGGS prevê a possibilidade de contratação bilateral deste serviço, o qual não tem um carácter obrigatório.

A este respeito, importa referir que, historicamente, o GGS tem dado instruções de despacho a um conjunto de centrais, incluindo as centrais hidroelétricas com grupos reversíveis, para funcionar em modo exclusivo de compensação síncrona, sem recurso a contratação bilateral. A utilização das centrais hidroelétricas para realizar este serviço nas condições atuais acarreta custos significativos para os Produtores, relacionados com o desgaste dos equipamentos, custos de operação e manutenção, e consumo de energia dos equipamentos auxiliares envolvidos no funcionamento dos grupos e da própria central, sem receberem qualquer retribuição em contrapartida. Além disso, espera-se que o uso deste serviço em modo exclusivo cresça, devido à maior integração de nova produção renovável não hídrica, caracterizada por grande variabilidade, não despachável e com inércia mecânica reduzida.

Pelo exposto, e sem prejuízo da defesa da eliminação de qualquer prestação de serviço com carácter obrigatório e não remunerado, entendemos que, em qualquer caso, **o recurso à compensação síncrona em modo exclusivo deve ser sempre sujeito a contratação bilateral, com a correspondente remuneração associada**, como, aliás, se encontra previsto nas disposições do MPGGS.

Acresce, ainda, no que respeita às novas instalações licenciadas com obrigatoriedade de cumprimento do Regulamento (EU) 2016/631, da Comissão, de 14 de abril, e da Portaria 73/2020, de 16 de março, que define limites não exaustivos para a ligação de

Módulos Geradores, síncronos (MGS) e assíncronos (MPG), às redes nacionais de eletricidade, embora sejam definidos limites técnicos para injeção/absorção de potência reativa, não obsta a que essas trocas de energia com a rede, para além do definido nos limites dos regulamentos de Rede de Transporte e de Rede de Distribuição (Portaria 596/2010, de 30 de julho), devam ser remuneradas no âmbito dos serviços contratados pelo sistema.

Por outro lado, quando os recursos renováveis não estejam disponíveis, a contratualização de serviços de tensão nos casos em que tal seja tecnicamente possível (e.g., centrais fotovoltaicas e baterias de armazenamento), o serviço ao sistema deverá ser remunerado, tendo presente a capacidade de injeção/absorção de potência reativa e a energia ativa absorvida (necessária para a correspondente reativa requerida e que deverá ser assumida pelo SEN).

Em qualquer caso, e uma vez que, especialmente, as instalações fotovoltaicas necessitam de ser equipadas com meios e funcionalidades que as adequem tecnicamente à prestação de serviços, no que refere ao que habitualmente é designado de “modo noite”, deverá ficar claro que esse serviço é remunerado.

2.6. Mecanismo de controlo da injeção de produção

O documento justificativo da consulta pública indica que o ROR definiu um mecanismo de controlo da injeção na rede por Unidades Físicas não-habilitadas (art. 40.º), i.e., às unidades que não estejam ao abrigo de regimes de tarifa garantida e que não participem nos mecanismos de balanço, fazendo notar que enquanto as Unidades Físicas habilitadas devem apresentar ofertas de energia nos mercados de balanço, as Unidades Físicas com tarifa garantida estão abrangidas pelo Despacho n.º 10835/2020, de 4 de novembro, do Diretor-Geral de Energia e Geologia.

Assim, cabe ao MPGGS regulamentar o mecanismo, tornando exequível e clara a forma de seleção e envio de instruções de despacho para redução da potência injetada na rede, às Unidades Físicas não-habilitadas e sem tarifa garantida, abrangendo Unidades Físicas em regime de mercado com potência instalada superior a 1 MW e as UPAC com injeção de energia excedentária superior a 1 MVA.

A proposta apresentada estabelece que a mobilização de Unidades Físicas ao abrigo do presente Procedimento deve ter lugar em situações de excesso de injeção na rede ou para gestão de congestionamentos, quando se verifique que os recursos de serviços de balanço contratados ou disponíveis estejam esgotados ou não sejam adequados à resolução do problema de segurança, e em que estejam também esgotados os recursos de balanço previstos em regimes especiais de licenciamento, com o intuito de resolver restrições técnicas existentes na RESP ou para assegurar a exploração do SEN em condições de segurança e fiabilidade.

