

CONSULTA PÚBLICA

127

RELATÓRIO

Alteração do MPGGS para implementação dos produtos standard do aFRR e de ferramentas da gestão do sistema previstas no ROR

SETOR ELÉTRICO



ÍNDICE

1	RESUMO DA CONSULTA PÚBLICA.....	1
2	SÍNTESE E PONDERAÇÃO DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS.....	3
2.1	Inscrição de Unidades Físicas e de Agentes de Mercado	3
2.1.1	Inscrição de unidades físicas.....	3
2.1.2	Requisitos de observabilidade e controlabilidade das unidades físicas.....	10
2.1.3	Habilitação para participar nos serviços de sistema	17
2.1.4	Áreas de oferta, BSP e BRP	22
2.2	Participação de Unidades Físicas Agregadas	27
2.3	Reservas de restabelecimento da Frequência com ativação automática – aFRR	35
2.3.1	Mercado de banda de aFRR.....	35
2.3.2	Mercado de energia de aFRR.....	39
2.3.3	Processo de Coordenação de Desvios	42
2.4	Banda Diária do produto standard de mFRR	45
2.5	Mecanismo de controlo da injeção de produção	51
2.6	Regras aplicáveis aos desvios	65
2.7	Imputação dos encargos de regulação	69
2.8	Produto específico transitório de reservas de restabelecimento da Frequência com ativação manual.....	79
2.9	Banda específica de mFRR.....	83
2.10	Resolução de restrições técnicas e instalações com acesso com restrições	85
2.11	Adoção de MTU15 no MD e MI	99
2.12	Período de implementação das novas regras do MPGGS.....	101
3	RESPOSTA A COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS.....	105
3.1	Capítulo I Disposições gerais	105
3.2	Capítulo IV Unidades Físicas	106
3.3	Capítulo V Áreas de Ofertas.....	106
3.4	Capítulo VI Funcionamento do sistema	107
3.5	Capítulo VII Programação de Exploração e Resolução de Desvios.....	107
3.6	Capítulo VIII Contratação bilateral.....	108
3.7	Capítulo XI Controlo de tensão	109
3.8	Capítulo XII Reservas de Contenção da Frequência.....	114
3.9	Capítulo XIII Banda de aFRR.....	116
3.10	Capítulo XIV Energia de aFRR	118
3.11	Capítulo XVI Banda diária standard de mFRR	119

3.12	Capítulo XIX Reservas de reposição	121
3.13	Capítulo XXII Operação do sistema elétrico.....	122
3.14	Capítulo XXIV Indisponibilidades das instalações de produção, de armazenamento e de consumo.....	123
3.15	Capítulo XXVII Procedimentos de Liquidação	124
3.16	Capítulo XXIX Pagamentos e recebimentos.....	126
3.17	Outros temas.....	126
3.18	Anexo II Condições gerais do contrato de adesão ao mercado de serviços de sistema	130

1 RESUMO DA CONSULTA PÚBLICA

A ERSE APROVOU O MANUAL DE PROCEDIMENTOS DA GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA PARA COMPLEMENTAR A ADOÇÃO DO DESENHO EUROPEU DOS MERCADOS DE SERVIÇOS DE SISTEMA

O código de rede de balanço do sistema elétrico (Regulamento (UE) 2017/2195 da Comissão, de 23 de novembro de 2017, “Regulamento EB”), estabelece produtos de balanço normalizados, de implementação obrigatória, e plataformas europeias para a troca de energia de balanço entre os operadores das redes de transporte. Define, igualmente, que as entidades reguladoras dos estados membros devem aprovar os “termos e condições” aplicáveis, em cada Estado-Membro, aos recursos que vão prestar os serviços de balanço.

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 estabeleceu igualmente um conjunto de disposições sobre outras matérias do Regulamento EB.

O processo de normalização dos mercados de serviços de sistema tem sido gradual. Em Portugal, iniciou-se em 2020¹ com a criação do serviço de **reservas de reposição (RR)** e a adesão à plataforma europeia de transação deste serviço – plataforma TERRE. Mais recentemente, o Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico (MPGGS) foi também alterado para incluir a **metodologia harmonizada de tratamento de desvios²** e o produto *standard* de **reservas de restabelecimento da frequência com ativação manual (mFRR)³**, assim como a adesão à plataforma MARI (concretizada em 28 de novembro de 2024).

Com a presente alteração do MPGGS, estabelece-se o quadro de regras necessárias à concretização do serviço normalizado de **reservas de restabelecimento da frequência com ativação automática (aFRR)**, bem como da prestação de serviços de sistema em agregação, além de diversas outras ferramentas da gestão do sistema previstas no ROR.

¹ A [Diretiva n.º 9/2020](#), de 29 de maio, aprovou o novo serviço *standard* de reservas de reposição e a adesão à plataforma TERRE, de troca de reservas de reposição entre operadores de rede de transporte.

² Esta metodologia foi aprovada pela [Diretiva n.º 23/2022](#), de 13 de dezembro.

³ O novo serviço de mFRR foi aprovado pela [Diretiva n.º 19/2023](#), de 26 de dezembro.

O NOVO PRODUTO STANDARD DE AFRR SUBSTITUI A ANTERIOR REGULAÇÃO SECUNDÁRIA, PREVENDO-SE A INTEGRAÇÃO NA PLATAFORMA EUROPEIA PICASSO, PARA TROCA DE ENERGIA DE AFRR ENTRE OPERADORES DE REDE DE TRANSPORTE

O novo serviço *standard* de banda de aFRR substitui a atual banda de regulação secundária. Juntamente com a transformação do mercado de capacidade (banda) associado a este serviço, é criado 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).

Associada ao serviço de energia de aFRR, prevê-se também a adesão do SEN à plataforma europeia de troca de energia de aFRR – plataforma PICASSO.

EM 18 DE MARÇO, O MERCADO INTRADIÁRIO ADOTOU O PERÍODO DE CONTRATAÇÃO DE 15 MINUTOS E EM 1 DE ABRIL CONCRETIZOU-SE O CÁLCULO DE DESVIOS EM 15 MINUTOS

Desde o dia 18 de março de 2025, o OMIE (operador do mercado ibérico de eletricidade para o dia seguinte e intradiário) alterou a tipologia de ofertas em mercado diário e a negociação em 15 minutos para o mercado intradiário, decorrendo da regulamentação europeia do mercado interno de eletricidade.

O MPGGS aprovado inclui alterações relacionadas com esta alteração no funcionamento do mercado à vista. Importa notar que os programas de produção e consumo que resultam do mercado, segundo um despacho económico, são avaliados pelo GGS quanto à sua viabilidade técnica e constituem a base da programação do SEN em cada dia.

Após o início da negociação em 15 minutos no mercado intradiário, com aplicação no primeiro dia do mês seguinte (no caso, dia 1 de abril), o GGS passou a aplicar o cálculo e liquidação dos desvios em períodos de 15 minutos também⁴.

Estas alterações constituem, cada uma, marcos importantes na concretização do mercado interno de energia e dos códigos de rede europeus, harmonizando o mercado ibérico com o quadro de referência da União Europeia.

⁴ Esta mecânica resulta da [Diretiva n.º 20/2024](#), de 27 de novembro.

A obrigação de cumprir os prazos de alteração do funcionamento do mercado intradiário levou à necessidade de aprovar, por diretiva autónoma, as regras do MPGGS necessárias a essa compatibilização, nomeadamente pela [Diretiva n.º 5/2025](#), de 26 de março. Essas regras são agora integradas no MPGGS aprovado.

ALÉM DOS PRODUTOS NORMALIZADOS DE BALANÇO, SÃO APROVADAS NOVAS FERRAMENTAS DA GESTÃO DO SISTEMA, PARA GERIR OS EFEITOS DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

A ERSE reconhece neste MPGGS que a transição energética coloca múltiplos desafios para o GGS e que se fazem sentir na gestão do SEN. Assim, aprovou novas ferramentas que devem ser desenvolvidas pelo GGS para melhor gerir as consequências de um mix produtor mais renovável, mais disperso em unidades de pequena dimensão e em vários níveis da rede, e de recurso mais variável.

O MPGGS adota um produto *standard* de capacidade (banda) diária de mFRR, permitindo ao GGS garantir para o dia seguinte os recursos necessários de mFRR, seja a subir, seja a baixar. Esta banda *standard* de mFRR complementa a banda de aFRR.

Integra-se ainda um conjunto de ferramentas adicionais da gestão de sistema, entre elas: o controlo de injeção da produção não-habilitada (em mercado), o estabelecimento de requisitos de observabilidade para instalações com potência acima de 1 MW e a operacionalização da agregação de ativos de pequena dimensão (com potência inferior a 1 MW).

Finalmente, assinala-se o tratamento do tema dos encargos da gestão do sistema para produtores que não participam nos serviços de sistema (não-habilitados).

WORKSHOP COM OS INTERESSADOS SOBRE A ALTERAÇÃO DO MPGGS

Durante o período de preparação da proposta de MPGGS, no dia 18 de setembro de 2024, a ERSE organizou um *workshop*, com a participação da REN, na qual foram partilhadas as linhas gerais da proposta e a sua justificação, bem como discutidos aspetos que os agentes de mercado pretendem ver incorporados na regulamentação.

PROCEDIMENTO DE CONSULTA PÚBLICA

A Consulta Pública de alteração do MPGGS decorreu entre os dias 2 de janeiro e 13 de fevereiro de 2025, tendo sido dirigida ao Gestor Global do SEN, ao Operador da Rede Nacional de Distribuição, aos produtores, comercializadores e agregadores de eletricidade e aos consumidores participantes nos mercados de serviços de sistema, bem como a todos os interessados em geral. Foi ainda solicitado o parecer do Conselho Consultivo.

Para além do parecer do Conselho Consultivo, a ERSE recebeu contributos de 27 entidades, uma das quais solicitou confidencialidade. Os contributos abrangem operadores de rede, produtores, comercializadores, agregadores e indústrias consumidoras participantes nos serviços de sistema e associações representativas do setor:

- Acciona Green Energy Developments, S.L.
– Sucursal em Portugal
- ACEMEL
- APIGCEE
- APREN
- E-REDES
- EDP Comercial e EDP
- ELECPOR
- Elergone
- Endesa
- Energy Traders Europe
- Energya VM Generación
- Fortia Energía
- GALP
- Greenvolt
- Grupo Lusiaves
- Iberdrola
- MEGASA
- Movhera
- NGEN Smart Grids
- REN, Rede Elétrica Nacional
- Solaria
- StorSystems
- SU Eletricidade
- Usenergy
- Oeneo

Os contributos recebidos e não assinalados como confidenciais são publicados pela ERSE na sua página de internet. Estes contributos foram ponderados na decisão final da ERSE. O presente relatório da consulta apresenta a ponderação da ERSE e justifica a decisão tomada.

FORMATO DE APRESENTAÇÃO DO MPGGS

A ERSE aproveitou a presente consulta para promover uma alteração do formato de apresentação do MPGGS, adotando uma estrutura articular próxima dos restantes regulamentos. A nova estrutura facilita a identificação e compreensão objetiva das regras, quer pelos agentes, quer pela ERSE, nas suas interações, reforçando a sua correta implementação por todos os participantes nos mercados de serviços de sistema.

Para clarificar as opções tomadas quanto à alteração de forma, inclui-se em anexo ao presente Relatório da Consulta uma tabela de comparação da anterior estrutura com a nova.

2 SÍNTESE E PONDERAÇÃO DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

2.1 INSCRIÇÃO DE UNIDADES FÍSICAS E DE AGENTES DE MERCADO

2.1.1 INSCRIÇÃO DE UNIDADES FÍSICAS

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

A proposta de MPGGS aprofundou a simplificação administrativa para a inscrição de unidades físicas, nomeadamente para venda de excedentes de autoconsumo. Por um lado, quanto à comprovação dos poderes de representação do agregador ou representante, a ERSE propôs restringir à entrega de formulário específico, para evitar exercícios interpretativos pelo GGS dos contratos de agregação que pudessem ser apresentados. Por outro lado, propõe-se alargar a dispensa da apresentação deste formulário para as instalações de produção com potência instalada até 1 MW.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

A EDP, a GALP e a Greenvolt sublinharam a proposta de simplificação da inscrição de unidades físicas como positiva.

A APIGCEE considera que deve ser possível ter um BRP diferente para o consumo e injeção, numa instalação com possibilidade de inverter o sentido no ponto de interligação, uma vez que esta obrigação condiciona, por exemplo, consumidores que tenham contratos de longo prazo com comercializadores.

A EDP comenta que a habilitação de unidades físicas hibridizadas, com várias tecnologias de produção ou com armazenamento *behind-the-meter*, deveria ter um processo integral para os ativos da unidade física, em vez de requerer a habilitação de cada tecnologia em separado. Deste modo, reduzir-se-iam barreiras e custos desnecessários sobre as novas soluções.

Ainda sobre a participação dos ativos *behind-the-meter*, a EDP considera que 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. A EDP solicita que a regulamentação clarifique os requisitos e as condições de operação destes ativos, incluindo a

definição de uma calendarização para a implementação desta medida pelo GGS, impondo a consulta prévia aos agentes.

A EDP também propõe que o MPGGS defina o conteúdo da informação a prestar pelos representantes de Unidades Físicas Agregadas (UFA) ao GGS, relativamente à caracterização dos ativos que compõem essa UFA. Em alternativa, a EDP propõe que o MPGGS determine que a definição desses requisitos pelo GGS deve ser precedida de uma consulta prévia aos agentes realizada pelo GGS.

Ainda sobre as UFA, a EDP comenta que não devem existir limites à potência habilitada, já que cabe ao BSP assegurar que o respetivo portfolio tem capacidade de prestar essa potência habilitada.

A GALP refere que o agente de mercado representante de uma unidade física, no momento da inscrição da mesma, não deve introduzir informação técnica da instalação no sistema do GGS. A GALP dá o exemplo do mercado espanhol, no qual o agente de mercado não introduz informação técnica no registo de instalações, dado que a mesma já se encontra nas bases de dados do gestor do sistema.

A GALP também propõe que o GGS promova a digitalização do processo de representação de novas unidades físicas, em particular a troca de informação entre o GGS e o operador de rede à qual a mesma está ligada, para agilização dos processos. Estas plataformas e coordenação entre operadores facilitarão as interações dos agregadores com os operadores de rede (via GGS) e assegurarão o cumprimento cabal dessas obrigações num processo coordenado.

A GALP propõe ainda que o MPGGS fixe prazos concretos para efeitos de previsibilidade sobre a data de ativação de unidades físicas em mercado, nomeadamente perante a alteração de agregador. Argumenta que a criação de prazos ou datas fixas permitiria um maior alinhamento e gestão de expectativas entre todos os intervenientes. Acrescenta ainda que, no mercado elétrico espanhol, convencionou-se que todas as unidades físicas que mudem de representante só o poderão efetuar com referência ao dia 1 de cada mês. A GALP refere a ideia de acordo entre o agregador e o GGS quanto à data de entrada em mercado das unidades físicas, defendendo a possibilidade de se concretizarem em qualquer dia do ano.

A GALP comenta ainda que, no caso da transição de instalações de produção do regime de tarifa garantida para o regime de mercado, o GGS deveria garantir o alinhamento com a DGEG relativamente à data de alteração de regime.

Também no âmbito dos processos de inscrição de instalações por um agregador, a Greenvolt considera indesejável a circunstância de o OMIE e o GGS impedirem essa inscrição, no caso em que existam outros

CPE associados ao mesmo NIF (por exemplo, uma entidade fiscal com várias instalações elétricas) e já inscritos por outro agregador. A Greenvolt comenta que esta restrição implica a opção por um único agregador para todos os pontos de entrega da mesma entidade, o que se torna numa barreira à participação das instalações em mercado. A Greenvolt propõe que o modelo de procuração para o representante de produtores inclua a referência ao CPE em detrimento do NIF. A Greenvolt refere ainda que importa garantir a aceitação de assinaturas digitais neste processo, com vantagens para a agilização, desburocratização e redução de custos administrativos.

DECISÃO DA ERSE

Relativamente às instalações de produção hibridizadas, o MPGGS prevê a constituição de unidades físicas distintas para cada tecnologia, embora associadas a um único ponto de ligação à RESP. Esta configuração decorre não apenas da necessidade de caracterizar os ativos no ponto de entrega à rede, mas também da possibilidade (expressamente prevista na lei) de as instalações de diferentes tecnologias no mesmo local terem titulares diferentes e/ou regimes jurídicos diferentes. Este caso é particularmente relevante quando o centro eletroprodutor original tem um regime de tarifa garantida e o novo centro eletroprodutor está em regime de mercado ou num regime diferente. Esta circunstância pode até acontecer com a mesma tecnologia, como acontece para o sobre-equipamento.

A ERSE concorda que o processo de habilitação de UF hibridizadas pode não ser a soma de processos de habilitação autónomos por tecnologia, em particular se as unidades físicas hibridizadas coincidem no regime de participação em mercado e têm o mesmo titular. No âmbito da Consulta Pública n.º 105, da ERSE, o GGS mencionou a necessidade de ter registo fiável das características da UF e dos ativos que a compõem, bem como acesso a dados como o nível de armazenamento das baterias. No entanto, a verificação dos canais de comunicação com a UF e os ensaios de habilitação para a prestação dos serviços de sistema podem ser integrados. Uma circunstância equiparável pode ocorrer nos consumidores industriais, cujas instalações de consumo habilitado passem a integrar UPAC e/ou baterias.

Importa considerar ainda que, neste caso de habilitação integrada de unidades físicas hibridizadas, os titulares das unidades físicas (caso sejam diferentes) devem consentir expressamente nessa integração e as unidades físicas devem participar no mercado com a mesma lógica integrada (não podendo ter agregadores, BRP ou BSP distintos). O articulado foi alterado no Capítulo IV e no Capítulo V.

A ERSE assinala que o enquadramento da participação das instalações hibridizadas nos serviços de sistema deverá ser aprofundado no futuro e solicita ao GGS propostas nessa matéria. Este tipo de instalações coloca

desafios novos, quer na perspetiva técnica, quer na perspetiva comercial, pelo que merece uma avaliação dedicada. Esta avaliação é ainda mais pertinente porque a hibridização das instalações, de produção ou de consumo, oferece uma resposta mais rápida e de menor custo à necessidade e interesse nestes investimentos.

Para instalações de consumo habilitadas e com UPAC instalada, a venda dos excedentes de autoconsumo confere uma situação excecional quanto à responsabilidade pelos fluxos de energia, permitindo a venda a um agregador diferente do comercializador. Nessa medida, a regra prevista de agregar numa única área de ofertas a dimensão do consumo e da injeção na rede (vd. artigo 49.º) não deve prejudicar a possibilidade de a venda de excedentes ter um BRP distinto. Neste cenário, e na circunstância de a instalação de consumo habilitada, em resposta a uma ativação a subir, inverter a situação de consumo programado para injeção na rede, é necessário alocar o ajuste dessa ativação a cada um dos dois BRP (de consumo e de injeção). Além desta clarificação no Capítulo IV, foi também explicitada a regra de imputação do ajuste de posição aos BRP envolvidos, no Capítulo XXVII, dando prioridade ao ajuste da posição do BRP de consumo.

Ainda em complemento ao caso descrito acima, a ERSE clarifica que no caso de ativos *behind-the-meter* (BtM) numa instalação de consumo, como UPAC ou baterias, por exemplo, a participação no mercado pode ocorrer em dois modelos distintos: o modelo geral, que é o da instalação de consumo integrando todos os seus ativos; e o modelo segregado dos ativos BtM. Quer no modelo integrado, quer no modelo de participação com o ativo BtM, os desvios são calculados para instalação integrada, em cada sentido: consumo ou injeção na rede. A diferença dos dois casos acontece na verificação do cumprimento, que, para o ativo BtM, é feita comparando a ativação (e um programa *ad hoc* para o ativo entregue ao GGS) com o funcionamento do ativo medido no respetivo equipamento de medição dedicado. Esta clarificação foi introduzida no Capítulo sobre Unidades Físicas.

Importa ter presente que a inscrição de ativos BtM pode requerer título de reserva de capacidade para injeção da instalação que acolhe o ativo, assim como terá de assegurar os requisitos de observabilidade aplicáveis. O articulado do MPGGS reflete esta possibilidade de o GGS determinar as condições particulares aplicáveis a estes ativos.

A ERSE reconhece que o modelo enunciado, relativamente à participação de instalações de consumo hibridizadas (com UPAC ou baterias BtM) nos serviços de sistema, é de implementação complexa. O GGS manifestou reservas quanto à sua implementação no imediato, tendo em consideração que a prioridade do esforço de implementação deve estar no produto normalizado de aFRR e nas novas ferramentas da

gestão do sistema. Por outro lado, a ERSE considera que o MPGGS não deve criar obstáculos ao autoconsumo nem à participação de ativos BtM.

Identificam-se duas situações distintas do ponto de vista da complexidade:

- a) Instalação de consumo com UPAC ou com ativo BtM e sem possibilidade de injeção na rede;
- b) Instalação de consumo com UPAC ou com ativo BtM e com possibilidade de injeção na rede.

No caso de uma instalação de consumo sem possibilidade de injeção na rede, o tratamento é mais simples. O BSP deve assegurar a programação do consumo da instalação, para efeitos de verificação do cumprimento das ativações. Em alternativa, como mencionado, o BSP pode programar o funcionamento do ativo BtM, para o mesmo efeito. O BRP de consumo deverá ter a sua posição inicial ajustada pelas ativações da instalação em serviços de sistema.

No caso de uma instalação de consumo com possibilidade de injeção na rede, o tratamento tem uma complexidade acrescida. Por essa razão, a ERSE estabelece a via do projeto-piloto para enquadrar este tipo de participação, por solicitação dos clientes ou BSP interessados. As linhas gerais do funcionamento deste caso incluem a programação, pelo BSP, do consumo e da injeção na rede. Esta programação serve para apurar o ajuste de desvio, seja no BRP de consumo, seja no BRP de injeção (no caso em que sejam diferentes, designadamente no caso da venda de excedentes de autoconsumo), em função do sinal do trânsito de energia na instalação após o ajuste do programa. Para efeitos da verificação do cumprimento das ativações, pode ser usada essa programação ou a programação do ativo BtM. O GGS deve acolher um número limitado de instalações num projeto-piloto para a participação de ativos BtM nos serviços de sistema, onde implemente estes princípios no prazo máximo de 6 meses após a solicitação do BSP. O GGS pode solicitar à ERSE a derrogação de normas do MPGGS com vista a agilizar e simplificar a implementação destes casos. Este mecanismo transitório deve ser reavaliado conjuntamente com os desenvolvimentos que se esperam no domínio do código de rede da resposta da procura e de novos desenvolvimentos no próprio MPGGS.

A mesma ferramenta, do projeto-piloto, é adequada para endereçar em mais detalhe o caso da participação de ativos BtM nos serviços de sistema, que pode necessitar de clarificações adicionais quanto à aplicação das regras do MPGGS ou outra regulamentação. Com efeito, não há ainda experiência prática de aplicação do conceito que é inovador. Assim, a ERSE recomenda aos operadores de rede, em especial o GGS e o operador da RND, que avancem com propostas de projetos-piloto nesta matéria, caso verifiquem a necessidade de especificar regras para este modelo, com o envolvimento dos agentes interessados nesta

forma de participação. Esta eventualidade não deve prejudicar ou atrasar indevidamente o acesso dos utilizadores das redes à participação nos serviços de sistema com ativos BtM.

A ERSE concorda com a sugestão da EDP relativamente ao envolvimento dos agentes prévio à definição dos requisitos de informação sobre os ativos de uma unidade física agregada, a comunicar pelo seu representante ao GGS. O procedimento de consulta e envolvimento dos agentes perante a definição de regras é um princípio transversal a aplicar. O articulado foi alterado no Capítulo IV.