Neste âmbito, a EDP defende que **a aplicação deste mecanismo não deve impactar negativamente o crescimento do segmento de produtores renováveis, os quais têm um papel fundamental para atingir as metas estabelecidas no PNEC e no seu contributo para uma Transição Energética sustentável.** Desta forma, a EDP entende

que, por um lado, a habilitação destas instalações de produção de energia elétrica deve ser sustentada num quadro regulamentar que permita uma participação eficiente destes ativos nos mercados de serviço de sistema e que, por outro lado, **a participação no mecanismo de redução de injeção na rede deve ser remunerada**, tendo em conta a sua contribuição para a garantia da segurança do sistema.

A este respeito, a EDP alerta que **o Regulamento UE 2019/943, de 5 de junho, define**, no n.º 7 do artigo 13.º, que **quando um operador de rede utilizar mecanismos de redespacho ou curtailment não baseados no mercado**, como é o caso do mecanismo proposto de controlo da injeção de produção, **estes devem ser objeto de compensação financeira** a favor das instalações afetadas. De acordo com o n.º 4 do mesmo artigo, o operador de rede deve também apresentar um relatório anual à ERSE detalhando, entre outros, as medidas adotadas para reduzir a necessidade de redespacho descendente de instalações de produção que utilizam fontes de energia renovável, incluindo os investimentos em digitalização das infraestruturas da rede e em serviços que aumentam a flexibilidade. A ERSE, por sua vez, deve apresentar uma síntese dessas informações à ACER, em conjunto com recomendações para melhoria.

Adicionalmente, entendemos que relativamente ao Agregador de Último Recurso (AUR), a proposta deve ter em consideração o disposto no Despacho da DGEG n.º 10835/2020, de 4 de novembro, para que haja uma consonância entre o referido Despacho e o articulado do MPGGS.

2.7. Restrições Técnicas após publicação do PDVD/Mercado de Arranques de Grupos Térmicos

No ponto 3 do Procedimento 8 descreve-se a proposta de atuação neste mercado para todos os BSP que detenham Unidades Físicas associadas a Grupos Geradores Termoelétricos, e que devem comunicar as suas ofertas para mobilização posterior por parte do GGS.

No passado, a EDP já teve oportunidade de identificar alguns problemas operativos a considerar neste processo, que passam por potenciais dificuldades de gestão das energias de arranque e/ou paragem dos grupos térmicos, quer pelas situações de interpretação nos casos de prolongamento do funcionamento destes grupos para além do horizonte temporal de um dia.

A proposta de articulado estabelece no § 76 do ponto 3.2 do referido Procedimento, que, “caso o arranque, ou a antecipação de arranque, seja solicitado pelo GGS com mais de três horas face ao início do paralelo, o GGS estabelece um programa de produção para os períodos de programação que tenham um valor superior ao mínimo técnico do respetivo grupo, sendo responsabilidade do BSP titular da Unidade de Programação correspondente a esse grupo participar nos mercados intradiários para estabelecer o programa de produção, desde o estabelecimento do paralelo com a rede até ao programa de produção estabelecido pelo GGS”. Ora, face ao disposto, a EDP alerta que **esta situação pode não ser possível cumprir, tendo em consideração as Gate Closure Time do Mercado Intradiário Contínuo e/ou pela falta de liquidez do mercado**, para além de que, em caso de prolongamento posterior do funcionamento da Unidade Física,

as energias teriam tratamentos distintos no que respeita à venda de energia para a saída e energia de prolongamento.

Os riscos de baixa liquidez e/ou de volatilidades dos preços de intradiário podem mesmo implicar incrementos de preços nas ofertas, para permitir refletir potenciais perdas económicas nestes casos, o que não aconteceria se o GGS ficasse responsável por mobilizar integralmente estas energias. Em qualquer situação, deve também ficar claro que sempre que os grupos térmicos passem por zero num ou mais períodos de mercado, deve ser pago um novo custo de arranque.

Neste âmbito, a EDP sugere que **deviam ser incluídas as energias de arranque e de paragem da máquina no fluxo de informação entre os BSP e o GGS, o qual deve ser responsável por integrar essas energias na mobilização, remunerando-as integralmente ao preço da oferta correspondente e de forma clara** para incorporar no processo de liquidação.

Adicionalmente, salienta-se que, ao dia de hoje, ainda se verificam muitas situações de alterações manuais de informação entre as salas de comando do GGS e os BSP, que posteriormente levam a dificuldades no processo de liquidação e muitas vezes a reclamações com posteriores necessidades de reliquidações.

Por último, faz-se notar que se excluem deste processo as situações de resolução de restrições após o PDBF, que devem ter um tratamento diferenciado, no âmbito de um mercado específico, como descrito no ponto 2.8. deste documento.

2.8. Restrições Técnicas após publicação do PDBF

A EDP entende que o mercado de restrições em Portugal deve ser objeto de uma profunda reformulação, para adequar este processo às necessidades do sistema mais próximo do tempo-real e em simultâneo permitir um claro e transparente processo de liquidação. A este respeito, salientamos que em Espanha este mercado tem um funcionamento bastante diferente, com regras bastante claras e com um processo de liquidação simples.

A proposta de revisão do MPGGS em vigor pressupõe a existência de um mercado de "Ofertas para Resolução de Restrições Técnicas no PDBF". No entanto, esse mercado nunca chegou a ser implementado, e a valorização das ativações por restrição ao PDBF é realizada com base nas ofertas do mercado diário, o que torna o processo particularmente complexo no caso das ativações e prolongamentos de grupos térmicos. No caso específico dos prolongamentos, apenas o termo variável da oferta complexa é considerado, o que pode resultar em perdas económicas para o agente.

Deste modo, a EDP defende que seja clarificado o ponto 2.2 do Procedimento 8, e de que forma se deve materializar o mercado de ofertas para a resolução de restrições técnicas no PDBF, bem como o eventual prazo para a sua concretização.

Neste âmbito, a EDP considera que o processo poderia ter um funcionamento similar ao de Espanha, em que os Agentes de Mercado fazem uma oferta de restrições específica para as suas Unidades Físicas, após a publicação dos resultados do PDBF para que se

possam resolver os eventuais constrangimentos de rede numa análise de segurança preliminar para o dia D+1, e para que a partir da publicação dos resultados da 2ª IDA os agentes pudessem ajustar as suas ofertas para o horizonte temporal correspondente ao dia D. Desta forma, estas ofertas seriam processadas de imediato pelo GGS e, caso fossem ativadas, as respetivas liquidações seriam realizadas de forma clara com recurso a estes novos preços que refletem a situação de tempo real e/ou os rendimentos dos Grupos Geradores Térmicos.

Pelo exposto, consideramos que desta forma, o processo seria mais simples e eficiente para todos os Agentes de Mercado envolvidos, bem como para o GGS. Acresce que, a opção por esta solução mais específica e atualizável permitiria simplificar o mecanismo anterior de Mercado de Arranques de Grupos Térmicos e uniformizar toda a Gestão Técnica do Sistema.

2.9. Tratamento de instalações com medição em Pontos Internos

A ERSE refere a importância crescente da possibilidade de maximizar os recursos ligados às redes para dar resposta às necessidades do sistema, salientando que o Regulamento (UE) 2019/943, alterado pelo Regulamento (UE) 2024/1747 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho de 2024³⁶, prevê a facilitação da participação nos mercados de flexibilidade e de serviços de sistema através da utilização de equipamentos de medição internos.

A este respeito, **considera-se que a participação de “ativos controláveis” behind-the-meter nos serviços de sistema ou de flexibilidade pode trazer vantagens quanto à verificabilidade e controlabilidade da resposta desses ativos**, comparada com a observação do comportamento da instalação a partir da medição no seu ponto de interligação com a rede.