Ainda sobre as Unidades Físicas Agregadas, a ERSE decidiu manter a possibilidade de o GGS propor limites à potência habilitada de uma única UFA, segundo uma proposta justificada e precedida de consulta aos agentes. Esta regra, apenas cautelara, reconhece a diferença entre as unidades físicas tradicionais, cuja potência está implicitamente limitada por diversos fatores físicos e de licenciamento, e estas unidades virtuais agregadas, que não têm esse tipo de limites.

A ERSE considera pertinente a observação da GALP de que a mera alteração do representante de uma unidade física não deve requerer a alteração ou reintrodução dos dados de caracterização da mesma, se já tivesse sido inscrita na GGS. A evolução do mercado e o advento dos agregadores, enquanto representantes das instalações no mercado, poderá trazer uma dinâmica maior quanto aos aspetos comerciais e de representação de instalações no mercado, que não implica igual ritmo de alterações ao nível das características técnicas dos ativos. No entanto, sendo a primeira inscrição de uma unidade física, o seu representante deve prestar os dados necessários a essa inscrição. O articulado foi alterado no Capítulo IV.

Ainda sobre a alteração de BSP representante de uma unidade física, importa referir a consulta pública⁵ recentemente lançada pelo ENTSO-E, relativa ao enquadramento de implantação para a plataforma europeia de troca de energia de balanço das reservas de mFRR e de aFRR e, em concreto, às condições harmonizadas dos termos e condições a implementar pelos operadores de rede. Esta proposta de harmonização dos termos e condições inclui o caso da alteração de BSP de um ativo e inclui diversas regras aplicáveis ao processo de habilitação em geral. Esta proposta deverá ser acompanhada de perto e o MPGGS deverá ser adaptado em conformidade quando se tornar aplicável.

⁵ “Public Consultation - Amendment of the mFRR and aFRR Implementation Frameworks, including Common Harmonisation Proposal”, publicada pela ENTSO-E em 2 de julho 2025 [\[link\]](#).

A ERSE concorda ainda com a GALP relativamente à vantagem da coordenação entre o GGS e os operadores de rede à qual a instalação está ligada, no processo de inscrição da unidade física. Esse mesmo princípio é afirmado pelo ROR (art.º 7.º) quando prevê o registo das características técnicas das instalações pelo operador de rede e o acesso do GGS a esse registo. O art.º 69.º do ROR refere ainda a figura do acordo de cooperação entre o GGS e o operador da RND, o qual inclui a coordenação das respetivas atividades, nomeadamente a gestão e troca de informação, ou a gestão e coordenação dos recursos participantes nos serviços de sistema e/ou em serviços de flexibilidade. De facto, o acordo celebrado no final de 2024 entre o GGS e o ORD, prevê um anexo relativo à coordenação sobre a gestão de instalações participantes em mercado, que inclui precisamente a troca de informação sobre as características técnicas (“estruturais”) e sobre as indisponibilidades.

O MPGGS já prevê, por exemplo, que o GGS deve procurar aceder diretamente à informação necessária junto da plataforma eletrónica de licenciamento, das plataformas do operador de rede de distribuição à qual a instalação esteja ligada, ou outra entidade relevante, substituindo, nesse caso, o requisito de apresentação dos elementos pelo Agente de Mercado. Ainda assim, considera-se que o MPGGS deve acolher também o princípio da coordenação entre o GGS e o operador de rede onde a unidade física esteja ligada, para efeitos de comunicação de informação pelo agregador. O articulado foi alterado no Capítulo IV.

A ERSE concorda igualmente com a proposta da GALP relativa à possibilidade de fixar datas de ativação dos agregadores, para promover a previsibilidade desse processo de alteração. Para tal, introduziu-se a possibilidade de acordo entre o GGS e o agregador quanto à data de efetividade, uma vez cumpridas as condições necessárias. O articulado foi alterado no Capítulo IV.

Ainda sobre a mudança de agregador, a ERSE concorda que é desejável que o processo de transição do regime de tarifa garantida para o regime de mercado seja previsível, permitindo, nomeadamente que o produtor estabeleça um novo acordo de representação com um agregador e que essa representação comece com efeitos imediatos após a perda da tarifa garantida. Não sendo o MPGGS o instrumento indicado para garantir essa coincidência, convida-se a DGEG, o GGS e os produtores, a clarificar atempadamente a data de cessação do regime de tarifa garantida. No que respeita ao processo de mudança de agregador (entre dois representantes distintos), sublinha-se o comentário da GALP que refere a importância do estabelecimento dessa atividade em coerência com o previsto na lei.

Sobre o comentário da Greenvolt, a ERSE esclarece que o MPGGS não aborda (nem restringe) a escolha de agregador por instalações com o mesmo titular. Cada instalação é tratada individualmente,

independentemente do respetivo titular. Assim, caso se observe uma indevida limitação do direito de escolha de representante, cabe ao lesado formalizar uma reclamação junto do GGS e pelos restantes meios aplicáveis. A ERSE esclarece, por esta via, que tal limitação não decorre do MPGGS.

Finalmente, sobre a digitalização do processo de apresentação de procuração pelos representantes, foi objeto de discussão durante a Consulta Pública n.º 105, da ERSE, sobre o MPGGS. Contudo, no contexto atual é ainda mais evidente a necessidade de abertura do mercado de serviços de sistema a novos agentes e utilizadores das redes, para os quais a simplificação e agilização dos processos é determinante. Assim, a ERSE clarificou o MPGGS afirmando o princípio da simplificação do processo de inscrição, recorrendo a documentos digitais, formulários e a minutas de autorização de acesso e partilha de informação junto de outras entidades. O articulado foi alterado no Capítulo IV.

2.1.2 REQUISITOS DE OBSERVABILIDADE E CONTROLABILIDADE DAS UNIDADES FÍSICAS

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

A proposta da ERSE reconhece que o aumento do peso da produção renovável no SEN, resultante da transição energética, torna cada vez mais relevante a condição de observabilidade e controlabilidade prevista no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual (art. 91.º), que estabelece esta condição 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».

Para dar concretização a este requisito legal, o MPGGS proposto passa a clarificar os requisitos de observabilidade aplicáveis às unidades físicas, quer sejam habilitadas ou não-habilitadas (desde que sujeitas à obrigação legal).

Nos casos de unidades físicas em mercado pré-existentes ao Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, e que não cumprem os requisitos de integração no SCADA e de receção de instruções de despacho, o MPGGS propôs a definição de um período de adaptação dessas instalações, de 18 meses, para instalação dos equipamentos e canais de comunicação para integração no SCADA. Propôs ainda dispensar desta obrigação os centros eletroprodutores pré-existentes ao Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, em regime de mercado e com potência de ligação inferior a 10 MW, para salvaguardar o impacte económico sobre as instalações de produção com maior antiguidade. Esta dispensa não se aplica no caso de alterações significativas na instalação, nos termos previstos na Portaria n.º 73/2020, de 16 de março, sobre os requisitos não exaustivos para ligação dos módulos geradores à RESP, nem contraria a regra que venha a

ser definida pelo Regulamento das Redes ou nos processos de licenciamento destes centros eletroprodutores.

A redação proposta para o MPGGS prevê ainda uma possibilidade de aprovação, pelo GGS, de requisitos específicos ou da dispensa de cumprimento dos requisitos, perante a apresentação de razões devidamente fundamentadas pelo produtor. Esta cláusula visa enquadrar, por exemplo, situações de centros eletroprodutores com tecnologias e sistemas de controlo que já não sejam adaptáveis ao novo enquadramento com custos razoáveis ou cujo fim de vida útil esteja próximo (com mais de 20 anos decorridos desde a entrada em exploração), não permitindo diluir o custo de adaptação por um período de exploração adequado.

A proposta de MPGGS inclui ainda a figura do centro de controlo do agente de mercado, que pode centralizar as comunicações em tempo real com o GGS relativas a várias unidades físicas. Esta medida constitui uma flexibilização adicional, facilitadora do cumprimento dos requisitos de observabilidade e controlabilidade.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

A REN sugere a definição de um requisito específico para os sistemas de comunicações das unidades físicas habilitadas, nomeadamente uma taxa de disponibilidade das comunicações de, pelo menos, 99,3%. Para as unidades físicas não-habilitadas aplicar-se-iam os valores incluídos na proposta de MPGGS.

A NGEN comenta que o valor mínimo anual da taxa de disponibilidade das comunicações deveria ser de 96% em todos os casos.

Também sobre a taxa de disponibilidade das comunicações, a APIGCEE e a MEGASA defendem que, face à crescente exigência deste requisito (de 96,7% para 99,0%), o GGS deve disponibilizar informação diária que permita aos agentes monitorizar e verificar a taxa de fiabilidade dos seus canais de comunicação.

A REN sublinha também a importância de aplicar o requisito de observabilidade às unidades físicas não-habilitadas que participam em mercado, mesmo que anteriores ao Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho (que primeiro o definiu de forma geral). A REN comenta, no entanto, que a aplicação do requisito a instalações de produção pré-existentes deveria ser a partir da potência de 1 MW, em coerência com o requisito legal.

A E-REDES e a EDP concordam com a aplicação do requisito de observabilidade às instalações pré-existentes. Contudo, notam que as instalações ligadas à rede de distribuição deveriam estar integradas no SCADA do ORD. A EDP expressa que a obrigação de ligação da instalação a dois SCADA diferentes (ORT e ORD) implica custos acrescidos não justificáveis. A E-REDES refere que os sistemas do ORD e do ORT asseguram a interoperabilidade dos respetivos SCADA e acrescenta que se encontra a desenvolver uma solução simples e de baixo custo, para ligação de instalações ao SCADA do ORD, com base nos sistemas de medição existentes. Portanto, considera que a proposta de requisitos específicos de integração no SCADA pelo GGS deve ser feita em coordenação com o ORD.

A ELERGONE também questiona sobre a necessidade de manter dois sistemas de comunicação em tempo real ativos, com o GGS e com o ORD de ligação.

A Acciona Green Energy Developments sugere que se avalie a materialidade das isenções de adaptação ao requisito de observabilidade no que respeita ao risco potencial que representam. Em sentido contrário, a ELERGONE considera adequada a ponderação da aplicação dos requisitos de observabilidade às instalações pré-existentes.

A APREN considera a imposição de integração no SCADA do GGS uma medida desproporcional e retroativa. A APREN considera que este requisito vai impor investimentos não previstos nos projetos, pondo em risco a estabilidade financeira dos ativos. A APREN sublinha que o ciclo natural de reinvestimento e modernização destes ativos implicará, para a maioria, intervenções no futuro. Nessa altura deverão ser observados os requisitos atuais de observabilidade. Sugere ainda que devem ser observados os princípios da Portaria n.º 73/2020, de 16 de março, sobre os requisitos de ligação dos módulos geradores, quanto à aplicação dos requisitos aos módulos geradores pré-existentes.

A E-REDES comentou que a maioria das instalações que atualmente não cumprem os requisitos de observabilidade e controlabilidade estão ligadas na rede de distribuição. A E-REDES considera fundamental que estas instalações estabeleçam ligação ao SCADA do operador da rede à qual estão ligados, já que este requisito permite também que o GGS disponha no seu SCADA de observabilidade e controlabilidade sobre estas instalações individualmente, através da interligação existente entre os sistemas dos operadores. A E-REDES acrescenta que a ligação ao SCADA do operador, ao qual a instalação está ligada, encontra-se em linha com o previsto na legislação e regulamentação europeia e no ROR. Nota ainda que se encontra a desenvolver uma solução simples e de baixo custo, para ligação de instalações ao SCADA do ORD e que permite observabilidade e alguma controlabilidade. Esta via simplificada pode, na ótica da E-REDES, ser considerada na avaliação de requisitos específicos ou da dispensa de cumprimento dos requisitos,

juntamente com o GGS, assim como a definição dos requisitos adaptados que devem ter as Unidades Físicas Agregadas habilitadas a participar em mercados de serviços de sistema. Para esse efeito, a E-REDES considera que o GGS e o ORD se devem coordenar.

A preocupação da OENEO alinha-se com esta definição de requisitos adaptados às instalações menores, comentando este interessado que os requisitos de integração no SCADA devem ser proporcionais à dimensão das instalações, minimizando os custos para os pequenos produtores.

A Greenvolt refere que a aplicação do requisito de observabilidade às instalações pré-existentes deveria ainda considerar a isenção daquelas instalações que não estejam habilitadas para prestar serviços de sistema. Comenta também que, no caso de centros eletroprodutores que partilhem pontos de ligação à RESP, deve ser considerada a “soma da potência de todos os módulos geradores, a qual constitui a potência de ligação à RESP” para efeitos dos requisitos dos geradores. Neste contexto, questiona se o requisito de ligação ao SCADA se aplica a cada módulo gerador individualmente ou ao conjunto dos módulos geradores. Acrescenta a sugestão de definir “ponto de ligação à rede” para clarificar se se refere ao Posto de Seccionamento (exploração ORD) ou a um eventual ponto de ligação/interconexão à rede a montante das instalações.

A Iberdrola valoriza o reforço dos requisitos de observabilidade e controlabilidade, sublinhando a necessidade de reforçar o papel dos centros de controlo dos agregadores, para implementação desses requisitos, em vez de aprofundar a ligação direta do GGS a cada instalação individual.

DECISÃO DA ERSE

Sobre a proposta da REN para o incremento da exigência da taxa de disponibilidade das comunicações para as unidades físicas habilitadas, nota-se que a proposta da REN não inclui uma suficiente análise de impactes para a gestão do sistema e para os titulares das instalações. Um dos objetivos perseguidos pela presente alteração é criar condições para aumentar os participantes habilitados nos serviços de sistema. O ROR (art. 51.º) define que os requisitos de habilitação «devem ser proporcionados à dimensão dos recursos e dos serviços a prestar». Assim, a ERSE solicita à REN que aprofunde o tema dos requisitos de habilitação, ponderando as necessidades da gestão do sistema, mas também a necessidade de reduzir barreiras à entrada.

No mesmo âmbito, relativamente à sugestão da APIGCEE sobre a apresentação de indicadores de disponibilidade dos canais de comunicação, pelo GGS aos representantes das instalações, a ERSE sublinha

que a alteração do MPGGS reforçou substancialmente os mecanismos de interação e pré-aviso sobre esses indicadores, salvaguardando que as penalizações só são aplicadas depois de afastados os casos de força maior e na ausência de medidas corretivas pelos titulares das instalações.

Tal como referido no documento justificativo da proposta de MPGGS, a aplicação retroativa do requisito de observabilidade teve em consideração a sua aplicação geral prevista na lei, não excecionada, mas também uma ponderação da materialidade e do impacto económico para o produtor e ainda da exequibilidade da medida. Acresce que o Regulamento das Redes, que também regula «os requisitos técnicos e operacionais exigidos aos utilizadores das redes, nomeadamente as condições para o estabelecimento dos canais de comunicação com a gestão global do SEN e os requisitos técnicos e operacionais dos equipamentos de monitorização, registo e controlo necessários para a correta exploração do SEN» (vd. art.º 236.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro), deverá definir um quadro mais completo destes requisitos. Nesta medida, a ERSE decidiu manter a sua proposta quanto ao limiar de elegibilidade para as instalações pré-existentes. Não obstante, clarificou-se, por sugestão da REN, que o regime jurídico aplicável vem desde 2019, pelo Decreto-Lei n.º 76/2019⁶.

Neste mesmo âmbito, clarifica-se que a isenção de instalações não-habilitadas não faria sentido face à obrigação legal de observabilidade aplicável de forma transversal. Também se reconhece que os centros eletroprodutores estão sujeitos a operações de renovação e modernização, as quais os enquadram nos requisitos de ligação à rede de novas instalações (vd. art. 3.º da Portaria n.º 73/2020, de 16 de março). No entanto, a rápida transformação do setor elétrico traz desafios prementes à gestão do sistema, que não se compatibilizam com uma adaptação dos centros eletroprodutores em escalas de tempo mais diluídas.

A ERSE reconhece a pertinência dos comentários contrários à obrigação de ligação da instalação a dois SCADA diferentes, nomeadamente apresentados pela E-REDES e pela ELERGONE. O ROR (art. 8.º) já obriga o GGS e o ORD de ligação a articularem os requisitos de observabilidade, evitando duplicação de custos para o utilizador da rede. O GGS, por seu lado, tem invocado os temas da redundância e da necessidade de ligações diretas entre os seus sistemas e os utilizadores da rede mais relevantes, por questões segurança e fiabilidade da operação. Nestes termos, inclui-se uma disposição final do MPGGS para que o ORD e o GGS revejam, de forma coordenada, os requisitos de ligação aos respetivos SCADA. Esta revisão deve considerar ainda as novas instalações que participam no mercado de serviços de sistema e/ou de flexibilidade, como as instalações de consumo, de armazenamento ou instalações híbridas. Deve também tratar da troca de

⁶ Que procedeu à décima primeira alteração ao Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto.

dados em tempo real entre os operadores, para assegurar a coordenação das instruções enviadas por estes às instalações. Esta matéria deve ser inscrita no respetivo Acordo de Cooperação.

A discussão da observabilidade deve incidir mais sobre o nível de requisitos aplicáveis a cada segmento de utilizadores da rede e menos sobre eventuais isenções. O eventual desenho futuro de soluções de integração no SCADA mais simples e de custo mais reduzido, mencionadas pela E-REDES, deve ser considerado por ambos os operadores para efeitos de aplicação às instalações de menor dimensão, compatibilizando as necessidades do sistema com a mitigação do impacte económico sobre os utilizadores da rede⁷.

Relativamente ao comentário da Greenvolt sobre os centros eletroprodutores que partilham o ponto de ligação à rede, por exemplo, o caso dos centros hibridizados, importa referir que a Portaria n.º 73/2020, de 16 de março, determina que os requisitos aplicáveis aos módulos geradores devem ser considerados pela «soma da potência de todos os módulos geradores, a qual constitui a potência de ligação à RESP» (n.º 4 do artigo 3.º). E os requisitos assim considerados aplicam-se a todos os módulos geradores. Analogamente, o artigo do MPGGS relativo aos requisitos operacionais das unidades físicas foi alterado para clarificar o entendimento de que se aplicam a todos os módulos geradores no mesmo ponto de ligação à RESP e que a elegibilidade para os requisitos de observabilidade considera a soma das potências de todos os módulos.

A ERSE considera ainda que cabe ao Regulamento das Redes uma definição mais objetiva do ponto de ligação à rede, nos termos propostos pela Greenvolt.

⁷ Outros operadores de rede desenvolveram soluções e procedimentos específicos para a integração de geradores de pequena dimensão nos respetivos SCADA. Ver, por exemplo, o caso da Northern Ireland Electricity Networks [<https://www.nienetworks.co.uk/about-us/distribution-code/ssg-scada>].

2.1.3 HABILITAÇÃO PARA PARTICIPAR NOS SERVIÇOS DE SISTEMA

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

A proposta de alteração do MPGGGS incluiu expressamente a figura dos centros de controlo dos agentes de mercado. Estes centros de controlo são inerentes à atividade de agregação e permitem a intermediação entre as instalações ou unidades físicas e o GGS, seja para efeitos de observabilidade e controlabilidade, seja para a troca de informação e instruções de despacho no âmbito da participação nos serviços de sistema. O centro de controlo do agregador pode integrar unidades físicas do próprio agregador ou apenas representadas por si.

A ligação direta do centro de controlo do agente de mercado ao GGS não impede que o GGS mantenha o acesso direto às unidades físicas com obrigação de integração no SCADA. Também, pela criticidade desta infraestrutura, o MPGGGS propõe definir requisitos especialmente exigentes sobre estes centros de controlo e um processo próprio de habilitação.

Estes centros de controlo são essenciais para dinamizar a participação da procura e da produção descentralizada, delegando nos agregadores a integração com os aspetos mais exigentes da participação no mercado.

No que respeita à habilitação de unidades físicas, a proposta clarifica que existem requisitos operacionais básicos e requisitos específicos de habilitação para a prestação de determinados serviços de sistema. A proposta também estabelece os princípios gerais aplicáveis ao processo de habilitação, incluindo a necessidade de revalidar periodicamente, e as particularidades das Unidades Físicas Agregadas. Nesta matéria é especialmente relevante acompanhar os desenvolvimentos do novo código de rede de resposta da procura⁸.

O processo de habilitação de unidades físicas para participar nos serviços de sistema deve atender à sua dimensão, prevendo-se a necessidade de o GGS estabelecer processos adaptados.

⁸ A ACER submeteu a proposta de código de rede à Comissão Europeia, no dia 7 de março de 2025 [disponível em: <https://www.acer.europa.eu/news/new-network-code-demand-response-will-further-advance-energy-transition>].

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Diversos comentários (EDP, Endesa, GALP) sublinham que o processo de habilitação só deveria repetir-se na eventualidade da instalação sofrer alterações significativas, no sentido previsto no art.º 3.º da Portaria n.º 73/2020, de 16 de março, que estabelece os requisitos não exaustivos aplicáveis aos módulos geradores. Os comentários referem o custo associado aos ensaios como fator condicionador.

A EDP e a GALP concordam, assim, com a proposta inscrita no MPGGS de que o histórico de bom cumprimento das ativações na participação nos serviços de sistema seja considerado em substituição de um novo ensaio. Considera que esta deve ser a prática adotada por defeito pelo GGS.

A Megasa considera que o GGS deve informar os agentes de mercado sobre o calendário previsto para os ensaios das suas instalações, por decurso do prazo estipulado no MPGGS, e dos procedimentos e requisitos aplicáveis.

A Acciona considera que a simplificação dos ensaios de habilitação para unidades físicas de pequena dimensão não deve dispensar a realização de testes básicos, que garantam a capacidade da unidade para contribuir para a segurança do sistema.

Sobre a mesma questão, a REN propõe que esta simplificação dependa do serviço de sistema em causa e da dimensão das instalações. Em concreto, refere que a prestação dos serviços de FCR ou de aFRR deveria incluir obrigatoriamente um ensaio de todas as instalações habilitadas acima de 1 MW. A REN avança ainda uma proposta para detalhar os requisitos prévios para o processo de habilitação, clarificando a aplicação dos dois níveis de procedimento previstos no projeto de código de rede de resposta da procura (a pré-qualificação e a verificação de produto).

A REN comenta que a alteração de habilitação também se aplica à modificação do valor da potência habilitada para um dado serviço (além da recomposição da área de ofertas) e que deveria ser enquadrada no conceito de reavaliação da habilitação.

A E-REDES considera que a realização de ensaios nas unidades físicas, agregadas ou não, que se encontram ligadas à rede de distribuição, deve ser coordenada com o ORD, para garantir que existem condições para a sua realização. A ocorrência de contingências na rede de distribuição pode impossibilitar o ensaio e devem ser avaliadas durante o seu planeamento.

A EDP comentou que o MPGGS deveria definir, pelo menos, os requisitos gerais de habilitação das Unidades Físicas Agregadas ou determinar um prazo para essa definição pelo GGS, para permitir a preparação atempada dos Agentes de Mercado. Adicionalmente, a EDP considera que estes requisitos devem ser colocados em consulta pública pelo GGS, antes da sua aprovação.

Relativamente à proposta de repetição dos ensaios de habilitação perante uma alteração da constituição da Área de Ofertas, a EDP considera 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 EDP considera ainda que o limiar da variação da respetiva potência habilitada para impor novo ensaio deve ser o maior entre os valores de 25% ou 10 MW, tendo em consideração o valor agregado dessa Unidade Física, 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 Greenvolt apoiou a regra proposta, de repetição do ensaio quanto atingido pelo menos um dos limiares referidos.

Sobre a mesma questão, a Endesa comenta que o ensaio apenas deve ser aplicável no caso de incremento da potência habilitada, através da entrada de novas Unidades Físicas na Área de Ofertas, mas não no caso contrário.