Assim, depois de um processo de pré-qualificação idêntico aos dos restantes pontos, **deve ser possível, por exemplo, alocar um sistema de armazenamento interno para participação no mercado de serviços de sistema, ou de uma UPAC, ou mesmo apenas do consumo.**

A este respeito, a proposta de articulado dispõe que “um ativo localizado dentro de uma instalação ligada à RESP pode ser inscrito como unidade física, desde que assegurados os requisitos de habilitação aplicados ao ativo específico e sem prejuízo da determinação pelo GGS de condições de operação particulares relacionadas com a sua ligação indireta à RESP”. Pelo que, **a EDP defende que neste caso particular das instalações behind the meter, a regulamentação devia estabelecer de forma clara os requisitos e as condições de operação destes ativos, permitindo dar uma maior segurança aos Agentes de Mercado para participar nos serviços de sistema com estes ativos. Para este efeito, a ERSE devia estabelecer, desde já, uma calendarização para a implementação desta medida e garantir a necessidade do GGS consultar previamente os agentes sobre a sua proposta de requisitos e condições aplicáveis a estes ativos.**

2.10. Imputação dos encargos de regulação

A ERSE propõe estender o conjunto de agentes que suportam custos da banda de aFRR e da banda diária de mFRR, passando a incluir, além do consumo levado ao mercado organizado, as instalações de produção ou de armazenamento autónomo que não participam nos serviços de sistema, prevendo ainda isenções para determinados ativos.

Em relação a este tema, a EDP quer partilhar a sua preocupação sobre **a imputação destes custos a projetos de armazenamento autónomo e produção renovável, considerando que podem afetar a viabilidade financeira dos mesmos e pôr em causa o alcance das metas ambiciosas do PNEC**. Adicionalmente, a EDP considera esta proposta pouco eficiente, já que os produtores vão ter de integrar estes sobrecustos extraordinários nas suas ofertas em mercado, distorcendo os sinais de preço e acabando por ser alocados, em última instância, sempre aos consumidores.

Pelo exposto, a EDP defende que **a imputação dos encargos de regulação deve continuar a abranger só o consumo**, sendo os consumidores os beneficiários finais do sistema elétrico.

Acrescenta-se, ainda, que **o objetivo de incentivar os produtores a entrar nos mercados de balanço não se vai alcançar através da imposição de custos adicionais às unidades não habilitadas**. Pelo contrário, é necessário um enquadramento regulatório que permita de maneira efetiva essa integração. Por esta razão, a EDP considera que, pelo menos, **a entrada em vigor da proposta de imputação dos encargos deve ser vinculada à possibilidade de apresentar ofertas em portfólio**, sendo a hoje uma das principais barreiras para a participação de ativos renováveis nos mercados de serviços de sistema.

2.11. Implementação do novo desenho de mercado

Entendendo que o tema não entra no objetivo desta revisão do MPGGS, a EDP gostava apenas de assinalar à ERSE a necessidade de planear, a partir deste momento, as alterações necessárias para cumprir com as novas disposições do Regulamento europeu sobre o mercado interno da eletricidade, nomeadamente a passagem da *Gate Closure Time* do mercado intradiário de 1 hora para 30 minutos antes do tempo real, a partir de 2026.

Considerando que esta mudança requiere um alinhamento a nível ibérico entre reguladores, operador do mercado e operadores de sistema, a EDP pede que a ERSE tome uma decisão, junto do regulador espanhol, o quanto antes, para dar visibilidade aos agentes sobre quando estas alterações entraram em vigor. Sublinha-se que uma comunicação atempada é fundamental para os agentes conseguirem atualizar os próprios sistemas informáticos internos.

2.12. Calendário de implementação

Tendo por base a importância da implementação dos produtos normalizados de balanço, a EDP destaca a importância do cumprimento dos prazos estabelecidos e da necessária coordenação entre os vários stakeholders envolvidos. Também, reforçamos

a importância de se estabelecer, prontamente, uma calendarização para a implementação de outras medidas supra referidas (e.g., participação em serviços de sistema através de portfólio), que são necessárias para uma participação eficaz e garantindo o *level playing field* dos agentes num mercado de eletricidade cada vez mais integrado a nível europeu, contribuindo assim para a dinamização do mesmo em benefício dos consumidores finais.

3. Comentários específicos

3.1. Parte I - Disposições Gerais - Definições

A EDP entende que para clarificação do articulado os principais conceitos devem constar das definições, nomeadamente Centro Electroprodutor, Área de Ofertas, Unidade Física Agregada e Unidade de Ofertas de aFRR.

3.2. Unidades Físicas

3.2.1. Ponto 1 do Procedimento 3 – Tipos de Unidades Físicas

O n.º 4 deste ponto determina que *“No caso de um centro eletroprodutor híbrido ou de uma instalação hibridizada, deve ser constituída uma Unidade Física por cada tecnologia presente, incluindo, se aplicável, unidade de armazenamento”*. A EDP considera que **a habilitação de uma unidade híbrida deveria ser possível para o coletivo das tecnologias presentes atrás do ponto de ligação à rede, sem obrigar os agentes a habilitar cada tecnologia separadamente**, resultando em custos relevantes para os ensaios. As unidades híbridas são fundamentais para atingir as ambiciosas metas nacionais definidas no PNEC, especialmente numa altura em que a capacidade de ligação à rede tornou-se um bem escasso. Desta forma, **o GGS e a ERSE deveriam reconhecer a importância estratégica deste tipo de instalações e eliminar barreiras regulatórias**, que complicam o seu desenvolvimento.

O n.º 5 deste ponto determina que *“No caso da inscrição de Unidades Físicas Agregadas, o GGS pode definir requisitos de informação relativos às tecnologias de produção e tipos de instalação incluídas na Unidade Física do agregador, incluindo eventuais atualizações da lista de instalações agregadas”*. Ora, sobre este preceito, a EDP entende que, para uma maior transparência e clareza, **a revisão ao MPGGS já deveria dispor sobre os requisitos supra referidos**. Em alternativa, o MPGGS deveria, pelo menos, impor ao GGS a publicação para consulta prévia desses requisitos.

Relativamente ao n.º 6, a ERSE estabelece que *“o GGS pode propor à ERSE a definição de um limite de potência habilitada para uma Unidade Física Agregada, através de uma proposta justificada e precedida de consulta aos Agentes de Mercado, não impedindo um BSP de inscrever mais do que uma Unidade Física Agregada”*.

Acresce que, o n.º 7 estabelece que no caso da agregação de Instalações de Consumo, Produção e/ou de Armazenamento com menos de 1 MW, por instalação, a potência supra referida diz respeito ao maior valor da potência injetada ou consumida da RESP.

A EDP entende que, referindo-se o n.º 6 às Unidades Físicas Agregadas, a redação do n.º 7 pode induzir que a agregação de Instalações de Consumo, Produção e/ou de Armazenamento com menos de 1 MW é um caso particular deste tipo de Unidade Física.

Desta forma, a EDP sugere a alteração do n.º 7, tornando-o mais claro a este respeito:

“7- Neste caso, considera-se que a potência habilitada para uma Unidade Física Agregada, corresponde ao maior valor da potência injetada ou consumida da RESP.”

Não obstante, a EDP defende que **uma Unidade Física Agregada não deve ter qualquer limitação de potência habilitada**, já que o objetivo é que o agente de mercado garanta a prestação do serviço de sistema solicitado pelo GGS, através da gestão das instalações que compõe a Unidade Física Agregada da sua responsabilidade.

3.2.2. Ponto 2 do Procedimento 3 – Inscrição de Unidades Físicas

No que diz respeito aos elementos que compõem o processo instruído pelo agente de mercado junto do GGS para a inscrição de uma Unidade Física, a ERSE introduz uma alteração no sentido de alterar o limiar em que o formalismo da procuração com os poderes de representação é dispensado para as instalações de produção com potência instalada até 1 MW (até agora este valor era de 30 kW).