A Endesa e a NGEN contestam a opção de impor que a sala de comando (centro de controlo) do agente de mercado esteja situada em Portugal (ou, pelo menos, uma segunda sala de comando, redundante). Acrescenta a Endesa que esse requisito constitui uma barreira à entrada de novos agentes, devendo pelo menos ser considerada a área do MIBEL como elegível para a localização das salas de comando.

Outro interessado solicita apenas que o MPGGS clarifique que o centro de controlo principal se pode localizar fora do território nacional, desde que exista um centro de controlo redundante em território nacional e os testes de habilitação e a documentação técnica demonstrem a sua efetividade.

DECISÃO DA ERSE

A proposta de concretização do Regulamento SO quanto à periodicidade mínima de reavaliação da habilitação das instalações foi bem recebida, em particular a consideração da prestação efetiva das ativações de serviços de sistema em substituição dos ensaios. A ERSE clarificou na redação do Capítulo IV a prevalência desse mecanismo como instrumento de reavaliação periódica da habilitação. Também clarificou o tema da significância das alterações aos ativos prestadores dos serviços de sistema, remetendo

a interpretação para o previsto na Portaria n.º 73/2020, de 16 de março. Foi ainda incluída a obrigação de o GGS comunicar um calendário anual de ensaios aos representantes das Unidades Físicas, para que esse processo seja antecipado e preparado pelos mesmos. Este calendário não deve corresponder a um pré-aviso do ensaio.

Sobre o processo de habilitação simplificado referido pela Acciona, remete-se para a definição dos requisitos específicos para instalações integradas em Unidades Físicas Agregadas, pelo GGS. Não obstante, concorda-se que a prestação de serviços mais exigentes e com maior criticidade para a segurança do sistema devem ter um processo de habilitação mais exaustivo, conforme refere a REN.

A ERSE introduziu alterações de clarificação no processo de habilitação, no Capítulo IV, no sentido proposto pela REN. Estas alterações correspondem a uma melhor concretização dos critérios de diferenciação de requisitos em função da dimensão das unidades físicas e dos serviços habilitados, conforme tinha sido proposto pela ERSE na consulta pública.

Passa a ser previsto um procedimento simplificado – verificação de produto – em que não há um ensaio prévio, mas sim uma confirmação ex-post da correta prestação do serviço ativado. Para unidades físicas de maior dimensão ou para serviços de sistema mais exigentes, mantém-se a obrigação da realização de ensaio, num procedimento denominado de pré-qualificação. Este desenvolvimento facilita os passos seguintes para a implementação das Unidades Físicas Agregadas. No entanto, não substitui na totalidade a necessidade de desenvolver requisitos de habilitação específicos, mais apropriados a unidades físicas de menor dimensão.

Tal como se referiu no ponto 2.1.1 deste Relatório, a ENTSO-E publicou uma consulta pública sobre as condições harmonizadas dos termos e condições do enquadramento de implantação para a plataforma europeia de troca de energia de balanço das reservas de mFRR e de aFRR. Esta proposta de harmonização dos termos e condições inclui muito em particular o tema da habilitação de unidades. A ERSE reconhece a necessidade de acompanhar de perto a evolução desta consulta, em conjunto com o GGS, prevendo-se a eventualidade de adaptar o MPGGS em conformidade a breve prazo. Não obstante, considera-se que o texto agora aprovado do MPGGS se alinha, em termos gerais, com a proposta da ENTSO-E.

O processo de alteração da habilitação foi clarificado para abranger, quer a recomposição das áreas de ofertas, quer a alteração da potência habilitada para um determinado serviço. A ERSE considera que esta alteração de condições é diferente da reavaliação da habilitação de uma unidade física sem alterações, mantendo os dois conceitos separados no articulado.

A ERSE concorda que a realização de ensaios em instalações ligadas na rede de distribuição deve ser coordenada com o respetivo operador, em linha com o princípio definido no ROR (vd. artigo 51.º). O articulado do Capítulo IV foi clarificado em conformidade.

Quanto aos requisitos de habilitação das Unidades Físicas Agregadas e das instalações que nelas se integram, concorda-se que o GGS deve consultar os interessados no processo de definição desses requisitos. Foi clarificada essa etapa do processo no Capítulo IV. Importa considerar que estes requisitos proporcionais devem integrar inovações tecnológicas ao nível dos sistemas de medição instalados e ter em conta a relevância individual das instalações participantes nestas Unidades Físicas Agregadas. Sublinha-se que a matéria tem relação com os códigos de rede de ligação de instalações de consumo e de geração, em reformulação, e de resposta da procura, em preparação⁹.

A repetição dos ensaios de habilitação no caso de alterações nas instalações foi clarificada no sentido de reconhecer o conceito de “modernização” previsto na Portaria n.º 73/2020, de 16 de março, e nos códigos de rede europeus de ligação do consumo e de ligação de geradores, ambos sob revisão, e de resposta da procura, em elaboração, incluindo ainda alterações no Regulamento EB.

No âmbito das Unidades Físicas Agregadas, a alteração das instalações que compõem a agregação pode exigir uma reavaliação da habilitação. Recentemente, em 7 de março de 2025, a ACER submeteu à Comissão Europeia a sua proposta de código de rede de resposta da procura. Nesta matéria, a proposta da ACER (vd. artigo 22.º) refere que a reavaliação da habilitação de uma unidade ou grupo prestador de serviços de flexibilidade deve ser uma prerrogativa do operador de rede, no caso de a unidade ou grupo modificarem a potência habilitada em mais de 10% ou de 5 MW (o menor valor), sendo superior a 0,5 MW, face ao valor habilitado anteriormente (tendo seguido o devido processo), devido a entradas ou saídas de instalações na unidade agregada ou a modificações das instalações já agregadas. Esta regra, apesar de não aprovada nem vigente, deve orientar a clarificação do MPGGS requerida por alguns interessados. Acresce que deve ser considerada a proposta de harmonização dos termos e condições no âmbito do enquadramento de implantação das plataformas de mFRR e de aFRR, publicada pela ENTSO-E, em julho de 2025. Esta proposta também estabelece critérios para a repetição do processo de habilitação no caso de grupos de unidades físicas, propondo o critério da variação de 10% da potência habilitada ou 3 MW (o menor dos dois valores).

⁹ A proposta de código de rede de resposta da procura enviada pela ACER à Comissão Europeia, em 7 de março de 2025, inclui ainda propostas de alteração do Regulamento EB, nomeadamente sobre os requisitos de qualificação.

Assim, o articulado do Capítulo IV do MPGGS foi clarificado para explicitar que os critérios de reavaliação da habilitação se aplicam para o menor dos respetivos valores e quer na entrada ou saída de instalações. A ERSE acompanhará as evoluções do código de rede de resposta da procura, a proposta de harmonização dos termos e condições das plataformas de mFRR e de aFRR e a experiência de implementação do MPGGS, promovendo a necessária harmonização em devido tempo.

A criação da figura do centro de controlo do agente de mercado, assumindo a ligação direta ao GGS e aos seus sistemas de observabilidade e controlo, permite afirmar e clarificar o papel do agregador. Por outro lado, reconhece-se que a uniformização das regras do mercado interno de eletricidade e a integração dos mercados facilita a expansão da atividade dos agregadores a outros mercados geográficos, incluindo a centralização dos respetivos sistemas e centros de controlo. Não obstante, a zona de controlo potência-frequência é a RESP e a deslocalização dos centros de controlo coloca riscos adicionais ao SEN. Esta preocupação esteve na base da proposta do GGS, que a ERSE acolheu na revisão do MPGGS. Assim, considera-se equilibrada a solução proposta, a qual permite a existência de um centro de controlo fora do território nacional, na condição de que exista um centro de controlo redundante, em território nacional, igualmente habilitado, e desde que o agente de mercado assegure a comutação entre centros num prazo máximo de três horas.

2.1.4 ÁREAS DE OFERTA, BSP E BRP

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Embora a proposta de alteração do MPGGS não tenha incidido sobre os conceitos de área de ofertas, área de rede, BSP ou BRP, por exemplo, a implementação do produto de aFRR trouxe um conceito adicional – unidade de ofertas, correspondente a um conjunto de unidades físicas prestadoras de aFRR que o façam de forma agrupada. Quer nessa matéria, quer nas restantes unidades de agregação de instalações (utilizadores da rede) previstas no MPGGS, a consulta recebeu comentários e propostas que importa analisar.

A REN propõe que todas as instalações hibridizadas, que partilham um ponto de ligação à RESP, estejam integradas na mesma Área de Ofertas.

A Energy Traders Europe comenta que o conceito de áreas de oferta deveria ser eliminado, assegurando que as ofertas de energia de regulação são feitas por carteira do BSP. O comentário refere que as ofertas no modelo atual implicam complexidade acrescida, agravada com a adoção da MTU de 15 minutos no

mercado diário e intradiário. Em contrapartida, deveria ser implementado um mercado de resolução de congestionamentos, com ofertas específicas.

A GALP e outro interessado referem que a atual segregação de áreas de ofertas e áreas de rede prejudica a flexibilidade do modelo de negócio dos agregadores, que pretendem agregar ou segregar as várias instalações representadas segundo lógicas comerciais distintas dos critérios estabelecidos no MPGGS. A proposta solicita que, no mínimo, seja possível ao BSP criar várias áreas de oferta (seja de produção, armazenamento ou consumo) na mesma área de rede, facilitando a gestão dos ativos de terceiros agregados.

Um interessado propõe a clarificação dos conceitos de BRP e de BSP, nomeadamente, permitindo que um mesmo agente de mercado segmente a sua carteira constituindo vários BRP. O mesmo interessado propõe uma simplificação e clarificação dos conceitos de agregação de instalações para participação no mercado, que na proposta têm diversas configurações (unidade de programação, área de ofertas, unidade física, unidade física agregada, grupo de unidades físicas, unidade de liquidação).

A REN propõe o uso do conceito de “zona de ofertas” em substituição do “grupo de unidades físicas”, usado no âmbito da prestação do serviço de aFRR.

A REN propõe a atualização da Área de Rede Sul para incluir a nova instalação de Panóias.

Os comentários relativos às regras de programação aplicáveis a Unidades Físicas Agregadas ou a Unidades Físicas de consumo habilitado, que constam do Capítulo das áreas de Oferta, são tratados no âmbito do tema da agregação (ver ponto 2.2 deste Relatório).

A REN observa que a suspensão de Unidades Físicas Agregadas por incorreta programação do respetivo BSP corresponde, de facto, à suspensão da correspondente Área de Ofertas.

DECISÃO DA ERSE

O conceito de área de ofertas veio substituir o anterior modelo de áreas de balanço, tornando-o mais operacional, por assentar numa definição de áreas de rede no MPGGS, e mais promotor da agregação, ao permitir maior diversidade de unidades físicas numa mesma área de ofertas. As áreas de ofertas passaram, em 2022 (consulta pública n.º 105, da ERSE), a incluir as unidades físicas de consumo habilitado, sem restrições de localização.

Na revisão do MPGGS em 2023 foi instituída a verificação do cumprimento de ativações de RR e mFRR por conjunto de áreas de ofertas do mesmo BSP. Dessa forma, manteve-se obrigatória a apresentação de ofertas segregadas por área de ofertas, mas passou a ser automática a possibilidade de responder às ativações com todo o portefólio do BSP, salvo se o GGS determinar limitações ao funcionamento das áreas de ofertas. De facto, a manutenção da utilização das áreas de ofertas relaciona-se com os mercados de resolução de restrições, que recorrem a ofertas específicas segundo a sua localização.

A ERSE clarificou o articulado relativo aos critérios de definição de uma Área de Ofertas.

Sobre a proposta da REN de integrar as instalações hibridizadas no mesmo ponto de ligação numa mesma Área de Ofertas, a ERSE reconhece a preocupação da REN quanto à operacionalização da participação em mercado de serviços de sistema de unidades sujeitas à restrição de partilharem a ligação à rede. Embora possam ser instalações de produção com BRP diferentes, por exemplo, no caso do sobreequipamento ou da hibridização de produtores com tarifa garantida, concorda-se que as unidades físicas habilitadas que partilhem o ponto de ligação à RESP sejam obrigatoriamente integradas numa única Área de Ofertas. Esta decisão tem como consequência que estas unidades físicas habilitadas têm de partilhar o BRP. Note-se que esta restrição não impede algum potencial conflito no uso da capacidade de ligação à rede, mas o mesmo acontece no caso de ativos habilitados *behind-the-meter*, cuja possibilidade se prevê no MPGGS. Foi ainda considerada a possibilidade de o GGS determinar exceções a esta regra, pensando em potenciais conflitos entre os critérios definidos para a criação de Áreas de Ofertas. O articulado do Capítulo V foi alterado no sentido descrito.

Embora se tenha alterado o procedimento da resolução de restrições técnicas, a reformulação mais profunda desses procedimentos, como defendido pela Energy Traders Europe, não foi equacionada neste momento. A ERSE mantém este tema sob análise, incluindo pelo crescimento significativo destes custos com resolução de restrições.

A entrada de novos tipos de agentes de mercado, em concreto, os agregadores, traz diferentes perspetivas sobre as regras do MPGGS, que importa acolher. Alguns agentes têm vindo a solicitar a possibilidade de construir carteiras de ativos (portefólio) totalmente integradas, de forma a terem a flexibilidade total para, com os seus ativos, responderem às ativações dos mercados de serviços de sistema. No entanto, nesta consulta há também solicitações para separar as áreas de ofertas do agente de mercado, de acordo com a sua estratégia comercial (e com os contratos que firma com os titulares das instalações representadas).

Enquanto a agregação de unidades físicas pode criar constrangimentos à gestão do sistema, por aumentar a imprevisibilidade dos níveis de funcionamento das instalações e dos trânsitos de energia na rede, a segregação de áreas de ofertas em áreas mais pequenas não coloca esse tipo de dificuldade. A criação de várias áreas de ofertas de um único agente de mercado em circunstâncias que poderiam ser resolvidas com uma única área de ofertas é similar ao caso de ter essas unidades físicas alocadas a diferentes agentes de mercado em vez de um único. Assim, trata-se mais de uma questão administrativa do que técnica. Não obstante, a gestão de múltiplas áreas de ofertas do mesmo BSP pode trazer outro tipo de dificuldades à gestão do sistema, associadas a uma potencial explosão do número de entidades ou objetos a gerir pelo GGS.

Face aos comentários recebidos e ao entendimento exposto, a ERSE clarificou o Capítulo V para permitir que um BSP inscreva mais do que uma área de ofertas do mesmo tipo (atendendo aos critérios definidos para a criação das áreas de ofertas), assegurando que uma unidade física apenas pode integrar uma área de ofertas. Nota-se que, neste caso, apesar da segregação das Áreas de Ofertas do mesmo BSP, a verificação do cumprimento das ativações continua a ser feita para o conjunto das suas Áreas de Ofertas. Foi ainda incluída uma cláusula de salvaguarda que permite ao GGS propor à ERSE a introdução de restrições à proliferação de áreas de ofertas do mesmo agente de mercado, caso se verifique que esta nova medida causa, ou pode causar, problemas operacionais relevantes. O GGS deverá justificar a proposta a enviar à ERSE neste contexto.

Os interessados solicitam ainda a possibilidade de um mesmo Agente de Mercado criar vários BSP, tal como existe em Espanha e tal como está expressamente previsto no MPGGS para o caso dos BRP. Embora se considere que a possibilidade de segmentar as Áreas de Ofertas (referida no parágrafo anterior) já acomoda, em boa parte, o sentido da solicitação, a ERSE considera não haver impedimentos relevantes para a criação de vários BSP por um mesmo Agente de Mercado. A ERSE considera que a opção solicitada seria sempre possível através da criação de vários Agentes de Mercado interdependentes, apenas para efeitos formais. Assim, a viabilização desta possibilidade foi incluída no Capítulo II do MPGGS.

No modelo concretizado, os vários BSP são tratados para efeitos do mercado de serviços de sistema como se fossem agentes de mercado separados, embora nada impeça a partilha de responsáveis e pontos de contacto. No entanto, sendo múltiplos BSP do mesmo Agente de Mercado, considera-se que a responsabilidade financeira perante o SEN é assumida por este Agente de Mercado de forma conjunta, tal como se previa para o caso de um Agente de Mercado com múltiplos BRP.

A ERSE reconhece que os conceitos do MPGGS têm vindo a alterar-se sucessivamente, nomeadamente os que dizem respeito às unidades de agregação para efeitos de participação nos vários mercados de energia. Essa modificação é conduzida pela previsão de novas formas de participação no mercado (agregação independente, clientes ativos) e pela evolução da própria configuração das instalações (cuja tendência é de hibridização, incluindo produção e/ou armazenamento em instalações de consumo, ou incluindo armazenamento ou várias fontes de energia em instalações de produção). O MPGGS contém ainda disposições que se assumem como provisórias e em desenvolvimento, como por exemplo, no que respeita à possibilidade de prestação do serviço de aFRR em grupos de unidades físicas (unidades de ofertas). Assim, a ERSE toma nota do comentário que propõe uma simplificação destes conceitos e promoverá esse exercício em futuras oportunidades de revisão do MPGGS.

Tal como proposto pela REN, a Área de Rede Sul foi atualizada para incluir a nova instalação de Panóias.

O articulado foi alterado para referir que a incorreta programação pelo BSP de Unidades Físicas Agregadas pode levar à suspensão da correspondente Área de Ofertas. Note-se que o BSP pode agregar mais do que uma UFA ou unidade física de consumo habilitado numa mesma Área de Ofertas.

2.2 PARTICIPAÇÃO DE UNIDADES FÍSICAS AGREGADAS

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

A proposta da ERSE no que respeita à agregação, teve como objetivo aplicar princípios e orientações, dando abertura ao GGS para propor metodologias de implementação. O GGS deve publicar requisitos especiais para as Unidades Físicas Agregadas, adaptados à realidade da dimensão e características das instalações, e tem a possibilidade de propor um limite à dimensão de cada Unidade Física Agregada. Foi prevista a coordenação entre operadores de rede de transporte e de distribuição e a definição de critérios com vista a evitar a duplicação de processos. Nota-se que, no universo da agregação de instalações de pequena dimensão, se espera uma maior dinâmica ao nível da entrada e saída de instalações nas Unidades Físicas Agregadas ou ao nível dos próprios agregadores, cuja inscrição de unidades físicas não depende da sua construção e licenciamento, mas sim da sua angariação junto dos respetivos titulares das instalações.

A ERSE propôs que as alterações da carteira de agregação apenas impliquem a respetiva requalificação no caso de terem expressão significativa, estando esse processo sujeito a um limiar mínimo de alteração face à potência pré-qualificada sujeita a um processo de habilitação.

Na metodologia de programação inicial nas instalações com potência abaixo de 1 MW, a proposta considerou a existência de, pelo menos, uma hipótese de escolha entre auto-programação e propostas do GGS de programação por algoritmo. A seleção do modo e método de programação garante a sua aplicação durante o período mínimo de 1 mês.

A proposta da ERSE manteve o modelo de correção de desvios do BRP no caso dos consumidores habilitados e optou pelo modelo não corrigido para a participação de Unidades Físicas Agregadas. O modelo não-corrigido é o modelo mais simples que permite implementação imediata, limitando a complexidade ao nível do relacionamento comercial entre o comercializador/agregador e o cliente final, durante um período inicial de desenvolvimento destes serviços. A proposta prevê a necessidade de avaliação do impacto deste modelo, pelo GGS, através de um estudo a enviar à ERSE no prazo de um ano após a inscrição da primeira unidade física agregada.

Estas propostas foram orientadas pela proposta de código de rede da resposta da procura, que a ACER enviou à Comissão Europeia ¹⁰, nomeadamente sobre a utilização de algoritmos de *baseline* para a programação, sobre o ajuste de desvios ou sobre os requisitos de habilitação.

Para a participação de instalações de consumo em serviços de sistema, a proposta é de considerar a integração dos dois sentidos do trânsito de energia (consumo e injeção para a rede) na mesma área de ofertas, pertencendo a um mesmo BSP. Foi ainda proposta a participação de pontos de medição internos no mercado de serviços de sistema de ativos flexíveis, à semelhança das outras instalações.

A proposta de MPGGS colocada em consulta atribui tarefas específicas ao GGS para, no prazo de 6 meses após aprovação do MPGGS, criar metodologias de programação por algoritmo, incluindo uma consulta prévia aos interessados.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Os comentários recebidos reconhecem os aspetos positivos da simplicidade processual e redução de custos, em particular, no que respeita à agregação de unidades de potência até 1 MW, recomendando, por outro lado, ponderação face à necessidade de garantia de qualidade na prestação dos serviços de sistema.

O Conselho Consultivo considera que deve ser promovida a adaptação às novas exigências tecnológicas, possivelmente através de incentivos e de apoio técnico, de forma a que todos os agentes de mercado tenham condições e formas de participação ativa nos novos mercados de flexibilidade e dos serviços de sistema.

A E-REDES considera que será útil a realização de projetos-piloto para inscrição de unidades físicas co-localizadas e ainda que os equipamentos da rede inteligente podem fornecer observabilidade, tendo em curso projetos que permitem a recolha e disponibilização de dados em tempo quase-real. A E-REDES propõe ainda que a definição dos requisitos para participação das Unidades Físicas Agregadas seja coordenada em conjunto pelo GGS e ORD.

¹⁰ A ACER enviou à Comissão, em 7 de março de 2025, a sua proposta de código de rede de resposta da procura, após receber propostas da ENTSO-E e da EU DSO Entity e de um processo de consulta pública. [[link](#) para a proposta].

Habilitação

O Conselho Consultivo considerou positiva a simplificação de procedimentos, contudo, assinalou que a habilitação de instalações de consumo, produção, ou armazenamento com potência abaixo de 1 MW não deve comprometer a qualidade na prestação dos serviços de sistema. A verificação da capacidade técnica e a monitorização da resposta devem ser adequadas e não comprometer a observabilidade individualizada pelos ORD.

A ACEMEL, a USENERGY e a ONEO reconhecem o mérito da simplicidade processual e custos administrativos reduzidos para a participação de instalações, em particular com potência inferior a 1 MW, de modo a permitir maior acesso à flexibilidade do sistema e incentivar a participação dos produtores em autoconsumo. A GALP considera também positiva a dispensa da apresentação de procuração para inscrição de instalações até 1 MW.

A Greenvolt, a EDP e a Endesa pronunciaram-se sobre a proposta de que uma Unidade Física Agregada deve ser sujeita a requalificação perante uma variação superior a 25% da potência habilitada de uma unidade física agregada ou superior a 10 MW. Estes comentários são analisados no ponto 2.1.3 deste Relatório.

A Elergone refere que seria adequado ao GGS ter um processo simplificado para receber atualizações de informação relativa às instalações, através da consulta ao Portal do Autoconsumo, no caso das UPAC, e portal de licenciamento, no caso dos restantes centros eletroprodutores. Por outro lado, a pré-qualificação efetuada junto do ORD deve ser aceite como elegível também para os serviços de sistema e clarificado se é necessário manter o sistema de comunicação em tempo real ativo para os dois operadores (ORD e GGS), sendo que instalações com potência superior a 1 MW são obrigadas a ter o SCADA ligado ao ORD.

Modelo de liquidação de desvios e agregação de instalações de múltiplos BRP

O Conselho Consultivo considera que a utilização do modelo não corrigido tem sido adotada para o serviço de FCR, tendo em consideração as suas características - provoca ativações praticamente nulas em período quarto-horário e, por isso, não induz desvios no BRP com materialidade. A extensão desta metodologia a outros serviços de sistema induz desvios no BRP, pelo que o Conselho Consultivo considera que a proposta deve ser reavaliada. A falta de informação do comercializador/agregador sobre as ativações que ocorreram nas instalações que fazem parte da

sua carteira de comercialização ou agregação poderá induzir em erros nas previsões futuras de consumo ou produção das suas carteiras.

A APIGCEE considera que a escolha do modelo não-corrigido de tratamento de desvios é razoável dada a simplicidade de implementação e pela característica de o comercializador continuar a faturar o cliente com base nos valores medidos no contador.

A APREN considera que a inexistência de trocas de informação entre comercializadores e agregadores ou outras entidades limita o acesso às informações relativas à ativação de serviços de sistema nos clientes que compõem a carteira desses agentes, o que causa desafios às previsões futuras. Recomenda, no entanto, a realização de um estudo que permita consolidar e fundamentar a escolha do modelo e ainda que os comercializadores e agregadores devem ter acesso à informação de ativação dos serviços de sistema dos clientes que compõem o seu agregado.

A E-REDES concorda com a proposta, uma vez que o modelo não corrigido simplifica os procedimentos ao nível do relacionamento comercial entre o comercializador e o cliente final, reduzindo barreiras à participação destes clientes em serviços de agregação, não limita a necessidade de existir um único BRP associado a todas as instalações que integram a unidade física agregada, limita muito os impactos ao nível da disponibilização de dados e faturação de acessos, evitando a complexidade de cálculo de múltiplos diagramas de carga para a mesma instalação, e permite ganhar experiência com a participação das instalações de menor dimensão nos mercados de serviços de sistema. A E-REDES pretende participar no estudo a elaborar pelo GGS sobre o impacto do modelo não corrigido sobre os BRP.

A Greenvolt considera adequada, numa primeira fase, a opção pelo modelo não corrigido, sendo este o modelo que exige menos alterações.

A Endesa refere que o modelo de agregação deve ser sempre corrigido, para que não haja uma distorção no mercado retalhista e para que tenha sentido a venda de energia de balanço a baixar. Refere que o modelo de agregação proposto em Espanha será um modelo corrigido e com “compensação” ao comercializador.

A EDP propõe que se considere um modelo corrigido, para identificação dos benefícios e atribuição de responsabilidade pelos desvios causados por uma ativação de serviços, em linha com o estabelecido na Diretiva (UE) 2019/944 (artigo 17.º).

A REN considera uma boa opção a manutenção do modelo corrigido no caso dos consumidores habilitados e das demais unidades físicas. Assim, recomenda que a implementação do modelo não corrigido seja reconsiderada. Os modelos de agregação devem ser avaliados na perspectiva do serviço prestado e não pela dimensão da instalação participante, uma vez que o produto impacta a quantidade de energia e o valor económico transacionado. O modelo não corrigido deve ser aplicável a produtos com pequena componente energética, como o FCR (desvios reduzidos, ativações com baixa componente energética, ativações curtas e temporalmente localizadas). A REN propõe a aplicação do modelo corrigido para Unidades Físicas Agregadas em aFRR e mFRR, mantendo o não corrigido para FCR. Refere ainda que um investimento num modelo de agregação mais robusto poderá ter um impacto económico e operacional inicialmente maior, mas, a longo prazo, beneficiará todos os Agentes de Mercado.

A Iberdrola considera que os motivos enunciados pela ERSE para a escolha do modelo não corrigido, não podem ser fatores determinantes da opção da ERSE.

A REN propõe que as Unidades Físicas Agregadas não possam incluir instalações de diversos BRP. Na mesma linha, o Conselho Consultivo considera que a inclusão de instalações agregadas associadas a diferentes BRP irá impossibilitar uma correta quantificação das quantidades a imputar a um determinado BRP.

Métodos de programação (baseline)

O Conselho Consultivo considera que ao GGS deve caber o papel de identificar as diversas metodologias de programação por algoritmo passíveis de ser utilizadas, enquanto que definição do programa base de funcionamento deve ser concretizada pelo BSP e enviada para o GGS, devendo ser constituídos mecanismos de monitorização da *baseline*.

A E-REDES considera que a proposta de programação por algoritmo a apresentar pelo GGS deve ser alvo de cooperação com o ORD, dado que as instalações alvo destas metodologias são de pequena dimensão tendo o ORD um papel relevante no apuramento de dados.

A REN considera que o período de 6 meses proposto para preparação das metodologias de programação por algoritmo é reduzido, devendo ser aumentado. Refere ainda que a responsabilidade pelo GGS de propor a metodologia pode gerar conflitos entre o BSP e GGS na adoção de penalidades, derivadas de disponibilidade de uma determinada área de ofertas em prestar o serviço.

DECISÃO DA ERSE

A proposta de MPGGS já dá resposta a alguns dos comentários relativos à simplificação de procedimentos, nomeadamente a dispensa de apresentação de elementos redundantes na inscrição de unidades físicas e na atualização das características das unidades físicas, através do acesso direto a esses elementos (e.g. o acesso à plataforma eletrónica de licenciamento e plataformas do ORD). Foi também prevista a adoção de ferramentas digitais para apresentação e autenticação dos pedidos de inscrição de unidades físicas.

Ao nível da coordenação entre o GGS e o ORD, a ERSE reconhece a pertinência dos comentários que reforçam o papel do ORD na definição de requisitos de participação das unidades físicas em agregação, nomeadamente na observabilidade das instalações ligadas à rede de distribuição, e na coordenação do agendamento de ensaios de habilitação pelo GGS. No mesmo sentido, a ERSE reconhece que a inscrição de um ativo co-localizado numa instalação ligada à RESP deve ter em conta a coordenação com o ORD.

A ERSE recebe com satisfação o comentário da E-REDES que refere a existência de projetos em curso para a potenciação das redes inteligentes para fornecer observabilidade em tempo real das instalações, sem custo adicional para o respetivo titular. Este tipo de soluções poderá ser importante para endereçar a preocupação do Conselho Consultivo, que sugere a simplificação de procedimentos, mas com a manutenção das garantias de efetiva e correta prestação dos serviços de sistema.

Relativamente à referência da E-REDES à utilização de projetos-piloto para desenvolver o modelo de participação nos mercados de serviços de sistema com ativos co-localizados (*behind-the-meter*), sublinha-se que, tal como descrito no ponto 2.1.1, a ERSE introduziu clarificações adicionais no articulado do MPGGS. Também nesse texto é reconhecida a possibilidade de recorrer a projetos-piloto caso seja necessário detalhar ainda mais as regras de participação dos ativos co-localizados nos serviços de sistema.

O MPGGS reconhece ainda que o processo de habilitação deve considerar, sempre que possível, os processos de qualificação e testes já efetuados por outros operadores.

Sobre o modelo de agregação (e de ajuste de desvios) aplicável a Unidades Físicas Agregadas, houve vários comentários divergentes. Embora reconhecendo a pertinência dos comentários em geral, a decisão final da ERSE valorizou alguns aspetos em particular:

- Um modelo que limitasse a um único BRP as instalações participantes na mesma UF agregada criaria barreiras ao aparecimento da agregação independente (BSP diferente do comercializador da instalação);
- A aplicação de um modelo de agregação corrigido, que incluísse o ajustamento da posição dos BRP envolvidos na UF Agregada de um BSP, seria muito complexo e, em especial no quadro das muitas tarefas previstas neste MPGGS, implicaria um período de implementação demasiado longo;
- O desenvolvimento da atividade de agregação para pequenas instalações vai levar tempo e não se antecipa que tenha muita materialidade no curto prazo, logo as consequências nos desvios dos BRP não deverão ter materialidade.

Assim, a ERSE manteve a sua proposta de aplicação do modelo de agregação não-corrigido, apenas para o caso das Unidades Físicas Agregadas (com potência até 1 MW). O GGS, juntamente com o ORD, deverá avaliar os aspetos práticos e as consequências da aplicação deste modelo simplificado, reportando à ERSE os resultados dessa monitorização.

O modelo corrigido continuará a ser o modelo aplicável nas restantes unidades físicas.

Sobre o método de programação por *baseline*, a ERSE não acompanha a sugestão da REN e do Conselho Consultivo quanto à sua implementação pelo BSP. Esse caso coincide com o modelo de auto-programação, também previsto, mas alternativo ao modelo de programação por algoritmo.

É verdade que os algoritmos podem ter desafios de implementação, por isso, serão especialmente indicados para UF Agregadas com ativos em grande número, de modo a que se possa observar um comportamento de grupo, menos influenciado por um número reduzido de instalações ou tipos de ativos em especial. Nestes casos de grandes carteiras de ativos, os modelos de previsão detalhados tornam-se muito complexos e com custos maiores. O modelo de auto-programação será porventura mais adequado a ativos muito específicos (e.g. baterias) ou a UF Agregadas de pequena dimensão.

A ERSE reconhece que a elaboração de propostas sobre a programação por algoritmo requer preparação pelo GGS, incluindo ainda o tempo de uma consulta de interessados e preparação dos documentos finais, o que o GGS considera difícil no prazo de 6 meses proposto (contrapondo 12 meses). Assim, a ERSE estendeu o prazo previsto para a apresentação da metodologia de programação por algoritmo para 12 meses após a entrada em vigor do MPGGS.

Importa destacar que o tema da participação em agregação está intimamente relacionado com o código de rede de resposta da procura, que a Comissão Europeia está a tramitar no processo legislativo europeu. Desta forma, a consideração de uma janela temporal mais larga, permitirá que a discussão incorpore mais elementos do modelo preconizado pela regulamentação nacional. Entretanto, a ERSE sublinha que a falta de um algoritmo não torna impossível a participação nos serviços de sistema por Unidades Físicas Agregadas, pois o BSP pode sempre optar pela auto-programação ou por recorrer à figura de projetos-piloto.

A ERSE reconheceu ainda a necessidade de o GGS consultar o ORD no processo de elaboração da proposta de algoritmo. Note-se que o próprio ORD já desenvolve mecanismos semelhantes, no âmbito do projeto-piloto de contratação de serviços de flexibilidade na rede de distribuição, podendo trazer essa experiência para efeitos da elaboração da proposta de algoritmo.

Sem prejuízo das tarefas atribuídas ao GGS, o artigo 78.º do ROR permite a apresentação de projetos-piloto pelos agentes do setor ou por promotores independentes. Assim, os agentes com condições de desenvolver projetos específicos em agregação já têm hoje a possibilidade de o fazer independentemente dos projetos atribuídos ao GGS.

2.3 RESERVAS DE RESTABELECIMENTO DA FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO AUTOMÁTICA – AFRR

2.3.1 MERCADO DE BANDA DE AFRR

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

O mercado de banda de aFRR proposto na Consulta Pública mantém os princípios base do atual mercado de banda de regulação secundária. As principais alterações referem-se à separação das ofertas de banda a subir e a descer, não sendo obrigatório participar em ambos os mercados, e ao período de validade das ofertas que passa de 1 hora para 15 min. As ofertas de banda aplicam-se assim a períodos de 15 minutos.

Quanto às unidades ofertantes, estas devem corresponder às unidades que fazem ofertas de energia de aFRR. Admite-se a possibilidade de o serviço de aFRR ser prestado por unidades físicas isoladas (como atualmente) ou por grupos de unidades físicas (em portfolio, respondendo todo o conjunto pelo seguimento do sinal do regulador central)¹¹. A prestação de aFRR em portfolio 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.

As características das ofertas de banda de aFRR são as previstas na Decisão da ACER n.º 11/2020, de 17 de junho, relativas a produtos normalizados de capacidade de balanço e que são nomeadamente as seguintes:

Tabela 2-1 – Características das ofertas de banda de aFRR

Caraterística	Descrição
Quantidade mínima das Ofertas	1 MW
Resolução da quantidade da oferta	1 MW
Divisibilidade	Ofertas divisíveis e/ou indivisíveis

¹¹ Esta opção ficou já prevista no ROR (art. 53.º, n.º 4).

Caraterística	Descrição
Preço da oferta	Preço positivo ou nulo, em (€/MW)/h, com resolução de 0,01 (€/MW)/h
Preço Mínimo e Máximo das Ofertas	Nos termos da metodologia definida ao abrigo do Regulamento EB
Localização	Zona LFC portuguesa
Sentido de regulação	A subir ou a baixar

A metodologia de dimensionamento das reservas de restabelecimento da frequência (e do rácio aFRR/mFRR) deve ser proposta pelo GGS à ERSE nos termos previstos no Regulamento SO, no prazo de 6 meses após a entrada em vigor do MPGGS.

As ofertas de banda de aFRR devem incluir um valor para a eventualidade de o GGS ter de colocar ofertas instrumentais de energia de aFRR, compatíveis com a banda contratada para uma dada unidade física.

Processo de contratação de banda de aFRR

A contratação de banda de aFRR é feita numa plataforma nacional, implementada pelo GGS. Tendo em conta o anúncio das necessidades de banda a contratar pelo GGS, os agentes colocam as ofertas de banda na plataforma. Na sequência, a plataforma determina as unidades físicas com ofertas de banda encontrada, em cada sentido e para cada período de contratação, considerando a divisibilidade das ofertas e uma tolerância de $\pm 5\%$ entre a necessidade e a banda contratada em cada período.

O preço da banda de aFRR corresponde à oferta marginal em cada período de contratação.

Limitação do preço de banda de aFRR por aplicação do Despacho n.º 4694/2014

A valorização do serviço de banda de aFRR mantém a aplicação do mecanismo de limitação definido pelo Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril, do Secretário de Estado da Energia.

O mecanismo prevê que a valorização do serviço de banda de aFRR fica limitada ao valor médio trimestral do serviço equivalente em Espanha. Esta verificação trimestral implica que, caso seja violada a limitação, os preços marginais de banda de aFRR são recalculados para o trimestre,

observando cada um deles o limite do preço em Espanha ou de 120% do custo marginal de produção de uma central a gás de referência.

Recorda-se que a ERSE aprovou uma regra transitória¹² para aplicação ao limite de preço de banda de regulação secundária. Até à implementação pela GGS da banda de aFRR, a regra transitória considera o máximo dos preços de banda em cada sentido de regulação verificados em Espanha como referência para o preço em Portugal.

Incumprimento do serviço de banda de aFRR

A não disponibilização da potência contratada em banda de aFRR, monitorizada em permanência pelo GGS, implica a aplicação de penalidades por incumprimento de banda no caso de uma correspondente ativação de energia de aFRR ser incumprida.

A penalização por incumprimento tem um valor de penalização de 50%, que é reduzido para 20%, quando o incumprimento decorra de uma indisponibilidade fortuita declarada pelo agente de mercado, em resultado de fatores não controláveis para o agente.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

O tema mais referido nos comentários dos interessados sobre o produto de banda de aFRR (APREN, EDP, ELECPOR, ENDESA, Energya VM Generación, GALP, Iberdrola, Movhera, Conselho Consultivo e StorSystems) diz respeito ao Despacho nº 4694/2014, de 1 de abril, que limita o preço da banda de regulação secundária com referência ao preço verificado em Espanha. Os interessados defendem que a sua revogação é fundamental, i) por já não se verificarem as condições que levaram à sua criação, ii) por não existir serviço equivalente no mercado espanhol o que impossibilita a aplicação daquele Despacho e, finalmente, iii) pelo risco de transferência de liquidez do mercado de banda de aFRR para o mercado de banda de mFRR.

O Conselho Consultivo, a ELECPOR e a Movhera consideram poderem existir distorções de mercado em consequência da manutenção do referido Despacho.

¹² A regra foi aprovada pela [Diretiva n.º 20/2024](#), de 27 de novembro, aprovada na sequência da Consulta de Interessados n.º 7/2024.

Refere-se ainda que foram apresentados vários comentários sobre o produto de banda de aFRR que são discutidos no capítulo 3, sobre comentários específicos.

DECISÃO DA ERSE

No essencial, a ERSE concretizou no MPGGS a proposta apresentada na Consulta Pública no que diz respeito à banda de aFRR.

De referir que face ao comentário da REN, a ERSE alterou as unidades dos preços das ofertas de banda de aFRR e da resolução das mesmas de €/MW/h para €/MW/quarto-de-hora. Esta alteração compatibiliza a convenção de preço utilizada com a do produto de banda específica de mFRR e com a convenção praticada em Espanha.

A Diretiva n.º 20/2024, de 27 de novembro, relativa ao regime transitório aplicável à banda de regulação secundária foi incorporada no MPGGS, permitindo a revogação desta diretiva.

Relativamente ao prazo de implementação do serviço de banda de aFRR, a ERSE levou em consideração o momento de aprovação do MPGGS, como recomendado pelo Conselho Consultivo, bem como os períodos mais críticos para a segurança da operação do SEN identificados pelo GGS. Considerou ainda que as características normalizadas dos produtos de energia e banda de aFRR permitem que os trabalhos de implementação já tenham iniciado há bastante tempo e só parcialmente são influenciados pelos detalhes agora aprovados no MPGGS. A ERSE tem ainda presente a urgência na implementação do Regulamento EB e a correspondente harmonização do serviço, que facilitará a participação de novos ativos.

Assim, a ERSE definiu que a implementação do serviço de banda de aFRR, pelo GGS e pelos BSP prestadores do serviço, deve acontecer até ao dia 1 de abril de 2026. Mantendo o modelo proposto (e também já usado no caso do mFRR), prevê-se que o GGS indique, a partir dessa data, o dia concreto de início do funcionamento das plataformas de aFRR em substituição da banda de regulação secundária. O MPGGS define que esse início não deve ocorrer após 30 de junho de 2026.

2.3.2 MERCADO DE ENERGIA DE AFRR

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

Características do produto de energia de aFRR

As características do produto *standard* de energia de aFRR colocadas em consulta pública, encontram-se definidas nas Tabelas abaixo.

Tabela 2-2 – Características estáticas do produto de energia de aFRR previstas no enquadramento de implantação da respetiva plataforma europeia

Característica	Valor
Modo de ativação	Automático
Períodos de validade das ofertas	Períodos de 15 minutos consecutivos contíguos e não sobrepostos
Tempo de ativação total	5 minutos
Tempo de desativação total	Inferior ou igual ao Tempo de ativação total
Quantidade mínima das Ofertas	1 MW
Resolução da quantidade da oferta	1 MW
Quantidade máxima das Ofertas	9 999 MW
Resolução do preço da oferta	0,01 €/MWh
Preço Mínimo e Máximo das Ofertas	Nos termos da metodologia definida ao abrigo do Regulamento EB
Momento de ativação	As Ofertas de aFRR podem ser ativadas e desativadas em qualquer instante dentro do período de validade
Divisibilidade	As Ofertas de aFRR são divisíveis

Tabela 2-3 – Características variáveis do produto de energia de aFRR, a definir pelos BSP, previstas no enquadramento de implantação da respetiva plataforma europeia

Característica	Valor
Quantidade da oferta	MW
Direção	Energia positiva (regulação a subir) ou energia negativa (regulação a baixar)
Preço da oferta	Em €/MWh, positivo, nulo ou negativo
Período de validade	Período a que diz respeito a oferta

Projeto piloto para a prestação do serviço de aFRR em Portfolio

A proposta da ERSE do serviço de aFRR (banda e energia) prevê, no futuro, a prestação do serviço em portfolio ou em grupos de unidades físicas, propondo a designação de Unidade de Ofertas de aFRR.

A prestação do serviço de aFRR em portfolio de unidades físicas implica adaptações aos requisitos técnicos exigíveis, desde logo com a necessidade de um centro de controlo do agente de mercado. Uma vez que a utilização de projetos-piloto nesta área pode apoiar a definição dos requisitos e das particularidades da prestação de aFRR em portfolio, a ERSE incluiu na sua proposta de MPGGG um prazo de 6 meses para apresentação pelo GGS de uma proposta de projeto-piloto para a prestação do serviço de aFRR em portfolio.

Processo de validação das ofertas de energia de aFRR

O GGS aplica um conjunto de regras de validação das ofertas de energia de aFRR, limitando a potência das ofertas no caso de ultrapassar a potência disponível na respetiva unidade física, seja por razões intrínsecas, seja por efeito de restrições técnicas e limitações aplicadas pelo GGS.

Mecanismo excecional de mobilização de energia de aFRR

O serviço de aFRR é visto como crítico para a segurança da operação do SEN, desde logo porque atua mais próximo do tempo real do que o mFRR e a RR. Nesse sentido, perante uma circunstância de insuficiência de ofertas de energia de aFRR, foi proposto um mecanismo de mobilização excecional que permite aceder a recursos adicionais de aFRR.

Na proposta incluída no MPGGs, foi introduzido um mecanismo pelo qual o GGS pode mobilizar a potência exequível em unidades físicas habilitadas para aFRR, desde que sujeitas à obrigação da prestação do serviço nos termos do ROR. A mobilização será remunerada pelo preço marginal de aFRR sem afetar a formação desse preço.

Verificação do cumprimento do serviço de energia de aFRR

No procedimento proposto para a verificação da ativação de energia de aFRR, se a unidade física não atingir o *setpoint* de potência enviado pelo regulador central após 30 segundos no máximo, considera-se em falha de seguimento de sinal e em incumprimento.

Adicionalmente, a verificação do incumprimento considera uma tolerância no valor de potência. Para este efeito, a tolerância corresponde a 5% da banda de aFRR disponível da unidade física (e um mínimo de 2,5 MW).

A falha de seguimento do sinal do AGC, nos termos referidos, implica a passagem da flag de seguimento de sinal ao valor zero. A unidade física fica neste estado até que a potência volte a inserir-se dentro das margens de tolerância definidas.

Quando há incumprimento, o GGS desconsidera as ofertas de energia de aFRR da unidade física respetiva e classifica-as como indisponíveis na plataforma europeia de aFRR, até retomar o estado ativo. A penalidade pelo incumprimento aplica-se à ativação da unidade física no período de 30 segundos com incumprimento, devolvendo a remuneração correspondente (agravada de 20%), se for uma receita do BSP.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Vários agentes como a Galp, a Iberdrola, a Movhera, a Energy Traders Europe e a ELECPOr referiram que os mercados de balanço não têm um carácter local, deverão ser tecnologicamente neutros e não se destinam a resolver restrições técnicas, pelo que deveriam ter uma organização por portefólio. A Energy Traders Europe, a Iberdrola e a Movhera referem a otimização eficiente de recursos como um motivo relevante para a gestão em portefólio. A APREN e a ELECPOr defendem a definição de uma calendarização para a implementação de ofertas por portefólio e a eliminação da segregação dos ativos em áreas de oferta.

Refere-se ainda que foram apresentados vários comentários específicos sobre o produto de energia de aFRR que são discutidos no capítulo 3 deste Relatório.

DECISÃO DA ERSE

A ERSE manteve, no essencial, a proposta de mercado de energia de aFRR enviada a Consulta Pública.

Importa notar que o MPGGS prevê a apresentação pela REN de uma proposta de projeto-piloto para a prestação do serviço de aFRR em portefólio.

De salientar, no entanto, que face aos comentários recebidos, a ERSE alterou o Mecanismo Excepcional de Mobilização de Energia de aFRR permitindo que, em caso de necessidade de recorrer a este Mecanismo, o GGS envie para a plataforma Picasso ofertas de energia associadas a Unidades Físicas que não apresentaram ofertas de energia de aFRR, embora sujeitas à obrigação da prestação do serviço, nos termos do ROR.

Relativamente aos prazos de implementação, prevê-se que a integração da plataforma Picasso para a troca de energias de aFRR ocorra até ao final do mês de outubro de 2026, mantendo o plano de implementação a dois passos proposto pelo GGS (primeiro a plataforma nacional e depois a sua integração na plataforma Picasso).

2.3.3 PROCESSO DE COORDENAÇÃO DE DESVIOS

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

O Processo de Coordenação de Desvios que integrava o Procedimento de Regulação Secundária foi colocado em Procedimento autónomo na proposta de MPGGS colocada em Consulta Pública.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Os interessados não apresentaram comentários sobre esta questão, salvo a proposta de melhorias de redação pela REN.

DECISÃO DA ERSE

A ERSE manteve a alteração introduzida no MPGGs enviada a Consulta Pública, considerando as propostas de melhoria de redação sugeridas pela REN.