A EDP considera esta alteração muito positiva, pois a mesma irá permitir reduzir de forma significativa a burocracia e os custos imputados a pequenas instalações de produção, facilitando o acesso de pequenos produtores de energia ao mercado.

3.2.3. Ponto 4.3 do Procedimento 3 – Requisitos de habilitação

O articulado dispõe que no caso das Unidades Físicas Agregadas, o GGS deve definir requisitos gerais adaptados às características e dimensão das instalações que compõem a Unidade Física Agregada, devendo publicar esses requisitos através de Aviso do GGS.

A EDP entende que **a proposta deveria definir, pelo menos, os requisitos gerais de habilitação destas Unidades Físicas ou determinar um prazo para a sua comunicação pelo GGS**, de forma a permitir que os Agentes de Mercado possam preparar e efetivar a sua participação em mercado através da agregação de instalações de menor dimensão.

A EDP defende, igualmente, que a proposta de requisitos seja publicada para consulta pública pelo GGS, antes da sua aprovação.

3.2.4. Ponto 4.3 do Procedimento 3 – Alteração da habilitação de uma Unidade Física

A ERSE propõe que quando um BSP solicita a alteração significativa da constituição de uma Área de Ofertas para prestação de um serviço de sistema devem realizar-se novos ensaios de habilitação, se aplicável.

Neste âmbito, **a EDP defende que deve ser clarificado o conceito de “alteração significativa”**, já que a Portaria n.º 73/2020 de 16 de março só diz respeito aos geradores.

Por outro lado, no que concerne à Unidade Física Agregada, a proposta estabelece que a repetição do processo de habilitação só deve ocorrer caso a respetiva potência habilitada varie mais de 25% ou mais de 10 MW, face ao último valor sujeito ao processo de habilitação, sem prejuízo das obrigações de prestação de informação à GGS, dos mecanismos de verificação aplicáveis e ainda sem prejuízo do direito da GGS requerer a reabilitação da Unidade Física Agregada caso apresente razões ponderosas para tal.

A EDP defende que, considerando que a dimensão da Unidade Física Agregada pode ser muito distinta de caso para caso, **o limiar da variação da respetiva potência habilitada deve ser o maior dos dois valores apresentados, i.e., o máximo entre os 25% ou os 10 MW**, tendo em consideração o valor agregado dessa Unidade Física.

3.3. Serviço de aFRR

3.3.1. Ponto 4 do Procedimento 13 - Habilitação das Unidades Físicas

A proposta de articulado do MPGGS menciona a necessidade de habilitação das Unidades Físicas para a prestação do serviço de aFRR:

“As Unidades Físicas correspondentes aos geradores mencionados no ROR como tendo obrigação de prestação do serviço de aFRR, ou as Unidades Físicas para quem as primeiras tenham transferido contratualmente essa obrigação, sob validação do GGS, bem como as instalações que tenham contratado a prestação do serviço de aFRR, nomeadamente através do mercado de banda previsto no Procedimento 12, devem obter a respetiva habilitação nos termos da presente secção.”

Adicionalmente, o MPGGS estabelece que para obter a habilitação de uma Unidade Física, o respetivo BSP deve solicitar ao GGS, com pelo menos 10 (dez) dias úteis de antecedência, a realização de ensaios visando avaliar a capacidade técnica e operacional, devendo verificar um conjunto de requisitos que garantam a prestação do referido serviço de sistema.

A este respeito, a EDP concorda que o BSP deve garantir o cumprimento dos requisitos exigidos para a prestação do serviço aFRR pelas Unidades Físicas. Não obstante, entendemos que a realização de uma bateria de ensaios num conjunto alargado de ativos que têm vindo a demonstrar, ao longo dos anos, a sua capacidade para a prestação do serviço de regulação secundária, seria oneroso para os Agentes de Mercado e, subsequentemente, para o sistema.

Importa realçar que o MPGGS prevê um conjunto de mecanismos de validação da prestação deste serviço e a aplicação de penalidades, que, por si só, desincentivam os agentes a colocar em mercado Unidades Físicas que não tenham capacidade para cumprir os requisitos do serviço de aFRR.