2.4 BANDA DIÁRIA DO PRODUTO STANDARD DE MFRR

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

A modificação da tipologia do parque electroprodutor do SEN, em grande parte motivada pela transição energética, e o aumento muito importante da variabilidade da nova potência ligada à rede, provoca maiores necessidades de serviços de balanço (por exemplo, a banda de regulação secundária, solicitada e contratada pelo GGS, tem vindo a aumentar significativamente em Portugal desde o início de 2024). Em simultâneo, a dinâmica da eletrificação da economia deverá aumentar as pontas de consumo, pelo que são precisas novas ferramentas para promover a participação de novos agentes com recursos flexíveis de produção, consumo e armazenamento.

As tendências de evolução referidas também aumentam a probabilidade de situações de excesso de injeção na rede de energia renovável. Quando, nesta circunstância, os recursos que participam no mercado de serviços de sistema ficam esgotados, o GGS tem de recorrer ao deslastre de produção renovável (*curtailment*). É, assim, uma consequência natural da transição energética que o sistema elétrico precise de maiores quantidades de reservas de balanço.

Desta forma, tal como previsto no ROR (artigo 50º), a ERSE propôs a introdução no MPGGS de um mercado de capacidade de mFRR para o dia seguinte.

Ao contrário do produto *standard* de energia, não existe uma plataforma europeia de contratação, sendo este mercado de capacidade ou banda de mFRR de âmbito nacional (ou regional).

Nos termos do Regulamento SO (artigo 157.º), o dimensionamento das necessidades de banda de FRR, a colocar pelo GGS nos mercados de contratação, deve seguir uma metodologia aprovada pela ERSE. Esta metodologia deve determinar, quer as necessidades totais de FRR a contratar, quer a relação entre as necessidades dos produtos de mFRR e aFRR.

Características das ofertas de capacidade de mFRR para D+1

A contratação da banda (diária) de mFRR é efetuada no dia anterior ao dos mercados de energia de mFRR.

As características das ofertas de Banda diária de mFRR são as previstas na Decisão da ACER n.º 11/2020, de 17 de junho, relativas a produtos normalizados de capacidade de balanço e que são, nomeadamente, as seguintes:

Tabela 2-4 – Características das ofertas de banda diária de mFRR

Caraterística	Descrição
Quantidade mínima das Ofertas	1 MW
Resolução da quantidade da oferta	1 MW
Divisibilidade	Ofertas divisíveis e/ou indivisíveis
Preço da oferta	Preço positivo ou nulo, em (€/MW)/h, com resolução de 0,01 (€/MW)/h
Preço Mínimo e Máximo das Ofertas	Nos termos da metodologia definida ao abrigo do Regulamento EB
Localização	Zona LFC portuguesa
Sentido de regulação	A subir ou a descer

As características das ofertas de Banda diária de mFRR definidas para além das previstas no produto *standard* da Decisão da ACER n.º 11/2020, de 17 de junho, são as seguintes:

Tabela 2-5 – Características complementares do produto de Banda Diária (capacidade) de mFRR definidas nos termos e condições nacionais

Caraterística	Descrição
Período de contratação	15 minutos
Nível de Agregação das Ofertas	As ofertas devem ser feitas por BSP

A proposta incluiu ainda a possibilidade de definir diferentes períodos de validade das ofertas, representando o horizonte temporal para o qual uma oferta de banda de mFRR é válida. Os BSP poderiam fazer ofertas com durações diferentes, correspondentes a blocos de vários períodos de 15 minutos (4 horas, 1 dia).

Qualquer BSP com Unidades Físicas pré-qualificadas para a prestação de energia de mFRR pode submeter ofertas de banda diária de mFRR. As ofertas são feitas por BSP, sem identificação das Unidades Físicas participantes.

Processo de contratação de banda diária de mFRR

A contratação de Banda diária de mFRR é feita numa plataforma nacional, implementada pelo GGS.

O fecho do mercado de banda de mFRR ocorre depois do fecho do mercado de banda de aFRR, em momento a publicar em Aviso da GGS.

Tendo em conta o anúncio das necessidades de banda a contratar pelo GGS para o dia seguinte, os BSP colocam as ofertas de banda agregada na plataforma, no formato de preço estabelecido, para cada período de programação. Na sequência, a plataforma ordena as ofertas de banda de acordo com a sua ordem de mérito e determina as ofertas encontradas para satisfazer as necessidades anunciadas pelo GGS, considerando a divisibilidade das ofertas e uma tolerância de $\pm 5\%$ entre a necessidade e a banda contratada em cada período.

O preço da Banda diária de mFRR corresponde à oferta marginal em cada período de contratação.

Incumprimento do serviço de Banda diária de mFRR

É aplicada uma penalização a um BSP que tenha contratado Banda diária de mFRR e não tenha essa potência disponível no período correspondente e/ou não apresente as ofertas correspondentes no mercado de energia de mFRR. Ter Banda diária de mFRR contratada implica a obrigação de fazer ofertas de energia de mFRR com ativação direta na respetiva plataforma.

A penalização é determinada, em cada período de contratação e sentido de regulação, se o conjunto de ofertas de energia colocadas pelo BSP for inferior à banda contratada. Essa diferença é valorizada ao respetivo preço marginal, acrescido de um fator de penalização. O fator de penalização é de 50%, sendo reduzido para 20% quando o incumprimento decorra de uma indisponibilidade fortuita declarada pelo agente de mercado.

Prevê-se ainda uma regra de prioridade ao cumprimento do produto da banda específica de mFRR. Essa regra reserva as ofertas do BSP no produto de energia de mFRR com ativação direta, em primeiro lugar, para o cumprimento da banda específica, e só depois, para satisfação da banda

diária de mFRR. Em resultado, o BSP que não coloque a totalidade de ofertas de energia de mFRR correspondentes à banda contratada (diária e específica), será primeiro penalizado na banda diária e só depois na banda específica.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Vários participantes na consulta, como a APREN, a EDP, a ELECPOR, a Iberdrola e o Conselho Consultivo, referiram que a coexistência entre dois produtos de capacidade (*standard* e específico) concretizados no mesmo mercado de energia de mFRR reduzem a liquidez e levantam problemas de eficiência.

A APIGCEE e a MEGASA questionam se o produto de capacidade Banda diária de mFRR não poderá retirar liquidez no mercado diário, com repercussão negativa nos respetivos preços.

A Iberdrola e outro interessado apresentaram dúvidas sobre o entendimento do período de validade que foi apresentado nas características adicionais do produto de banda diária de mFRR. A REN não considerou adequado o custo/benefício da implementação de vários horizontes de contratação da banda, para além do período de 15 minutos do dia seguinte, defendendo o modelo mais simples.

A REN alertou para a divergência do perímetro de contratação de banda diária de mFRR (por BSP) e de banda específica de mFRR (por área de ofertas), o que pode criar dificuldades de tratamento e monitorização.

A REN comentou também, tal como fez para vários outros processos da revisão do MPGGs, que o prazo de implementação da banda diária de mFRR proposto pela ERSE não era exequível, atendendo ao conjunto de tarefas sobrepostas que recaem sobre a gestão do sistema. A REN reiterou a sua proposta prévia de 2 anos para o prazo de implementação. O Conselho Consultivo também alertou para a necessidade de definir prazos realistas.

DECISÃO DA ERSE

Os comentários recebidos centram-se fundamentalmente nas eventuais dificuldades (e.g. canibalização da liquidez) associadas à coexistência do produto específico de Banda diária de mFRR com o produto normalizado de Banda Diária de mFRR.

Atualmente, há motivos para justificar a existência dos dois produtos, quer por razões de segurança de abastecimento (banda específica), quer pelo aumento das necessidades das reservas de balanço (banda diária), em concreto de FRR.

O estabelecimento do produto de banda diária de mFRR não só decorre dos códigos de rede europeus, como se assume como uma ferramenta adicional para a gestão do sistema, que assim consegue assegurar recursos (reserva) de regulação com suficiente antecipação, em vez de recorrer a restrições técnicas para este efeito. O GGS deverá determinar as necessidades de banda a contratar diariamente.

Quanto à coexistência de produtos distintos, as regras previstas asseguraram a sua compatibilidade e não-exclusão.

Em resultado, a ERSE manteve, no essencial, a proposta de Banda diária de mFRR enviada a Consulta Pública.

Face aos comentários da REN, a ERSE alterou as unidades dos preços das ofertas de banda diária de mFRR e da resolução das mesmas de €/MW/h para €/MW/quarto-hora, sendo implementado apenas o período de validade de 15 minutos.

Reconhecendo o ponto da REN relativamente ao perímetro de contratação dos dois produtos de banda de mFRR, introduziu-se no MPGGS a obrigação do BSP que contrate banda diária e, simultaneamente, banda específica, repartir a banda diária contratada que seja imputável às áreas de ofertas que também têm banda específica contratada. Esta opção mantém a liberdade de participação no mercado de banda diária, mas responde à necessidade de transparência perante o GGS.

Relativamente ao prazo de implementação do novo produto, a ERSE reconhece a elevada carga sobre o GGS para implementação das várias alterações que decorrem do novo MPGGS, também sinalizada pelo Conselho Consultivo. Nessa medida, estabeleceu-se como prazo de implementação do produto de banda diária de mFRR o dia 1 de abril de 2027, correspondente, na prática, a um alargamento da proposta de prazo colocada em consulta.

2.5 MECANISMO DE CONTROLO DA INJEÇÃO DE PRODUÇÃO

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

O ROR definiu um mecanismo de controlo da injeção na rede por unidades físicas não-habilitadas (art. 40.º). O mecanismo aplica-se às unidades físicas não-habilitadas, i.e., às unidades que não estejam ao abrigo de regimes de tarifa garantida e que não participem nos mecanismos de balanço. Importa 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. Este mecanismo apenas atua após se esgotarem as ofertas relevantes nos mercados de serviços de sistema.

O mecanismo proposto dá cumprimento ao princípio legal da obrigação de observabilidade e controlabilidade (vd. artigo 91.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro).

Como condição prévia da sua aplicação, o MPGGS definiu requisitos básicos de observabilidade e de controlabilidade, definidos pelo GGS, que incluem a integração da instalação no SCADA do GGS, para instalações de produção ou armazenamento com potência instalada superior a 1 MW. Estes requisitos incluem a capacidade de trocar dados com o GGS em tempo real, seja para transmitir o estado de funcionamento da instalação, seja para receber *setpoints* de potência, no caso de atuação do mecanismo.

Reconhecendo que existe um conjunto de produtores, atualmente ainda sob regimes de tarifa garantida, que não cumprem o requisito de observabilidade e controlabilidade, a proposta incluiu uma norma para impor essa adaptação das instalações, uma vez que passem ao regime de mercado. A proposta ponderou os impactos económicos desta adaptação e a criticidade das instalações para o SEN. Assim, propôs um prazo de 18 meses para adaptação das instalações em mercado aos requisitos, incidindo esta obrigação sobre as unidades físicas com potência instalada superior a 10 MW. A proposta de MPGGS salvaguarda a prevalência do que venha a ser definido no Regulamento das Redes, que também deve dispor sobre as características técnicas das instalações.

Quanto ao mecanismo de controlo da injeção na rede pela produção não-habilitada e em regime de mercado, a proposta de MPGGS acolheu o essencial do modelo submetido pelo GGS, em concreto os critérios de prioridade no despacho dessa produção, que foram os seguintes:

1. Unidades físicas não-habilitadas em desvio por excesso, face à repartição do programa comunicada ao GGS.
2. Unidades físicas sujeitas a obrigação de oferta de energia de regulação a baixar (p.e. a potência de reequipamento), mas que não tenham feito ofertas nos respetivos mercados de regulação (RR e mFRR).
3. As restantes unidades físicas não-habilitadas, de acordo com um rateio da potência injetada na rede.

O MPGGS proposto considera ainda a possibilidade de o GGS vir a definir um limiar de relevância para a participação prioritária neste mecanismo.

O mecanismo é aplicável quer em situações de desequilíbrio entre produção e consumo, quer para resolução de congestionamentos nas redes. O mesmo critério de seleção é aplicado no caso de mobilização do mecanismo para efeitos de resolução de congestionamentos, com a particularidade de apenas serem elegíveis as unidades físicas que, pela sua localização geográfica, contribuem para aliviar o congestionamento previsto ou verificado.

As instruções de despacho para redução de injeção são ajustadas na posição do BRP, pelo que este não incorre em desvios por esta razão. Igualmente, o programa comercial de produção, resultante do mercado organizado ou contrato bilateral, não é alterado, pelo que o agente de mercado não tem perda de receita por efeito destas ativações. Os incumprimentos de instruções de despacho originadas neste mecanismo são verificados e penalizados pelo GGS.

Importa ainda referir que a proposta de MPGGS incluiu a obrigação de apresentação, pelo GGS, de um relatório anual sobre redespachos, em linha com o artigo 13.º do Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativo ao mercado interno da eletricidade. Este relatório deve avaliar a materialidade das restrições de rede com impacto direto no mercado e na produção renovável, bem como as ações tomadas pelo GGS e pelo ORT para minimizar este impacto.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

A Acciona considera importante monitorizar os desvios de produção para aplicar o mecanismo. Acrescenta que não está especificado o tempo de ativação no caso da resolução de congestionamentos.

A REN sugere que a comunicação das repartições do programa de mercado por unidade física (não-habilitada) possa acontecer em qualquer dos momentos previstos para a comunicação de repartições de programa de mercado (diário ou intradiário) ou contratos bilaterais ao GGS.

A E-REDES nota que a maioria das instalações potencialmente mobilizáveis pelo novo mecanismo se encontram ligadas à rede de distribuição. Desse modo, a E-REDES (e o Conselho Consultivo) considera fundamental garantir que o ORD faça uma avaliação prévia à mobilização de cada instalação, já que pode vir a colocar em causa a segurança da rede. Para tal, propõe que a mobilização das instalações pelo GGS seja realizada através do Centro de Despacho do ORD (SCADA). Tal como referiu a propósito dos requisitos de observabilidade (ver ponto 2.1.2 deste relatório), a E-REDES afirma que a mobilização através do Centro de Despacho do ORD não limita a observabilidade e controlabilidade por parte do GGS a cada instalação individualmente, já que os sistemas SCADA do Centro de Despacho do ORD e do Despacho Nacional do GGS se encontram interligados através de protocolos ICCP, garantindo assim o acesso do GGS a medidas em tempo real e a possibilidade de envio de comandos para controlo das variáveis elétricas. A E-REDES refere ainda o artigo 33.º do ROR, relativo às instruções de despacho, que define que deve ser o operador da rede de distribuição a executar as instruções de despacho emitidas pelo GGS na rede de distribuição, nomeadamente à ativação de serviços de resposta da procura, excluindo os utilizadores habilitados a participar nos mercados dos serviços de sistema.

A E-REDES considera ainda que, no âmbito da utilização deste mecanismo para resolução de congestionamentos, se deve permitir ao ORD a mobilização direta das instalações para este fim, cumprindo as prioridades definidas e informando o GGS de qualquer mobilização, em linha com um dos mecanismos definidos no acordo de cooperação estabelecido entre o GGS e o ORD. Para isso, é fundamental que o GGS partilhe com o ORD todas as informações necessárias que permitam ao ORD determinar as prioridades definidas, como por exemplo o Programa Horário Final de cada instalação ou quais as instalações que, tendo obrigação de participação em mercado de resolução de restrições técnicas ou noutros serviços de sistema, não o tenham feito.

Por fim, a E-REDES solicita esclarecimentos sobre a eventual mobilização em tempo real das instalações com acesso com restrições neste mecanismo.

A EDP defende que 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 EDP alerta para o Regulamento UE 2019/943, de 5 de junho, o qual 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, estes devem ser objeto de compensação financeira a favor das instalações afetadas. E reforça que, segundo o mesmo Regulamento europeu, 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 EDP refere ainda que a aplicação do mecanismo ao Agregador de Último Recurso (AUR) deve ter em consideração o Despacho da DGEG n.º 10835/2020, de 4 de novembro.

A Endesa questiona sobre o modo de envio do *setpoint* de potência, alertando para a necessidade de utilizar uma comunicação automática, que viabilize o cumprimento da instrução de despacho pela instalação. Propõe também que os primeiros critérios para seleção de unidades físicas deveriam ter associada uma regra de rateio para resolver o caso de a necessidade de redução ser inferior ao universo de instalações incluídas.

A Endesa menciona o caso de unidades físicas comprometidas com a banda de aFRR e que, por essa razão, não fazem ofertas de RR ou mFRR a descer. Esta situação não deve ser considerada como incumprimento.

A Endesa e a REN apontaram a inconsistência entre o articulado proposto para cálculo da penalidade por incumprimento e os objetivos enunciados no documento justificativo da proposta (que defendia um valor idêntico, em valor absoluto, quer no caso de preço de desvio positivo, quer negativo).

A Endesa, a Iberdrola e a REN alertam ainda para a incoerência na ordem dos critérios de seleção entre a mobilização por razões de equilíbrio e por razões de congestionamento.

Referem também que o ajustamento da posição do BRP, para imunizar o desvio do BRP face às mobilizações, não deve ser feito pela energia mobilizada mas sim pela energia efetivamente reduzida pela instalação, evitando que eventuais incumprimentos da instrução de despacho penalizem também o desvio do BRP.

O Grupo Lusiaves, com uma preocupação semelhante, refere que o *curtailment* não deve refletir-se em desvios. Alerta também para o prejuízo pela redução da produção em virtude da instrução de despacho. A StorSystems repete o comentário, focando-se nos sistemas de baterias, em particular.

A ACEMEL e a Usenergy advertem para eventuais custos indiretos para comercializadores com contratos com pequenos produtores.

A Fortia propõe que o mecanismo se aplique a toda a produção que não coloque ofertas a baixar no mercado de mFRR.

O Grupo Lusiaves propõe que, salvo situações de risco de segurança do sistema, o GGS deverá informar antecipadamente os produtores da necessidade de efetuar *curtailment* e não apenas enviar o sinal via SCADA. Adicionalmente, após o *curtailment* e para efeitos de controlo pelo produtor afetado, o GGS deverá enviar informação ao produtor, no prazo de 48 horas, sobre o motivo do *curtailment* e a quota de redução de cada um dos produtores associados à mesma subestação a que está ligada a instalação.

O mesmo interessado refere ainda que o envio de previsões de produção para o dia seguinte assenta em modelos com discretização de 3h, pelo que é necessária uma interpolação para o detalhe de 15 minutos requerido. Solicita, assim, uma ponderação sobre a aplicação de penalizações a instalações sem controlo sobre a fonte de energia primária.

A Iberdrola reforça a importância de regulamentar o mecanismo de deslastre de produção para que seja não discriminatório e eficaz. Nesse contexto, sugere a clarificação dos requisitos de habilitação aplicáveis.

A Iberdrola questiona as isenções previstas, por discriminarem as instalações de maior dimensão. Propõe ainda que a isenção de integração no SCADA não seja aplicável quando se verifique um comportamento prejudicial da instalação de produção, nomeadamente quanto aos desvios de produção. Propõe que a possibilidade de definir um limiar de potência para não aplicação da

ordem de redução seja substituída por um limite mínimo de redução de potência a instruir (p.e. 100 kW), abaixo do qual não se concretiza a ordem de redução.

A Iberdrola sugere ainda que as instalações integradas no SCADA sejam compensadas pelo contributo para a segurança do sistema enquanto essa obrigação não for extensível a todas as outras instalações (vd. período de adaptação de 18 meses).

A Iberdrola refere também que todas as ações de redução de potência devem ser publicadas pelo GGS.

Um interessado solicitou a clarificação do mecanismo, em particular quanto à comunicação da instrução de despacho a unidades físicas que não estão habilitadas. O mesmo interessado nota que o caso das unidades físicas habilitadas obrigadas a fazer ofertas nos mercados de balanço, e que incumpram esse dever, fica tratado no articulado proposto, em incoerência com a resolução de restrições técnicas (vd. Capítulo IX). Sobre o mesmo tema, a REN propõe que o segundo critério de mobilização seja alterado para o incumprimento de habilitação e não da realização de ofertas nos mercados referidos.

A REN propõe ainda que o método de rateio (terceiro critério) se aplique diretamente à potência injetada antes da instrução de redução, em vez do programa da unidade física. Esta alteração permitiria uniformizar com os procedimentos já utilizados no âmbito do Despacho da DGEG n.º 10835/2020 e aumenta a efetividade das instruções de redução, que se aplicam a valores de injeção reais.

A Oeneo comenta que as limitações de injeção devem ser proporcionais às necessidades de estabilidade da rede e definidas com critérios transparentes.

A SU Eletricidade, no papel de AUR, alerta para a necessidade de definir a forma de repartição por centros eletroprodutores, adjudicados mediante procedimento concorrencial, da energia transacionada através do mercado organizado, conforme referido no Despacho DGEG n.º 10835/2020, de 4 de novembro. A SU Eletricidade solicita ainda que seja clarificado como serão calculados os respetivos desvios dos produtores que recebem uma instrução de redução de potência, como irá o AUR ser notificado pelo GGS sobre a obrigação de pagamento ou recebimento resultante das instruções de redução de potência e qual será a metodologia de repartição das obrigações de pagamento ou recebimento resultantes da participação no mercado

organizado, conforme referido no ponto 14 do Despacho DGEG n.º 10835/2020, de 4 de novembro.

A SU Eletricidade conclui que o mecanismo proposto no MPGGS apenas se aplica aos produtores na sua carteira por via da agregação supletiva (unidades físicas em mercado e não-habilitadas) e não aos regimes específicos de apoio à produção. Nesse universo de instalações, que inclui instalações até 1 MW e outras, de forma transitória, a SU Eletricidade refere não ser possível cumprir com os deveres de envio ao GGS do programa da produção por unidade física nem à comunicação de qualquer indisponibilidade ou anomalia que afete a programação enviada. Nessa medida, prevê que deve ser elaborada e aplicada pelo GGS a repartição automática proposta. Conclui ainda que, face a estas especificidades, a carteira do AUR deve ser excluída do mecanismo de controlo de injeção.

Ainda a SU Eletricidade, sugere que o MPGGS clarifique alguns aspetos da operacionalização do Despacho da DGEG n.º 10835/2020, de 4 de novembro, sobre o deslastre de produção com tarifa garantida. A SU pergunta como são calculados os desvios das suas carteiras de agregação perante instruções de redução de potência, como é que a SU é informada destas instruções e como deve repartir os custos e receitas previstos no n.º 14 do Despacho da DGEG n.º 10835/2020.

A SU Eletricidade considera também que não lhe devem ser aplicadas eventuais penalidades por incumprimento das instruções de redução de injeção emitidas pelo GGS às unidades físicas por si representadas no âmbito da agregação supletiva.

DECISÃO DA ERSE

O mecanismo de controlo de injeção foi objeto de múltiplos comentários e sugestões. Nesse contexto, importa sublinhar que o mecanismo proposto não vem acrescentar uma obrigação aos produtores abrangidos, mas antes dar um quadro de regras mais claro e operacional para concretizar o princípio que a lei já define. Acresce que o mecanismo não substitui nem impede outras formas de atuação dos operadores de rede, previstas na lei e na regulação, nomeadamente a possibilidade de interrupção de uma instalação por razões de segurança ou outras.

A ERSE clarifica que o mecanismo não se aplica a unidades físicas habilitadas. Como tal, não tem procedimentos específicos de habilitação. Aplicam-se, no entanto, os requisitos operacionais

para inscrição de unidades físicas em mercado, detalhados no MPGGS. Os requisitos principais são a obrigação de integração no SCADA e a capacidade de ajustar a potência em função dos *setpoints* enviados pelo GGS por essa via.