Deste modo, **a EDP defende que a necessidade de habilitação das Unidades Físicas para a prestação do serviço de aFRR deveria ficar circunscrita à inscrição de novas instalações.**

3.3.2. Incumprimento da prestação do serviço de aFRR

A proposta de articulado do MPGGs prevê penalizações por incumprimento da prestação do serviço de aFRR, tanto na prestação de banda como na ativação de energia.

A este respeito, o n.º 10 do Procedimento 12 estabelece que a Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR para a qual tenha sido contratada Banda de aFRR num determinado período de contratação, está sujeita à verificação pelo GGS da disponibilização da potência, a subir ou a baixar, contratada em serviço de banda, bem como do correto seguimento do sinal de controlo emitido pelo regulador central do GGS.

Se a verificação referida no parágrafo anterior revelar um incumprimento do serviço de Banda de aFRR por causas imputáveis ao respetivo BSP, o mesmo é penalizado pela diferença entre a banda contratada e a banda disponível, multiplicada por um coeficiente de penalização de 1.5. Sendo que, a determinação da potência disponível é feita através das medidas de potência mínima e máxima, registadas no equipamento local de telerregulação e comunicadas ao regulador central do GGS.

Por outro lado, a proposta também estabelece que quando a Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR com Banda de aFRR contratada falha o seguimento do sinal de telerregulação do regulador central no âmbito da ativação de energia de aFRR, é considerada em incumprimento de Banda de aFRR, sendo aplicável a penalização por incumprimento nos períodos de contratação afetados, considerando simultaneamente o incumprimento da totalidade da Banda contratada, a subir e a baixar.

Neste âmbito, refira-se que o seguimento do sinal de telerregulação é verificado continuamente por UF ou por Unidade de Ofertas de aFRR, e que a resposta da Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR considera-se em cumprimento da prestação do serviço de energia de aFRR se atingir o valor de potência do respetivo sinal de telerregulação, dentro da tolerância definida, no prazo máximo de 30 segundos.

Adicionalmente, considera-se que a tolerância de cumprimento da potência do sinal de telerregulação corresponde a $\pm 5\%$ da banda disponível para aFRR, com um valor mínimo de $\pm 2,5$ MW.

De forma a **verificar a resposta das Unidades Físicas prestadoras deste serviço, considera-se que se apenas parte dos grupos geradores de uma Unidade Física estiverem em telerregulação**, a verificação da resposta de aFRR da Unidade Física considera apenas esses grupos. Neste ponto, a EDP entende que **deveria ser clarificada a situação em que a operação se realize através de portefólio**, ainda que se depreenda que neste caso, a verificação do sinal de seguimento é feita para a soma das potências das unidades abrangidas, quer estejam efetivamente a regular potencia, ou não.

Durante o período de incumprimento do serviço de aFRR, a flag de seguimento de sinal é colocada a zero e o regulador central do GGS mantém constante o respetivo sinal de telerregulação até que cesse o incumprimento ou que a Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR deixe de ter ofertas válidas de aFRR. Neste sentido, é determinado que o incumprimento do serviço de aFRR cessa quando a resposta da Unidade Física ou

Unidade de Ofertas de aFRR retoma o valor de potência correspondente ao sinal do regulador central do GGS, dentro das tolerâncias definidas.

No que concerne à penalização aplicada pelo incumprimento verificado, a proposta estabelece que o agente devolve a totalidade da banda, agravada em 50%, e a energia aFRR não cumprida, agravada em 20%.

Neste âmbito, a EDP entende que **a aplicação do incumprimento de banda implicará riscos acrescidos para os agentes que operam em portfólio**, já que basta a falha de uma única Unidade Física para penalizar a totalidade da banda do portfólio, até que o agente consiga recuperar a potência perdida. Importa salientar, que **num cenário em que o agente de mercado esteja a operar perto da sua capacidade máxima e ocorra o disparo de um grupo, será pouco provável que consiga recuperar a totalidade da potência perdida**.