A ERSE clarificou o tempo de ativação para a situação de resolução de congestionamentos, por equiparação aos 15 minutos previstos na situação de equilíbrio. Foi ainda acrescentada a possibilidade de o GGS ou o ORD determinarem um tempo de ativação mais longo, correspondendo a um pré-aviso de redução de injeção maior. Clarificou ainda que a energia a determinar no ajustamento de desvio do BRP deve considerar a rampa de descida (ou de subida) correspondente ao tempo de ativação de 15 minutos. Esclarece-se ainda que o mecanismo pressupõe a monitorização dos desvios em tempo real face ao programa, conforme referido pela Acciona, razão pela qual é solicitado às unidades físicas não-habilitadas a apresentação do programa por unidade física.

A ERSE alterou o articulado para permitir a comunicação das repartições do programa de mercado por unidade física (não-habilitada) em qualquer dos momentos previstos para a comunicação de repartições de programa ao GGS, conforme sugerido pela REN.

Relativamente à mobilização das instalações ligadas à RND, comentada pela E-REDES e pelo Conselho Consultivo, a ERSE manteve a proposta de envio de sinais pelo SCADA do GGS à instalação. A razão para esta opção é a promoção da efetividade dessas instruções, que surgem em períodos de risco para a opção do sistema. Não obstante, foi acrescentada a obrigação de o GGS e o ORD estabelecerem processos de coordenação para assegurar a viabilidade das instruções de despacho sobre unidades físicas ligadas à rede de distribuição. Se necessário, o GGS e o ORD devem detalhar o acordo de cooperação entre operadores para assegurar esta matéria. Caso o critério para determinar as unidades físicas a reduzir resulte em instruções que o ORD venha a considerar inviáveis, os operadores devem coordenar-se para substituir essas instruções por ativações adicionais. Ainda neste contexto, foi incluída a possibilidade de o GGS excluir determinadas unidades físicas da aplicação da instrução de redução de injeção, caso considere que essa redução pode prejudicar a segurança da operação, por exemplo, por provocar congestionamentos na RND ou reduzir a capacidade de controlo de tensão na rede.

Apesar do exposto, no caso de a unidade física não-habilitada estar integrada num centro de controlo habilitado de um agente de mercado, a instrução de despacho deve ser enviada pelo

GGs diretamente ao centro de controlo do agente de mercado, informando o ORD em tempo real.

A E-REDES também sugere incluir a possibilidade de o ORD utilizar o mecanismo para mobilizar unidades físicas ligadas à rede de distribuição, no âmbito da gestão de congestionamentos. Essa possibilidade está prevista no artigo 40.º do ROR. A ERSE considera, no entanto, que a aplicação aos congestionamentos na rede de distribuição merece uma discussão mais detalhada. Os congestionamentos nas redes dos níveis de tensão mais baixos, têm maiores limitações quanto ao universo de instalações potencialmente elegíveis. Por outro lado, a resolução de congestionamentos na rede de distribuição deve recorrer prioritariamente à ativação de eventuais acordos de acesso à rede com restrições ou aos serviços de flexibilidade contratados pelo ORD e deve salvaguardar a coordenação com os ORD de jusante. O mecanismo previsto no MPGGS atua uma vez esgotados os recursos ativados no mercado de serviços de sistema. Assim, considera-se que o melhor instrumento regulamentar para discutir esta matéria é o Manual de Procedimentos da Gestão Técnica das Redes de Distribuição, previsto no Artigo 68.º do ROR. Nota-se ainda que o mecanismo de resolução de restrições técnicas, previsto no MPGGS, inclui a possibilidade de o ORD declarar congestionamentos na RND, para os quais podem ser mobilizados os recursos disponíveis nesse instrumento e que incluem, por exemplo, as unidades físicas habilitadas ou as unidades físicas com acesso com restrições.

Ainda neste âmbito, clarifica-se que a mobilização (limitação) da injeção de instalações com acesso com restrições não se insere neste mecanismo de controlo de injeção. Pelo contrário, essa mobilização está prevista no mecanismo de resolução de restrições técnicas, designadamente na resolução de restrições técnicas após publicação do PF.

Tal como referido, o mecanismo de controlo da injeção pressupõe o ajuste da posição do BRP para cálculo dos desvios. Desse modo, a instrução de despacho é incorporada como correção ao programa e o BRP não é penalizado em desvio, caso cumpra a instrução. A mesma regra implica que a remuneração conseguida em mercado grossista não é afetada pela redução de produção solicitada pelo GGS. Neste particular, releva sublinhar a diferença entre este mecanismo do MPGGS e aquele previsto pelo Despacho da DGEG n.º 10835/2020, de 4 de novembro, que redistribui pelos produtores a perda de receita associada ao redespacho. Considera-se, assim, que o MPGGS aprovado é compatível com o disposto no n.º 7 do artigo 13.º do Regulamento UE 2019/943, de 5 de junho.

A propósito da questão da Endesa, clarifica-se que o mecanismo prevê uma comunicação automática, via SCADA, como referido. Esta via permite que o ajuste de potência das unidades físicas afetadas seja feito diretamente, sem intervenção do agregador. No caso das unidades físicas integradas em centros de controlo do agente de mercado, o centro de controlo deverá veicular a instrução de despacho até cada uma das unidades físicas instruídas.

A ERSE corrigiu a diferença inadvertida da ordem de aplicação dos critérios de seleção para equilíbrio e para resolução de congestionamentos. A ERSE aceitou a proposta da Endesa de incluir um mecanismo acessório de rateio nos primeiros critérios de seleção das unidades físicas, para o caso de as necessidades de redução serem inferiores à potência elegível nesses critérios.

A ERSE aceitou ainda a sugestão da Iberdrola quanto à possibilidade de definição de um limiar mínimo para as instruções de despacho (e.g. 100 kW), considerando a materialidade para a gestão do sistema. Essa alternativa substituiu o mecanismo proposto que dava ao GGS a possibilidade de definir um limiar de relevância das unidades físicas elegíveis. O GGS pode assim definir justificadamente e anunciar o referido limite mínimo das instruções de despacho. Desta forma, pode evitar-se o envio de múltiplas instruções de despacho de pequena materialidade, mas que oneram o GGS e os agentes de mercado com um esforço desproporcional de verificação e tratamento.

A ERSE reviu a formulação do cálculo da penalidade por incumprimento da instrução de despacho (situação em que o agente se desvia por excesso), para que corresponda a um pagamento de valor correspondente ao módulo do preço de desvio. Caso o preço de desvio por excesso seja positivo, a penalidade é calculada com o dobro desse valor, de modo a anular a receita de desvio do agente e aplicar uma penalidade igual ao módulo do preço de desvio por excesso. Caso o preço de desvio por excesso seja negativo, o agente desviado por excesso já incorre num custo de desvio, pelo que a penalidade é nula.

Esta forma de penalidade, sublinha-se, é diferente da penalidade por incumprimento de instruções de despacho aplicável às unidades físicas habilitadas (vd. capítulo da liquidação), que é mais penalizadora. Esta diferença foi explicitada no articulado do mecanismo. A ERSE acompanhará a aplicação do presente mecanismo, nomeadamente para perceber se a atual fórmula de penalidade é suficientemente incentivadora da boa atuação das instalações de produção, ou se deve ser aplicado o regime geral das penalidades por incumprimento de instruções de despacho. Nota-se que este cálculo da penalidade não prejudica a obrigação de

cumprimento das instruções de despacho. O incumprimento reiterado é motivo de suspensão da unidade física, devendo esta repetir ensaios de verificação dos requisitos de inscrição.

Conforme se referiu, a instrução de despacho é ajustada na posição do BRP, não reduzindo as receitas de mercado destes produtores. Apenas o incumprimento é penalizado a preço de desvio por excesso. Considera-se que estas medidas são proporcionais e não prejudicam os agentes de mercado representantes destas unidades físicas. Simultaneamente, a obrigação apenas se aplica às unidades físicas sujeitas a obrigações de observabilidade e controlabilidade nos termos da lei e da regulamentação. O eventual ressarcimento do agente de mercado face a um incumprimento da unidade física, pelo seu titular, cabe no contexto do contrato de representação ou equivalente.

O Grupo Lusiaves alerta para a incerteza na previsão da produção para o dia seguinte, no caso das unidades físicas com recurso primário não controlável. A ERSE sublinha que o ajuste de desvio corresponderá à diferença entre o programa e a instrução de despacho. Qualquer desvio entre a produção real e o programa já seria um desvio do agente, mesmo na ausência da instrução de despacho. Se o agente de mercado recorrer a correções de programa por participação nos mercados intradiários, comunicando a respetiva repartição por unidade física, essas correções serão incorporadas no presente mecanismo.

A ERSE reconhece a necessidade de dar a máxima transparência à utilização do presente mecanismo, referida por vários interessados. Por essa razão incluiu uma nova obrigação para o GGS, resultante do Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativo ao mercado interno da eletricidade – um relatório anual sobre redespachos. Porém, importa que o GGS forneça ao mercado informação mais regular e em tempo útil sobre as ações de redespacho, incluindo o presente mecanismo. Por essa razão, a ERSE acrescentou à proposta uma obrigação de publicação pelo GGS da potência média (redução estimada) sujeita a instruções de despacho pelo presente mecanismo, por período de programação.

Considera-se que o pré-aviso proposto pelo Grupo Lusiaves, anterior à instrução de despacho, é, no caso geral, inviável, por se tratar de um mecanismo de último recurso. Não obstante, incluiu-se a possibilidade do GGS enviar a instrução de despacho com maior antecipação do que os 15 minutos previstos como caso geral, no caso de as circunstâncias da operação obrigarem a essa solução. A justificação das ações de *curtailment* solicitadas por este interessado, consideram-se

incluídas no relatório que o GGS deve enviar à ERSE. Sublinha-se, novamente, que estas ações não prejudicam economicamente o agente de mercado.

Relativamente às questões de interação com o mecanismo de deslastre da produção com tarifa garantida, previsto no Despacho n.º 10835/2020, de 4 de novembro, clarificou-se a redação do Capítulo X do MPGGS para explicitar que se aplica às unidades físicas não-habilitadas não enquadráveis no referido Despacho. Adicionalmente, o Despacho n.º 10835/2020, de 4 de novembro, prevê que os incumprimentos de deslastre dos PRE devem ser penalizados segundo a legislação específica, as regras do MPGGS ou no respetivo caderno de encargos. Nessa medida, considera-se que importa prever no Mecanismo de controlo de injeção a aplicação das penalidades de incumprimento aos deslastres de produção com tarifa garantida aplicados através do mecanismo do Despacho n.º 10835/2020, de 4 de novembro, caso não exista outra regra aplicável em legislação específica ou no caderno de encargos.

No mesmo contexto, a ERSE confirma o entendimento da SU Eletricidade quanto à reduzida aplicabilidade deste mecanismo na sua carteira de produtores. Sobre isto, a ERSE alterou a proposta para excluir as Unidades Físicas Agregadas pelo AUR no seu papel de agregador supletivo, uma vez que essa função é assegurada apenas transitoriamente, segundo a lei. As restantes correspondem a instalações com potência abaixo de 1 MW, que também não estão abrangidas.

A ERSE também explicitou que as instruções de redução de injeção enviadas aos produtores ao abrigo do Despacho da DGEG n.º 10835/2020, de 4 de novembro, devem ser ajustadas na posição do respetivo BRP (AUR). Os desvios das carteiras do AUR são apurados por unidade de liquidação, tal como para qualquer agente de mercado. Precisou-se que o ajustamento é determinado pela diferença entre a potência indicada às várias unidades físicas (*setpoint*) e a previsão de produção obtida por aplicação do modelo do GGS previsto no mecanismo de controlo de injeção, para obter as repartições de programas por unidade física.

A ERSE sublinha que a obrigação de observabilidade e controlabilidade é imposta por lei às unidades físicas consideradas no presente mecanismo. O período de adaptação previsto no MPGGS para as unidades físicas em mercado que não estejam integradas no SCADA destina-se a conferir exequibilidade à norma, evitando colocar em causa a participação destas unidades no mercado durante esse período. Considera-se assim que não deve haver lugar a compensações das unidades físicas participantes.

Relativamente ao comentário de um interessado sobre a participação das unidades físicas habilitadas no processo de resolução de restrições técnicas, a ERSE reconhece que esse procedimento prevê que o GGS possa mobilizar as unidades físicas para resolução de restrições mesmo que estas não tenham cumprido a obrigação de apresentação de ofertas nestes mercados. Atendendo também ao comentário da REN no mesmo tema, a redação foi alterada para considerar elegíveis para o mecanismo apenas as unidades físicas que, estando obrigadas a fazer ofertas a baixar no mercado de resolução de restrições técnicas e nos mercados de mFRR e de RR, não se tenham habilitado para o efeito. Com esta alteração, fica também claro que as unidades físicas habilitadas que não façam ofertas de mFRR ou RR a descer por terem banda de aFRR a descer contratada não são enquadráveis no mecanismo.

Sobre esta questão, importa ainda referir que o GGS transmitiu à ERSE, em reuniões técnicas, a preocupação com eventuais circunstâncias de elevadas necessidades de redução de injeção, sobretudo a partir do fecho da plataforma TERRE em 2025, deixando apenas o mercado de mFRR, num momento muito próximo do tempo real. O GGS nota que essas circunstâncias têm ocorrido no passado, fruto de desvios muito elevados de produção por excesso, antecipáveis pelo GGS, cujo agregador responsável não consegue reverter nos mercados intradiários. O GGS nota que o sistema elétrico nacional deve ser autossuficiente quanto a ofertas de regulação, não podendo confiar na disponibilidade de ofertas nas zonas de controlo de frequência participantes no MARI. Assim, importa desenvolver mecanismos de correção dos desvios antecipados com recurso a instrumentos prévios ao mercado de mFRR. Embora se considere que os mecanismos de mercado, incluindo os de resolução de restrições técnicas, devem ser prioritários, não se ignora a vantagem de dispor de ferramentas adicionais, de último recurso, como o mecanismo de controlo de injeção.

A ERSE adotou a proposta da REN para que o rateio (terceiro critério) se aplique diretamente à potência injetada antes da instrução de redução.

2.6 REGRAS APLICÁVEIS AOS DESVIOS

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

A presente proposta de MPGGS densifica a participação das Unidades Físicas Agregadas, promovendo a participação nos serviços de balanço de unidades com menos de 1 MW, mobilizadas em agregação. De entre os modelos existentes é de salientar a proposta de não ajustar as UF Agregadas para desvio, permitindo em contrapartida que as unidades físicas dentro de cada uma delas possam estar ligadas a diferentes BRP. Acrescentou-se uma obrigação de apresentação pela GGS de uma análise de impactes sobre a aplicação da regra de não correção dos desvios associados a ativações de Unidades Físicas Agregadas.

Por outro lado, no que diz respeito ao cálculo do preço do desvio, de acordo com a Decisão da ACER n.º 18/2020, de 15 de julho, o MPGGS em vigor estabelece que o GGS aplica a metodologia de preços duais para o desvio, nos períodos de liquidação em que existam ativações de reservas de restabelecimento da frequência nos dois sentidos. Em contrapartida, o GGS aplica a metodologia de preço único para o desvio, sempre que no período de liquidação apenas tenha sido ativada energia de regulação num dos sentidos, ou aos períodos de liquidação em que a energia correspondente a ativações de reservas de restabelecimento da frequência num dos sentidos seja menor ou igual a um valor residual da energia correspondente a ativações de reservas de restabelecimento da frequência no sentido contrário.

O modelo previsto na regulamentação europeia a implementar é o de preço único. A implementação, em março de 2025, do mercado intradiário com um MTU de 15 minutos, permite aos agentes uma gestão mais cuidadosa das suas posições, resultando em valores inferiores de desvios e potencialmente numa redução adicional do número de intervalos com mobilizações de reservas em sentido contrário.

Com base na informação enviada pelo GGS, a ERSE propôs que este valor residual seja de 10%.

A proposta solicitou ao GGS a apresentação de um estudo sobre a aplicação de preços duais ou único de desvio.

De acordo com o Regulamento EB, o período temporal do cálculo dos desvios e da negociação nos mercados diário e intradiário deve ser de 15 minutos, salvo derrogação das entidades reguladoras, até 31 de dezembro de 2024.

Segundo informação do NEMO do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), o início da operação do mercado intradiário com períodos (MTU) de 15 minutos deveria ocorrer apenas em 18 de março de 2025.

Nessa medida, a ERSE aprovou a Diretiva n.º 20/2024, de 27 de novembro, agora integrada no MPGGS, prorrogando o período de cálculo do ISP em 1 (uma) hora até que o mercado intradiário ou o mercado diário iniciassem a operação com um MTU de 15 minutos (previsivelmente, até meados de março de 2025).

O início da aplicação do período de liquidação de desvios apenas em 1 de abril apresentou-se como um hiato temporal de curta duração, permitindo aos agentes de mercado minimizar os desvios e evitar o esforço de implementação de medidas mitigadoras por parte do ORT que, apresentaria uma relação benefício/custo reduzida.

Uma das consequências do cálculo de desvios em 15 minutos (e da normalização da programação em períodos de 15 minutos de forma compatível com o período de liquidação) foi a proposta da ERSE, na revisão do MPGGS, para cessar a suspensão da aplicação da penalização por incumprimento de instrução de despacho às Unidades Físicas de Consumo habilitado. Esta suspensão era justificada pela impossibilidade de detalhar o programa de consumo em períodos de 15 minutos.

Com o início da aplicação desta penalização por incumprimento, aplica-se também, no caso destas Unidades Físicas de Consumo habilitado, uma tolerância de cumprimento das ativações um pouco superior à que é prevista para instalações de produção ou de armazenamento. Ora, querendo-se fomentar a prestação de serviços em agregação e em portefólio de áreas de ofertas, caso um BSP represente simultaneamente áreas de oferta de consumo habilitado e de produção habilitada, a verificação do cumprimento das ativações de RR e mFRR é feita para o agregado dessas áreas de oferta. Uma regra de tolerância diferenciada era assim de difícil aplicação a estes casos.

A proposta de alteração do MPGGS veio clarificar que o BSP pode optar por uma verificação segregada das Áreas de Ofertas de consumo e de produção, aplicando-se uma tolerância

diferenciada a cada tipo, ou, no caso de verificação agregada, aplica-se a tolerância de cumprimento da produção a todo o portefólio de áreas de oferta. Importa notar que a flexibilidade de cumprimento das ativações em portefólio de áreas de oferta já permite reduzir ou eliminar as dificuldades intrínsecas das instalações de consumo em seguir com rigor as instruções de despacho.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

A Fortia sugere consolidar a Unidade de Desvios de Comercialização (UDC), considerando uma ferramenta muito útil para as comercializadoras de pequeno porte. Por outro lado, outro interessado referiu que o conceito de “unidade de liquidação” deveria ser substituído pelo conceito de BRP.

A Iberdrola, a propósito do modelo de liquidação de desvios, refere preferir um modelo de *single price* em vez de um modelo híbrido *single-dual*. Reforça que o modelo de *single price* é o requisito essencial para aplicar o modelo não corrigido que a ERSE propõe para o agregador. A Iberdrola reconhece que a proposta da ERSE tenta não limitar excessivamente as horas com um preço único através de um valor residual de 10%, o que é positivo. Propõe que o valor da tolerância cresça ao longo do tempo, a fim de transitar o modelo de desvios para *single price* na totalidade dos ISP.

A NGEN entende que é necessária uma metodologia de ajuste de posição de desvio dos BRP, de forma a poder oferecer serviços de sistema em agregação de ativos pertencentes a vários BRP. A restrição de constituir diferentes áreas de oferta para as Unidades Físicas de cada BRP, pode significar a diminuição do volume agregado e, por consequência, a redução da competitividade das ofertas apresentadas em regime de mercado.

Um interessado referiu não entender o modelo proposto no MPGGS para os desvios das Unidades Físicas Agregadas nos casos em que integram instalações de vários BRP.

A REN comentou que a eliminação do conceito “desvio justificado” tem levantado problemas nas situações em que o desvio resulta da ação do GGS e não é imputável à Unidade de Liquidação.

A REN propôs ainda a utilização do preço marginal do mercado diário para valorização do desvio em situação de apagão e reposição posterior. Esta regra é equivalente a desfazer o resultado do mercado diário na parte não prestada pelo agente de mercado.

DECISÃO DA ERSE

No essencial, a ERSE concretizou no MPGGS a proposta apresentada na Consulta Pública. A ERSE acolheu a proposta da REN para correção de desvios quando resultam da ação do GGS.

No que diz respeito à UDC, em vigor transitoriamente até 30 de junho de 2025, a ERSE manteve a duração do prazo transitório em vigor, pelo que, desde essa data, o conceito de UDC deixou de se aplicar. Reforça-se que a figura do BRP permite expressamente a representação de vários agentes de mercado, pelo que deixou de ser uma barreira à agregação de desvios de agentes de menor dimensão.

Salienta-se a proposta do MPGGS que propõe para as Unidades Físicas Agregadas um modelo de desvios não corrigido, em que as ativações de uma Unidade Física Agregada não produzem ajustamento da posição dos respetivos BRP (vd. capítulo 2.2 deste Relatório). De realçar que o GGS deve enviar à ERSE um estudo sobre o impacto do modelo não corrigido aplicado às ativações das Unidades Físicas Agregadas, que leve em conta as dinâmicas reais dos preços de desvio e das ativações.

2.7 IMPUTAÇÃO DOS ENCARGOS DE REGULAÇÃO

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

A gestão de sistema deve assegurar o equilíbrio entre produção-consumo em cada momento. Esse equilíbrio é permanentemente perturbado por ocorrências nas instalações de consumo e de produção. Para garantir a existência de recursos disponíveis para a gestão do sistema, o GGS promove a contratação de disponibilidade desses recursos (mercados de banda).

Os custos com essa contratação de banda não são diretamente associados ao desvio de um agente, mas antes apurados por período de liquidação e imputados ao consumo nesse período.

A transição energética, concretamente o incremento da produção de origem renovável descentralizada e de pequena dimensão, justifica um aumento de atividade da gestão do sistema, para fazer face a um sistema elétrico com maior número de participantes, com maior peso das fontes de energia não controláveis ou armazenáveis e com fluxos de energia menos previsíveis. Para além da gestão dos desvios de consumo e de produção, também a resolução de congestionamentos de rede se torna mais frequente, devido ao aumento significativo da potência ligada à rede e à maior variabilidade dos fluxos de energia na rede.

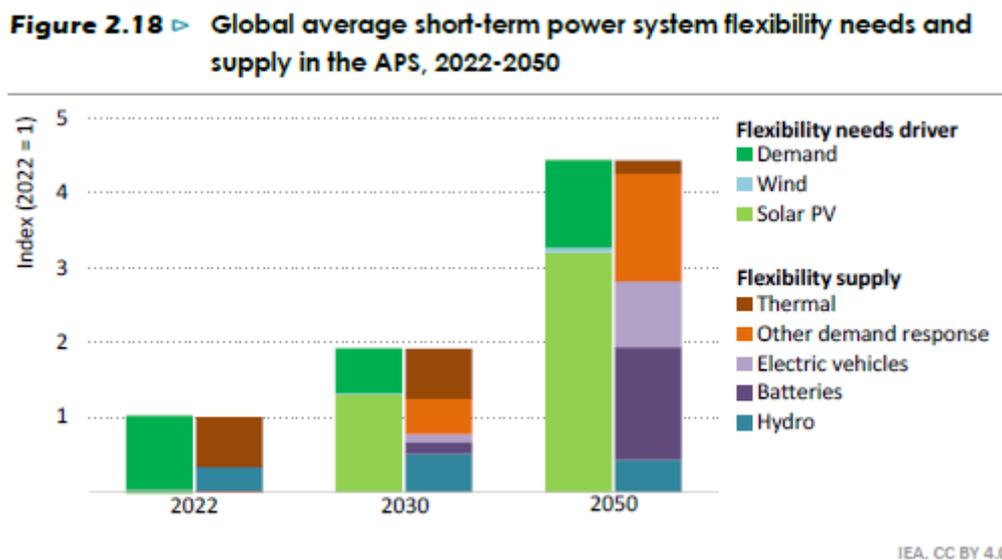
Também os custos de gestão de congestionamentos não são imputados à energia de desvio, mas antes ao consumo em cada período de liquidação.