De acordo com a atual proposta de MPGGS, **o sinal de telerregulação ficará inibido, apesar de ainda poder existir uma margem significativa de regulação**. A EDP entende que **este cenário é contrário às necessidades do sistema**, não sendo igualmente desejável para o GGS, uma vez que, **caso o agente não consiga voltar a atingir o setpoint do regulador central, o sistema poderá ficar privado de um grande volume de banda**.

Para mitigar este risco, **propõe-se que sejam criados mecanismos que permitam ajustar a disponibilidade de banda, de modo que o portfólio possa voltar a telerregular**:

- a) **Possibilidade de o agente reajustar a base de telerregulação, mantendo a totalidade da banda.**

Nestas situações, o agente seria penalizado por desvio, mas garantir-se-ia a prestação integral do serviço de aFRR.

- b) **Possibilidade de o agente ajustar a disponibilidade de banda.**

Caso uma das Unidades Físicas da Unidade de Oferta de aFRR falhe, o agente deverá poder comunicar ao GGS uma indisponibilidade parcial de banda. Desta forma, conseguiria continuar a prestar o serviço com as restantes unidades do portfólio.

3.4. Ponto 5 do Procedimento 8 - Falha e Incumprimento da instrução de arranque

A proposta considera que ocorreu uma falha que impediu o arranque, quando o grupo de um centro eletroprodutor termoelétrico não consiga atingir, durante o período em que foi solicitado o arranque e em pelo menos um período de integração quarto-horário, uma potência média igual ou superior ao mínimo técnico e esta seja resultado de uma falha diretamente imputável ao respetivo centro eletroprodutor.

Adicionalmente, o articulado também determina que quando o grupo térmico não atinge o mínimo técnico, fica penalizado no pagamento do termo fixo do arranque.

Importa salientar que **nos casos em que o GGS mobiliza os grupos para o mínimo técnico, e os mantém continuamente nessa potência, há um risco de incumprimento, uma vez que o setpoint do grupo é coincidente com o limiar que determina o cumprimento do arranque.** Esta situação é muito penalizadora para o agente de mercado que mesmo estando a prestar o serviço para o qual foi solicitado, não é remunerado na sua totalidade.

Desta forma, **sugere-se a aplicação de uma tolerância, num valor que o Regulador considere aceitável (exemplo 0.2% - equivalente à classe 0.2S), no ponto 5 do procedimento 8, propondo-se a seguinte redação:**

“Considera-se que ocorreu uma falha que impediu o arranque, quando o grupo de um centro eletroprodutor termoelétrico não consiga atingir, durante o período em que foi solicitado o arranque e em pelo menos um período de integração quarto-horário, uma potência média igual ou superior ao mínimo técnico e esta seja resultado de uma falha diretamente imputável ao respetivo centro electroprodutor, com uma tolerância por defeito de [x]% da potência nominal do grupo.”

3.5. Procedimento 8 – Desvio justificado

A presente revisão ao MPGGS elimina qualquer referência ao **conceito de “desvio justificado”**. No passado, o MPGGS já contemplou este conceito que se traduzia no **desvio resultante de ação do GGS e/ou não imputável à unidade de liquidação.**

Desta forma, os desvios que resultassem de condicionalismos externos, alheios ao agente de mercado, este último não era afetado negativamente para efeitos de desvio.

Pelo exposto, a EDP defende que **a ERSE deveria contemplar disposições no articulado do MPGGS, para que tais ocorrências não onerassem os Agentes de Mercado quando os desvios se devem a causas externas**, como por exemplo, falhas na rede de transporte ou falhas informáticas nos sistemas do GGS.

3.6. Parte III – Disposições transitórias e finais – Prazo para o fim da contratação das Reservas de Reposição

A ERSE estabelece que a contratação de Reservas de Reposição, de acordo com o Procedimento 18, deve cessar até 31 de dezembro de 2025, devendo ser substituída pela contratação de mFRR.

A EDP considera positiva esta determinação e concorda com a mesma, já que permitirá endereçar toda liquidez no contexto do MARI (mercado europeu do produto standard mFRR).