O GGS aumentou já em 2024 as necessidades de contratação de banda de regulação secundária, para fazer face à volatilidade crescente dos desvios e redução da potência convencional presente no mix de produção, desalojada por produção renovável (solar, eólica) não participante nos serviços de sistema.

Esta evolução das necessidades de reserva no sistema, denota uma alteração gradual que resulta da transição energética. Note-se, a propósito, a referência da Agência Internacional de Energia (AIE) sobre as necessidades de flexibilidade, segundo a qual o aumento da quota de eólica e solar

fotovoltaica aumenta a variabilidade da carga residual¹³, enquanto a eletrificação de novas utilizações finais de energia (aquecimento, transporte e processos industriais) aumenta as pontas de consumo. Segundo a AIE, estas duas tendências aumentam as necessidades de flexibilidade do sistema elétrico, com especial impacto sobre a flexibilidade de curto prazo (vd. Figura 2-8).

Figura 2-1 – Necessidades de flexibilidade de curto prazo projetadas para o sistema elétrico



Fonte: AIE, 2024, Batteries and Secure Energy Transitions¹⁴

Foi neste quadro que o ROR (art. 48.º, n.º 11) estabeleceu que «os encargos com os serviços de sistema não imputados aos desvios devem ser tendencialmente suportados pelos utilizadores não ativos no mercado de serviços de sistema». O ROR (n.º 10 do mesmo artigo) determina ainda que «Os processos de liquidação dos serviços de sistema devem [...] Fornecer incentivos aos agentes de mercado habilitados para oferecerem e prestarem serviços de balanço».

A proposta de alteração do MPGGs inclui a corresponsabilização da produção não-habilitada por esses encargos, na medida em que induza custos de serviços de sistema.

¹³ O conceito de carga residual corresponde ao valor da carga total descontada da produção a partir de recursos renováveis “não-despacháveis”, tradicionalmente, a energia solar fotovoltaica e eólica. Esta carga residual é a que tem de ser satisfeita pelos meios de produção ditos “despacháveis”.

¹⁴ «Most of the projected increase in short-term flexibility needs worldwide is driven by the growth of solar PV, which, with its pronounced daily cycle, increases the hourly variability of the net load. The increase in the variation of demand is the second-biggest driver: wind is less variable than solar over short periods of time and thus does not contribute as much to the overall increase in short-term flexibility needs. In the APS, for example, average global short-term flexibility needs double by 2030, driven largely by a tripling of global solar PV capacity and a 26% increase in annual electricity demand. These flexibility needs subsequently increase 4.5-fold by 2050 from their current level.»

As instalações de produção ou de armazenamento autónomo que não participem nos serviços de sistema devem ser incluídas na responsabilidade pelos custos de regulação do SEN, sendo assim incentivadas a essa participação. As instalações que participam nos serviços de sistema operam num quadro de exigência superior, sendo contribuintes ativas para a flexibilidade do sistema.

Esta responsabilidade deve incidir apenas sobre as instalações de produção e de armazenamento autónomo com potência superior a 1 MW, considerando que apenas estas têm obrigações legais de observabilidade e controlabilidade pelo GGS, para assegurar a segurança de abastecimento. Por razões de proporcionalidade, tendo em conta as expectativas dos agentes do mercado e sua capacidade efetiva para responder ao incentivo fornecido, a ERSE propôs que, do lado da injeção na rede, apenas as instalações de produção ou de armazenamento não-habilitadas e com potência de ligação à rede a partir de 10 MW fossem incluídas.

A ERSE propôs ainda um conjunto de exceções, nomeadamente a produção em autoconsumo ou a cogeração. Também a produção com tarifa garantida e outros regimes especiais (fora de mercado) foi excluída da aplicação dos encargos de regulação, por estar imune aos sinais de incentivo da nova regra, pelo que o sistema elétrico não beneficiaria em integrar esta produção na responsabilidade pelos encargos de regulação. Releva para este efeito a redação da alínea a) do n.º 1 do artigo 199.º-A do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na atual redação, que agrega como semelhantes os regimes de tarifa garantida, regimes bonificados de apoio à remuneração ou os produtores sujeitos ao pagamento de contribuições ao SEN como contrapartida da obtenção de título de reserva de capacidade atribuído na modalidade de procedimento concorrencial.

A proposta discutiu ainda as parcelas de encargos de regulação para o sistema que passam a incidir também sobre a injeção na rede. A ERSE propôs que incluíssem apenas os custos com a banda de aFRR e com a banda diária de mFRR, aderindo assim ao princípio do utilizador-pagador.

A ERSE propôs que a repercussão dos encargos de regulação para o sistema sobre a produção não-habilitada se aplicasse a partir do início da contratação de banda de aFRR.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

A Acciona refere que as instalações de produção com tarifa garantida deveriam participar nos serviços de sistema e, em consequência, não deverão beneficiar da isenção proposta.

A ACEMEL e a Usenergy sugerem uma abordagem gradual e proporcional, protegendo a competitividade dos pequenos comercializadores.

A APREN considera a proposta penalizadora e discricionária, podendo prejudicar unidades em regime de mercado. Refere ainda que a participação nos mercados de serviços de sistema implica investimentos cujo retorno tem incerteza. Conclui que a medida não deve ser implementada sem previsão do seu impacto sobre os agentes de mercado abrangidos e sem uma comparação com outros mercados. A APREN comenta ainda a participação nos mercados de serviços de sistema deve ser aberta a todos, minimizando a incerteza regulatória e através de processos calendarizados e previsíveis, oferecendo tempo de adaptação aos agentes. Os mecanismos a adotar devem promover a resiliência do SEN e a integração de renováveis. Estes objetivos podem ser promovidos através de consultas públicas e sessões de trabalho.

A EDP e a ELECPOR consideram que a imputação dos custos de banda à injeção na rede pode afetar a viabilidade financeira dos projetos e reduzir o interesse de novos investimentos. Além disso, os produtores tenderão a incorporar o custo nas suas ofertas, fazendo refletir sobre o consumo. Por isso, a EDP e a ELECPOR defendem que estes custos devem permanecer imputados apenas ao consumo. Ainda assim, consideram que o início desta regra não deve acontecer antes de ser possível a oferta em portefólio, que facilita a participação destas unidades físicas em mercado de serviços de sistema.

A Iberdrola também não apoia o mecanismo que, diz, se refletirá nos preços dos consumidores finais. Refere que, enquanto produtor, está empenhada na participação nos serviços de sistema. Comenta ainda que as isenções previstas são demasiado extensas e que, a aplicar-se, o mecanismo deveria incidir sobre a energia desviada e não sobre a energia produzida. Pede clarificação sobre a aplicação do encargo aos produtores com acesso obtido em leilão e com contrapartida ao SEN e também sobre os produtores cujo processo de habilitação ou de comissionamento esteja em curso. Refere que o mecanismo não deveria entrar em vigor antes do início da contratação de Banda de aFRR e da revogação do Despacho n.º 4694/2014.

A StorSystems comentou que a proposta penaliza a não participação nos serviços de sistema, em vez de incentivar ou premiar a participação. Prefere uma abordagem com incentivos positivos, como a redução de custos com os serviços de sistema a quem participe.

Em sentido contrário, a APIGCEE, a Fortia e a Megasa solicitam que a isenção de custos com as bandas de aFRR e de mFRR (diária) seja estendida aos consumidores industriais habilitados. As três entidades acrescentam que os custos com os desvios também deveriam incidir sobre a produção não-habilitada, incluindo com tarifa garantida. A Fortia refere ainda que os custos com a banda e com a resolução de restrições técnicas, que não têm uma relação direta com o consumo em cada hora, devem ser imputados de forma mais homogénea no tempo, nivelando esse custo por todas as horas do ano (tal como se discute presentemente em Espanha). A Megasa defende que os encargos a aplicar à produção em mercado não-habilitada deveriam incluir todas as rubricas dos encargos de regulação para o sistema e não apenas a bandas de aFRR e de mFRR.

A GALP concorda com a proposta da ERSE, alertando para o risco significativo que o valor dos encargos de regulação para o sistema tem vindo a representar para os comercializadores e para as suas ofertas aos clientes finais.

A Greenvolt, embora compreendendo o modelo geral da proposta, sugere alargar o âmbito das instalações isentas dos encargos de regulação, nomeadamente para incluir as instalações que possam ter feito um PPA no qual não estejam previstos os custos com os serviços de sistema.

O parecer do Conselho Consultivo aponta para a aplicação do mecanismo com gradualismo e moderação, sinalizando a necessidade de todos os utilizadores contribuírem para a gestão do sistema elétrico e das redes. Solicita ainda que a ERSE justifique o impacto estimado nos custos sobre os consumidores finais.

A SU Eletricidade vem solicitar a clarificação da fórmula de repercussão dos encargos com representação de energia em mercado como agregador de último recurso, na medida que eventuais produtores com potência de ligação superior a 10 MW no regime supletivo e que não sejam cogeneradores, ficam sujeitos ao pagamento dos encargos de regulação para o sistema.

A REN propõe que, no caso de o GGS operar o SEN em regime de reposição ou em outras circunstâncias que justifiquem a utilização do mecanismo excecional de resolução, a energia considerada para aplicação da repartição dos encargos de regulação do sistema assumo o valor da média aritmética do seu valor nos últimos 7 dias em período homólogo.

DECISÃO DA ERSE

As posições dos interessados sobre a proposta de repercussão dos encargos de regulação para o sistema sobre a produção em mercado não-habilitada dividiram-se. Não obstante, alguns traços comuns são possíveis de encontrar. Os interessados em geral defendem a existência de incentivos positivos à participação nos serviços de sistema e defendem a importância de promover essa participação num sistema cada vez mais descentralizado e renovável. Também é comum a preocupação de que a implementação da proposta seja gradual e que considere um tempo suficiente para que os produtores dispostos a habilitar as suas instalações tenham o tempo necessário para isso antes de começarem a ser penalizados.

Sobre estas posições mais transversais, a ERSE reconhece a importância de completar a revisão dos serviços de sistema no sentido do modelo europeu estabelecido nos códigos de rede. Estes serviços de sistema devem ser tecnologicamente neutros, suportados em mecanismos transparentes e de mercado, com requisitos de participação sensíveis à diferente dimensão dos ativos participantes. A ERSE tem vindo a adaptar o MPGGS (e o ROR) no sentido descrito e como resulta da legislação. Em paralelo com as alterações regulamentares, tem promovido projetos-piloto para acelerar as transformações e para permitir testar modelos antes de uma implementação mais definitiva. Assim, a ERSE considera que os incentivos positivos à participação nos serviços de sistema estão a ser desenvolvidos e que a presente alteração do MPGGS é um passo significativo nesse sentido.

O caminho de promoção da participação nos serviços de sistema, em especial da produção renovável ou instalações de armazenamento é para continuar, sendo um elemento essencial da transição energética. O GGS e a ERSE têm realizado sessões de trabalho com os agentes e vários processos de consulta. A ERSE toma boa nota de que estas iniciativas devem prosseguir.

Relativamente ao gradualismo e tempo para adaptação, a ERSE teve em consideração as sugestões, acautelando a não aplicação dos encargos aos produtores durante a fase de comissionamento, incluindo um período adicional de 3 meses para permitir a concretização do processo de habilitação. O início da vigência do mecanismo de imputação de encargos de regulação à produção não-habilitada foi também adiado para o mês seguinte ao início da contratação de banda diária de mFRR. O período de tempo estabelecido, mais alargado, permitirá a todos os agentes ajustarem as suas expectativas e decisões de acordo com a nova regra, minimizando os impactes negativos na sua atividade.

Relativamente aos impactes sobre os comercializadores, importa referir que a imputação de parte destes encargos à produção, subtrai custos que seriam de outro modo diretamente imputados à comercialização. Por outro lado, a exclusão da pequena produção anula o eventual impacto sobre a compra de excedentes de autoconsumo, por exemplo. Além disto, a ERSE espera que o resultado da medida seja uma aceleração da habilitação dos produtores e, com isso, uma pressão competitiva para reduzir os custos destes encargos de regulação (sendo certo que as necessidades de banda tendem a aumentar).

Desta forma, não é possível determinar com rigor o impacto esperado desta medida. Qualitativamente, o seu impacto é claro e resulta de uma redistribuição de custos por uma base contributiva maior. A quantificação depende da evolução dos custos com a banda de aFRR e com a banda diária de mFRR (este produto não terá efeitos imediatos devido ao período de implementação reconhecido no MPGGS), bem como da eficácia do mecanismo para incentivar a habilitação da produção que participa em mercado.

Quanto ao impacto sobre os produtores afetados, considera-se que a incidência sobre a produção em mercado restringe a aplicação a instalações recentes, que por isso mesmo, não deverão ter dificuldades tecnológicas com a habilitação para a participação em serviços de sistema. O mercado português está também a registar uma evolução importante relacionada com o aparecimento de agentes agregadores (BSP), que podem representar estas unidades físicas em mercado assumindo a complexidade dessa atividade.

Alguns interessados defenderam a aplicação destes encargos à produção não-habilitada com tarifa garantida. Por modelo contratual, a maior parte da produção com tarifa garantida não está exposta aos custos dos desvios que provoca. Essa circunstância irá alterar-se substancialmente quando, após o período de extensão da tarifa administrativa, estas instalações passem para regime de mercado. A ERSE considerou que o período de implementação previsto, sobreposto com o calendário de extinção dos contratos de tarifa garantida por decurso do prazo, tornará esta questão residual.

Importa referir também que a dispensa dos consumidores habilitados do pagamento dos encargos de regulação seria desproporcional, até porque a sua participação apenas esporádica no equilíbrio produção-consumo não terá um efeito significativo sobre as necessidades de banda. Quanto ao produto específico de banda de mFRR, essa participação já é remunerada

diretamente, pelo que não se considerou essa isenção como sugerido em alguns contributos da consulta.

Relativamente ao argumento de que os custos imputados à produção acabam por se refletir nos consumidores, importa referir que o impacto económico dos custos com os serviços de sistema é relevante, quer para os produtores quer para os consumidores, que atualmente os suportam na íntegra. A redistribuição da sua imputação direta de forma mais alinhada com a justificação do custo é promotora de eficiência económica. Embora os custos da cadeia de valor acabem por aparecer na fatura do consumo, a exposição dos agentes económicos a esses custos promove a eficiência no despacho económico que resulta do mercado, não sendo garantido que todo o custo seja repassável para o preço de venda.

A incidência sobre a energia injetada (em vez de, por exemplo, a energia de desvio) explica-se pela própria justificação da medida. As necessidades de banda de regulação dependem, além de outros fatores, do mix de produção e dos desvios expectáveis para esse mix. Portanto, a presença de maior ou menor quantidade de produção não-habilitada na rede em cada período de liquidação condiciona os custos de banda contratada.

A Fortia faz referência ao tema do alisamento temporal dos encargos de regulação, até por uma questão de previsibilidade dessa componente do custo de fornecimento. No entanto, a presente consulta não equacionou qualquer alteração de fundo ao modelo de repercussão dos custos com os serviços de sistema.

A ERSE considera que não pode ser afastada a relação entre as condições de operação do sistema em cada momento e os custos de gestão do sistema nesse mesmo momento, nomeadamente os que compõem os encargos de regulação. É conhecida a tendência para o aumento das necessidades de flexibilidade na gestão do sistema perante maiores índices de incorporação de energia de fonte renovável e descentralizada (vd. Figura 2-8). De outra forma, a redução do custo marginal de produção em certas horas, por incorporação de renováveis de custo marginal nulo, está frequentemente associada a um maior custo com os serviços de sistema nesses mesmos períodos. A compensação das duas componentes de custo no preço grossista sinaliza aos clientes esse compromisso.

Reconhece-se, no entanto, a discussão em torno desse regime, nomeadamente pela assimetria de instrumentos de gestão de risco de preço em cada uma das componentes (mercado grossista

e serviços de sistema). A ERSE não alterou o regime em vigor quanto à forma de repercussão dos encargos do sistema, salvo o alargamento da sua incidência à produção não-habilitada.

Relativamente ao impacto desta medida sobre os contratos pré-existentes com os produtores abrangidos, haverá mecanismos contratuais para lidar com as inovações legais e regulatórias. De todo o modo, um dos objetivos expressos da revisão do MPGGS é a promoção da participação nos serviços de sistema por todos os utilizadores da rede, em especial a nova produção renovável. A habilitação para prestar serviços de sistema resulta na isenção deste novo encargo, preservando as condições iniciais do contrato nesta matéria.

Apesar disto, a medida prevê a isenção de aplicação às centrais de menor dimensão, procurando preservar a proporcionalidade da medida e evitando penalizar produtores com menor capacidade para participar nos serviços de sistema.

A SU Eletricidade referiu a necessidade de visitar a fórmula de apuramento dos encargos de agregação, cobrados aos produtores utilizadores do serviço de agregação supletiva pelo AUR, consoante regulamentação da ERSE. A ERSE reconhece que, para um segmento muito específico dos produtores representados no AUR, ou seja, os produtores com mais de 1 MW de potência instalada e que não têm, temporariamente, um agregador alternativo, a fórmula definida atualmente não inclui expressamente o custo com os encargos de regulação. Não obstante, tendo em consideração que essa realidade é residual e temporária no contexto da carteira de agregação do AUR, a ERSE não considerou medidas especiais nesse âmbito.

Relativamente à proposta de fixar o critério de repartição dos encargos de regulação para o sistema durante os períodos de aplicação de mecanismos excecionais de resolução, a ERSE considera que é preferível manter uma redação aberta para aplicação das regras de liquidação nesses períodos. Tendo em mente que os motivos que originam a utilização deste recurso podem ser diversos, de implicações muito distintas, a solução a aplicar em cada caso deve ser avaliada e proposta pelo GGS.

2.8 PRODUTO ESPECÍFICO TRANSITÓRIO DE RESERVAS DE RESTABELECIMENTO DA FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO MANUAL

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

A anterior alteração do MPGGS, em dezembro de 2023, estabeleceu um prazo de 6 meses a partir da sua aprovação para o GGS submeter à ERSE uma proposta para um produto específico de energia de balanço, nos termos do ROR e do Artigo 26.º do Regulamento EB, com a finalidade de resolver, em tempo real, as restrições técnicas resultantes das transições do programa estabelecido na interligação internacional e a resolução de congestionamentos que necessitem de uma ação mais rápida do que a disponibilizada pelo produto normalizado de mFRR.

Tendo em conta que o produto específico transitório apenas começou a ser usado em 14 de março de 2024, o GGS não apresentou essa proposta formalmente.

Na avaliação preliminar solicitada pela ERSE, a conclusão do GGS à análise dos resultados verificados entre 14 de março e 31 de maio mostram que:

- as energias ativadas são baixas comparativamente à ativação do produto standard de mFRR (entre 3,5% e 4% ao longo do horizonte) e;
- os volumes ativados do produto específico transitório de mFRR estão fortemente correlacionados com a variabilidade do programa de interligação, estando concentrados durante a transição do programa de interligação da situação de exportação para importação (períodos de mercado 8 a 11) e durante a transição da situação de importação para exportação (períodos de mercado 19 a 22).

Tendo em conta a natureza específica do produto transitório, o acesso pleno à plataforma europeia MARI até ao final de 2024 e a implementação do MTU de 15 minutos no primeiro trimestre de 2025 para o mercado intradiário, a ERSE considerou que, num período de 6 meses após a aprovação do novo MPGGS, deverá ocorrer uma reavaliação da necessidade deste produto específico e da sua reformulação no novo contexto. Se dessa avaliação se concluir que se mantém a sua necessidade, o GGS deverá apresentar à ERSE uma nova proposta de produto específico.

COMENTÁRIOS DOS AGENTES

Alguns dos agentes participantes na consulta manifestaram discordância com a existência deste produto específico, considerando que não apresenta os requisitos necessários aos estabelecidos pela regulamentação europeia para a existência de um produto específico, e concluindo que deveria ser eliminado ou substituído por uma maior banda do produto standard de aFRR.

A REN propõe completar as regras de valorização das ativações do produto específico para considerar as situações em que não haja oferta de mFRR ou preço marginal de mFRR no mesmo sentido da ativação. A proposta recupera as regras que estão no MPGGS como transitórias.

A REN referiu ainda que o momento para rever o modelo do produto específico deverá ser após a integração na plataforma Picasso e do início do mercado diário em 15 minutos. Este adiamento permite escalonar os esforços de desenvolvimento dos serviços de sistema e definir um novo modelo já com a experiência de funcionamento do sistema elétrico após duas mudanças muito significativas.

DECISÃO DA ERSE

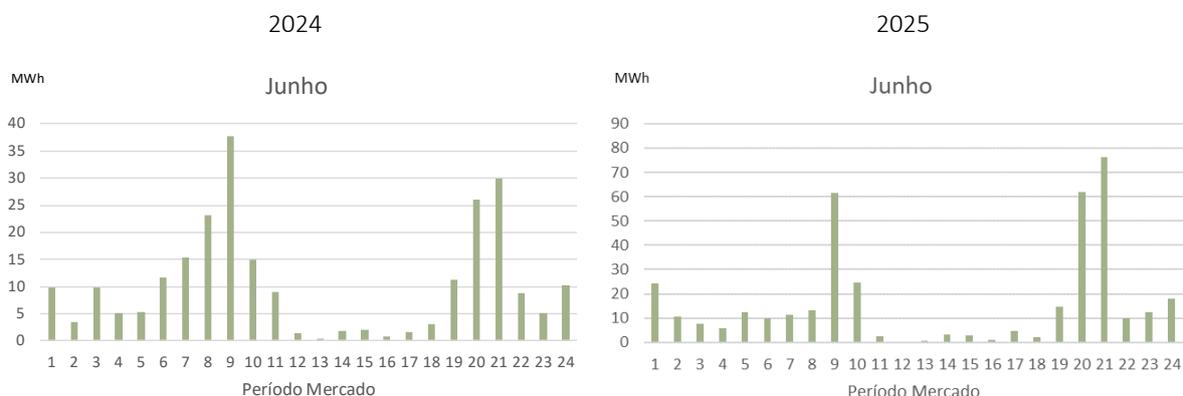
Face aos argumentos apresentados na Consulta Pública, nomeadamente a reduzida duração de análise e a recente implementação do MTU de 15 minutos no mercado intradiário, a ERSE mantém a sua decisão.

Refira-se que essa decisão é de solicitar ao GGS uma proposta de reformulação do produto específico ou, caso defenda que não será necessário mantê-lo, uma proposta concreta para um plano de eliminação do atual produto. Não obstante, reconhece-se que o adiamento do prazo de entrega da proposta nos termos sugeridos pela REN é acomodável. Reduz-se assim uma variável de incerteza no funcionamento do sistema até à estabilização do novo serviço de aFRR e do funcionamento do mercado diário com MTU de 15 minutos.

Foram ainda introduzidas as melhorias de redação propostas pela REN.

Importa juntar a esta avaliação um ponto de situação da mobilização deste produto específico pelo GGS. As figuras seguintes ilustram as ativações do produto específico transitório de mFRR, caracterizadas por hora, no mês de junho de 2024 e no mês homólogo de 2025.

Figura 2-2 – Média horária da energia ativada no produto específico transitório de mFRR rápida



Fonte: REN

As figuras demonstram que a utilização do produto assume uma maior expressão nos períodos típicos das rampas do programa de interligação (ponta de exportação da manhã, seguida de um período de forte importação, e depois a ponta de exportação da noite). A utilização deste produto permite ao GGS cumprir as rampas de transição entre períodos do mercado grossista (5 minutos antes e depois do momento da transição).

A informação do GGS também indica que a energia de mFRR mobilizada desta forma representou 9% da energia de mFRR mobilizada pelo GGS em junho de 2025 e 2% em junho de 2024.

Durante o período de aplicação do produto não ocorreram problemas ou reclamações reportadas à ERSE pelos BSP.

Estes números indicam que o produto tem relevância na operação do SEN e que essa mobilização se adequa aos pressupostos do mesmo definidos no MPGGS.

2.9 BANDA ESPECÍFICA DE MFRR

O Procedimento da Banda Específica de mFRR não foi alvo de alterações nesta Consulta Pública.

Apesar deste facto, foram apresentados diversos comentários, nomeadamente respeitantes à coexistência dos dois produtos de capacidade, um standard e outro específico, de mFRR.

Considerando o prazo algo alargado de implementação previsto para a Banda diária de mFRR e as revisões que o MPGGS ainda virá a sofrer até esse momento, a ERSE considera desejável discutir uma revisão deste serviço numa fase posterior à presente reformulação do MPGGS.

2.10 RESOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES TÉCNICAS E INSTALAÇÕES COM ACESSO COM RESTRIÇÕES

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

A proposta de MPGGS incluiu no processo de resolução de restrições técnicas a prestação de informação desagregada do programa das unidades físicas não-habilitadas, para aplicação de eventuais instruções de redução de potência, ou da produção e consumo sujeitos a obrigações especiais para com o processo de resolução de restrições técnicas, como a energia de reequipamento ou a injeção por instalações com acesso com restrições.

O ORD e o GGS estabeleceram, no final de 2024, o acordo de cooperação previsto no ROR (artigo 69.º), o qual integrou o protocolo de operação entre estes operadores. O acordo em causa inclui, entre outras questões, os «mecanismos de previsão e gestão coordenada de congestionamentos na RNT e na RND». Os operadores coordenam-se para fazer a análise de viabilidade técnica do programa de mercado da produção, no que diz respeito aos congestionamentos das redes, estabelecendo as restrições necessárias nesse contexto no processo de resolução de restrições.

PROPOSTA DE MODELO DE ACESSO COM RESTRIÇÕES

No modelo de acesso à rede com restrições, e chegando ao horizonte da operação das redes (próximo do tempo real), devem existir os mecanismos adequados para a determinação e comunicação em concreto das restrições, para a resposta em coerência pelo utilizador da rede e para a sua verificação pelo operador. Para as instalações com potência de ligação superior a 1 MW, o MPGGS estabelece os mecanismos aplicáveis, comuns aos mecanismos da gestão do sistema.

No caso de uma unidade física habilitada, com acesso firme, as restrições são apenas identificadas após os resultados do mercado diário, intervindo o processo de resolução de restrições técnicas definido no MPGGS. Estas instalações participam nos mercados de serviços de sistema, pelo que não estão sujeitas à aplicação do (novo) mecanismo de controlo de injeção.

As unidades físicas não-habilitadas com acesso firme (instalações de produção ou armazenamento com potência de ligação superior ou igual a 1 MW) participam na verificação de

validade do programa, pelo GGS, mas não participam ativamente no processo de resolução de restrições. Para uma instalação com acesso com restrições, os processos devem depender do momento de ativação das restrições e de a unidade física ser ou não habilitada.

No caso de uma instalação habilitada com acesso com restrições, essas restrições podem ser ativadas antes do mercado diário, caso em que as restrições limitam as próprias ofertas nesse mercado. Após o fecho do mercado diário, a ERSE propôs que estas instalações fossem restringidas prioritariamente face às restantes e face ao reequipamento, caso se trate de uma restrição motivada por um congestionamento local. Pelo seu carácter de instalação habilitada, ela passa a estar automaticamente integrada no processo de resolução de restrições e nos mercados de serviços de sistema em que participe. Nessa medida, o produtor fica obrigado à apresentação de ofertas de mFRR, as quais podem ser ativadas pelo GGS para resolver problemas de balanço, de congestionamento ou outras questões de segurança do sistema.

Para as situações de instalações com acesso com restrições não-habilitadas, distinguem-se duas situações. No caso mais simples, a instalação fica sujeita à ativação de restrições antes do mercado diário ou no processo de resolução de restrições técnicas após o mercado diário. Neste segundo caso (após o mercado diário), as instalações com acesso com restrições devem ser ativadas prioritariamente face às instalações com acesso firme, segundo a própria antiguidade do acordo de acesso, desde que concorram para a resolução da restrição técnica de congestionamento identificada pelos operadores. Note-se que a ativação de restrições após o mercado diário dá origem à correção do programa de mercado dessa unidade física, pelo que será desfeito parte do programa contratado em mercado ou em contratação bilateral.

Mais próximo do tempo real, após o programa final (PF), a ERSE propôs que as restrições destas unidades físicas fossem ativadas para resolver congestionamentos locais apenas, com prioridade face à ativação de ofertas de mFRR. Não havendo correção do programa de mercado diário, o GGS deve implementar estas restrições como ativações a baixar, valorizadas ao preço marginal do mercado diário, assim cancelando economicamente a venda nesse mercado. Ainda neste caso mais simples, a instalação não participa nos serviços de sistema pelo que está sujeita à aplicação do mecanismo de controlo da injeção (vd. capítulo 2.5 deste relatório).

A tabela seguinte resume a proposta do MPGGS quando ao enquadramento das instalações de produção ou de armazenamento com acordos de acesso com restrições e potência de ligação superior ou igual a 1 MW.

As restrições em causa referem-se exclusivamente às restrições por congestionamento de rede, excluindo os outros tipos de causa para a resolução de restrições previstas no MPGGS. As instalações de acesso com restrições, na sua potência com restrição, são mobilizadas prioritariamente desde que contribuam para a resolução do congestionamento identificado. Embora também mobilizadas prioritariamente face à ordem de mérito das ofertas de resolução de restrições, propõe-se que a potência de reequipamento seja restringida após a mobilização das instalações de acesso com restrições. E no caso de várias instalações com acesso com restrições poderem contribuir para resolver um congestionamento, devem ser selecionadas prioritariamente as instalações com acordo de acesso com restrições celebrado em data mais recente, tal como proposto para as condições gerais do acordo de acesso com restrições (vd. Consulta Pública n.º 122 da ERSE).

Tabela 2-6 – Momentos de declaração das restrições sobre instalações com acordo de acesso com restrições e potência superior ou igual a 1 MW

DECLARAÇÃO DA RESTRIÇÃO	PROCESSO	CONSEQUÊNCIAS
ATÉ AO FECHO DO MERCADO DIÁRIO	Comunicação pelo operador de rede, pelos mecanismos definidos no acordo de acesso com restrições	Instalação deve cumprir a restrição nas suas ofertas de venda e no seu programa de mercado. Na validação do programa, este será modificado caso não cumpra a restrição.
APÓS O FECHO DO MERCADO DIÁRIO	Identificação da restrição no processo de resolução de restrições técnicas após o PDBF e instrução de redução de potência	Programa (PDBF) é modificado pela instrução, a preço marginal do mercado diário (desfaz energia encontrada) Instalações de acesso com restrições são mobilizadas com prioridade
APÓS O MERCADO INTRADIÁRIO, ATÉ AO TEMPO REAL	Identificação da restrição no processo de resolução de restrições técnicas após o PF e instrução de redução de potência	<u>a) Unidades físicas não-habilitadas</u> Programa (PF) é modificado pela instrução de despacho, a preço marginal do mercado diário (desfaz energia programada) Instalações de acesso com restrições são mobilizadas com prioridade

DECLARAÇÃO DA RESTRIÇÃO	PROCESSO	CONSEQUÊNCIAS
		<p><u>b) Unidades físicas habilitadas</u></p> <p>Programa (PF) é modificado pela instrução de despacho, a preço de mFRR a descer</p> <p>Instalações de acesso com restrições são mobilizadas por ordem de mérito da oferta elegível</p>

A ERSE propôs que as instalações com acesso com restrições com potência superior ou igual a 1 MW participassem obrigatoriamente no processo de resolução de restrições técnicas, quer após o mercado diário, quer após o mercado intradiário até ao tempo real. No entanto, não se prevê a obrigação expressa de participar nos mercados de balanço, ou seja, que sejam unidades físicas habilitadas. Precisou-se que, para efeitos da mobilização de potência de acesso com restrições, apenas são válidas as restrições decorrentes de congestionamentos de rede.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Os comentários sublinharam as diversas melhorias de redação e harmonização do articulado, que foram consideradas.

A APREN, a Movhera e a ELECPOR comentaram que a obrigação de comunicação das potências máximas dos centros eletroprodutores hídricos, que podem ser mantidas durante 4 e 12 horas, se deve aplicar apenas às centrais hidroelétricas de albufeira, pois as restantes têm o seu recurso muito condicionado, o que torna a informação pouco fiável.

A Movhera refere ainda que determinadas centrais, como as hídricas de fio-de-água, têm limitações à participação no processo de resolução de restrições.

A REN referiu que a correção pelo GGS das ofertas para a resolução de restrições técnicas para os limites de viabilidade das Unidades de Programação já contempla cenários de preço marginal negativo, não sendo necessário explicitar essa questão.

Quanto à resolução de restrições após o Programa Diário Base de Funcionamento (PDBF), a EDP defende a clarificação da respetiva secção e estabelecimento de um prazo para a concretização

das ofertas específicas para este fim. Este Agente de Mercado (AM) remete para o exemplo de Espanha, como uma referência neste mercado. A associação Energy Traders Europe coincide com esta proposta de alinhamento com as regras vigentes em Espanha. Outro AM refere a necessidade de separar as ofertas para balanço/equilíbrio das ofertas de resolução de restrições.

A Endesa, sobre o mesmo mecanismo, sugere a clarificação da remuneração das centrais termoelétricas mobilizadas pelo GGS, em particular quando se aplique a uma oferta simples.

A GALP não considera adequado atribuir ao GGS a responsabilidade pela verificação da exequibilidade do programa dos AM para efeito da mobilização de ofertas em resolução de restrições, devendo ser destes a responsabilidade de ajustar o programa nos mercados intradiários subsequentes.

A GALP recomenda ainda que a alteração do programa do AM por aplicação de restrições técnicas, após mercado diário ou em tempo real, deve ser refletida no programa final das unidades de programação para efeitos de desvios. E recomenda também que as limitações por unidade física sejam comunicadas pelo GGS aos respetivos representantes.

No mercado de resolução de restrições após o Programa Diário Viável Definitivo (PDVD), a REN propôs a clarificação de que, caso o GGS solicite uma antecipação ou prolongamento de funcionamento de uma central termoelétrica, o termo fixo a aplicar ao primeiro arranque solicitado neste mercado de restrições deve corresponder ao segundo termo fixo da oferta, porque dá a possibilidade ao AM de atualizar a oferta, após a solicitação de antecipação ou prolongamento. A REN propôs ainda uma clarificação da valorização aplicável às antecipações e prolongamentos da programação das centrais termoelétricas.

Também sobre a resolução de restrições após o PDVD, a EDP alerta que pode não ser possível ao AM habilitado a participar nos serviços de balanço e outros serviços de sistema (BSP) programar as energias correspondentes ao arranque da central termoelétrica, tendo em consideração o limite horário de receção de ofertas (*Gate Closure Time*) do Mercado Intradiário Contínuo e/ou pela falta de liquidez do mercado. Acrescenta 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 rampa de saída e energia de prolongamento. Solicita ainda a clarificação de que, sempre que os grupos termoelétricos passem por períodos com energia a zero, num ou mais períodos de mercado, deve ser pago um novo custo de arranque.

Sobre a resolução de restrições técnicas após o PDVD, a Endesa sugere a clarificação da remuneração das centrais termoelétricas cujo funcionamento tenha sido prolongado pelo GGS, abrangendo o horizonte de programação (dia) seguinte. Sugere ainda a clarificação da remuneração no caso de dois arranques consecutivos em resolução de restrições, entre os quais o agente tenha reprogramado em mercado intradiário os períodos de paragem, de tal forma que a Unidade Física resulte programada com energia sempre acima de zero entre esses dois arranques.

A NGEN solicita a publicação do Relatório sobre a utilização de ações de redespacho a enviar pelo GGS à ERSE, nos termos do artigo 13.º do Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019.

A REN solicitou à ERSE que o início do funcionamento do mercado de resolução de restrições técnicas após o PDVD viesse a ter lugar em data anterior ao início da negociação em períodos de 15 minutos no mercado intradiário, com vista a distribuir no tempo as alterações aos mecanismos e plataformas do GGS e dos BSP, reduzindo os riscos operacionais inerentes a uma excessiva concentração de mudanças relevantes num único momento. A REN informou a ERSE de que procedeu à notificação dos BSP participantes neste mercado sobre a possibilidade de antecipar esta alteração, mediante aprovação da ERSE, não tendo recebido objeções.

A REN propôs ainda que, a partir da data em que o mercado intradiário adote a unidade de tempo de 15 minutos, também o processo de contratação de banda de regulação secundária (BRS) se efetue em períodos de contratação de 15 minutos, com ofertas independentes.

A E-REDES sublinhou que o atual enquadramento de acesso com restrições é aplicável apenas a instalações de produção ou armazenamento autónomo. Assim, a E-REDES considera que o MPGGS apenas se deve aplicar ao acesso com restrições para instalações de produção e armazenamento autónomo com potência superior a 1 MW, sendo que o Manual de Procedimentos da Gestão Técnica da Rede de Distribuição (MPGTRD) deverá conter as disposições relativas ao acesso com restrições para as instalações de produção ou armazenamento autónomo de potência inferior ou igual a 1 MW.

A E-REDES considera ainda que, no caso das instalações de consumo com acesso com restrições, o MPGGS apenas deve incidir nas instalações ligadas na RNT, remetendo para a esfera do MPGTRD as instalações de consumo com acesso com restrições ligadas na rede de distribuição.

A E-REDES nota que o acesso com restrições para o consumo está ainda a ser desenvolvido no âmbito de um projeto-piloto e não foi suficientemente discutido, pelo que o MPGGS deve limitar as disposições aplicáveis a estas instalações.

A Iberdrola defende que o acesso com restrições deve ser evitado em nós da rede que tenham ligada produção comprometida com pagamentos ao SEN, por estas últimas serem deslastradas prioritariamente. A Iberdrola considera que as instalações com acesso com restrições devem obrigatoriamente fazer ofertas de mFRR a baixar, de preço não negativo. Considera também que estas instalações não devem poder prestar serviços de FCR, aFRR ou controlo de tensão, nos períodos sujeitos a eventual restrição. Sublinha ainda que as instalações com potência inferior a 1 MW estão isentas de participação na gestão de congestionamentos, tal como estão das obrigações de observabilidade e controlabilidade, pelo que deveriam ter um maior contributo para o financiamento dos custos do sistema. A Iberdrola refere que as limitações técnicas por nó da rede devem ser comunicadas ao mercado, por razões de transparência.

A REN e outro interessado sublinham a repetição e incoerência da norma que fixa a valorização das ofertas para resolução de restrições no PDBF, colocadas pelo GGS em substituição do agente de mercado, seja por ter feito ofertas inválidas ou insuficientes, seja por não ter feito ofertas.

A REN apresentou diversas propostas de clarificação e melhoria da redação do MPGGS relativamente ao mecanismo de resolução de restrições técnicas e as suas consequências nos restantes procedimentos do MPGGS.

Um interessado comentou que não é desejável que as restrições técnicas sejam resolvidas próximo do tempo real através de mobilização de ofertas de energia de balanço, por se tratarem de serviços distintos. Deveriam assim ser ofertas independentes. O mesmo interessado propõe que a oferta para as restrições após o PDBF possa ser considerada na resolução de restrições após o PF. Refere ainda a necessidade de definir no MPGGS as características das ofertas para resolução de restrições, por razões de transparência.

Este interessado comenta ainda que a unidade física pode estar no processo de habilitação ou que pode não ter ainda a integração no SCADA para efeitos de receber a instrução de despacho. O interessado sublinha a necessidade de proceder ao ajustamento do desvio do BRP mesmo no caso de mobilização de unidades físicas não-habilitadas no mecanismo de resolução de restrições.

Propõe ainda um período transitório que permita a conclusão do processo de habilitação, sem que a unidade física tenha de ser integrada nos processos como não-habilitada.

Este interessado sublinha ainda a necessidade de separar as mobilizações de resolução de restrições técnicas e de equilíbrio, inclusive para concretizar a norma que requer a classificação de cada mobilização.

A StorSystems reconhece a importância do envio de informação ao GGS, pelas instalações de armazenamento, de dados sobre o estado de carregamento da bateria. Incentiva que o GGS recolha esses dados e os utilize na avaliação de viabilidade destas unidades físicas, aceitando que estas ofertas concorram com outras nos mercados de resolução de restrições técnicas. O mesmo interessado, manifesta preocupação com o efeito das mobilizações em resolução de restrições sobre as receitas da unidade física no mercado, bem como sobre os desvios, nomeadamente por eventuais necessidades de alteração do programa de mercado em instalações de armazenamento.

Tal como mencionado no ponto 2.5 deste relatório, o GGS transmitiu à ERSE, em reuniões técnicas, a preocupação com eventuais circunstâncias de elevadas necessidades de redução de injeção, sobretudo a partir do fecho da plataforma TERRE em 2025, deixando apenas o mercado de mFRR, num momento muito próximo do tempo real. Esta circunstância pode ser ainda mais agravada mesmo com o TERRE, quando se juntem três fatores em simultâneo: valores elevados de importação, valores elevados de produção renovável não-habilitada e necessidade de mobilizar centrais de ciclo combinado a gás natural em restrição para garantir reserva e inércia. Na situação referida, a REN salientou a possibilidade de não conseguir equilibrar o programa de mercado após a resolução de restrições, obrigando a deixar esse equilíbrio para o tempo real.

Tendo em mente as situações referidas, a REN propôs na consulta pública que todos os centros eletroprodutores em mercado fossem obrigados a apresentar ofertas para Resolução de Restrições Técnicas no PDBF.

DECISÃO DA ERSE

Algumas das questões levantadas a propósito do mecanismo de resolução de restrições técnicas foram discutidas e aprovadas no âmbito da [Diretiva n.º 5/2025](#), de 26 de março. Essa opção, como foi então justificado, prendeu-se com o impacto da negociação em 15 minutos no mercado

intradário que se iniciou em 18 de março. Ainda assim, referem-se aqui as questões já aprovadas na diretiva transitória e as restantes.

A ERSE aprovou as principais alterações ao processo de resolução de restrições após o PDVD na Diretiva n.º 5/2025. De igual modo, a ERSE considerou justificável a proposta da REN de passar a contratar a banda de regulação secundária em períodos de 15 minutos com ofertas independentes, na medida em que as ofertas de BRS são feitas já depois de decorrida a primeira sessão do mercado intradário, a qual pode introduzir alterações com detalhe de 15 minutos no programa de base horária encontrado no mercado diário. Nota-se que estas alterações impactam a disponibilidade de BRS das Unidades Físicas.

A ERSE reconhece a pertinência da referência ao risco de preço em que o BSP pode incorrer, ao ter de programar o arranque da sua Unidade Física no mercado intradário contínuo com um pré-aviso curto. Visando mitigar esse efeito, a ERSE irá promover, em conjunto com o GGS, uma solução mais estrutural para reduzir o risco de preço das rampas de subida e de descida associado aos arranques de grupos de centrais termoelétricas por restrição. Foi ainda alargado de três para quatro horas o período de pré-aviso mínimo para que o BSP seja responsável pela programação do arranque.

A verificação da exequibilidade dos programas pelo GGS, referida nos comentários, refere-se em particular às Unidades Físicas com sistemas de armazenamento, as quais fazem ofertas para resolução de restrições técnicas em períodos consecutivos, mas que podem não ser exequíveis cumulativamente. A ERSE valorizou o comentário da GALP relativamente às instalações de armazenamento, sobretudo no contexto da resolução de restrições após o PDBF, que possibilita ao agente de mercado a correção completa do seu programa no mercado intradário. No caso de resolução de restrições mais próximas do tempo real, a verificação da exequibilidade das ofertas de mFRR pelo GGS é assegurada. O mesmo se aplica ao comentário da Movhera sobre as centrais hídricas de fio-de-água.

A ERSE esclarece que a alteração dos programas de mercado por aplicação do mecanismo de resolução de restrições se reflete no próprio programa diário (PDVD) ou, no caso de ações em tempo real, no ajuste da posição do BRP para efeito de desvios. Esclarece ainda que o MPGGS prevê, no Capítulo IX (artigo relativo à informação ao NEMO, ao ORD e aos agentes de mercado), que o GGS comunica as limitações técnicas sobre as unidades físicas ao respetivo agente de mercado e ao BSP, se for diferente.

O processo de resolução de restrições técnicas não foi alvo de uma reformulação especial na proposta apresentada pela ERSE na consulta pública. Por essa razão, a ERSE considera que uma revisão profunda destes mecanismos carece de uma discussão mais sistemática e aprofundada, algo que só poderá ser feito após uma recolha de dados concretos sobre o seu funcionamento. Acresce que os mercados de balanço/equilíbrio e os mercados diário e intradiário estão em plena mudança, pelo que se antecipa um período de adaptação dos AM a estes novos processos.

Sobre a consideração das instalações com acesso com restrições, que suscitaram várias intervenções na consulta, a ERSE clarifica que a sua mobilização para resolver congestionamentos é prioritária, no processo de resolução após o PDBF. Durante o tempo real (após o PF), estas instalações são tratadas de forma diferente consoante sejam habilitadas ou não. Sendo habilitadas, as ofertas de mFRR são usadas para a gestão do congestionamento em igualdade de circunstâncias com as demais instalações habilitadas, o que constitui mais um incentivo implícito à habilitação e participação nos serviços de sistema. Não sendo habilitadas, serão mobilizadas prioritariamente também neste horizonte temporal de resolução de congestionamentos. Desta forma, a ERSE propôs um modelo que não obriga estas instalações a participar nos serviços de sistema, mas mantém a controlabilidade das mesmas nas mãos do GGS para resolver o congestionamento que justifica a restrição.

No caso das instalações de produção ou armazenamento com potência inferior a 1 MW, consideram-se, em geral, fora da alçada de materialidade para a gestão do sistema, devendo ser tratadas no âmbito da rede de distribuição e do futuro Manual de Procedimentos da Gestão Técnica das Redes de Distribuição.

Relativamente à inclusão das instalações de consumo com acesso com restrições, a ERSE considerou a proposta da E-REDES, reconhecendo a vantagem de dispor de flexibilidade nas regras definidas no MPGGS. Assim, a incorporação nos mecanismos de resolução de restrições técnicas fica sujeita aos termos do acordo de acesso com restrições. Esta alteração incidiu sobre o Capítulo IX, o Capítulo XVII e o Capítulo XXIV.

A ERSE acolheu também as preocupações manifestadas pela REN, quanto a situações cada vez mais prováveis de escassez de ofertas para resolução de restrições e de transferência dessa resolução para próximo do tempo real, com os riscos e ineficiências daí resultantes.

Nesta avaliação, a ERSE manteve a opção das instalações de produção ou de armazenamento não se habilitarem para participar nos serviços de sistema, mas a transição energética obriga a incrementar os deveres destas instalações perante a segurança da operação do SEN. Assim, o MPGGS foi alterado para impor a obrigação de participação no mercado de resolução de restrições técnicas após o PDBF sobre todas as instalações de produção ou de armazenamento com potência superior ou igual a 1 MW. O modelo de concretização desta obrigação seguiu de perto a proposta que tinha sido feita para as instalações de produção ou de armazenamento não-habilitadas e com acesso com restrições. Em concreto, impõe-se a sua participação no processo após o PDBF (que ocorre uma vez por dia), estando previsto o mecanismo pelo qual o GGS pode substituir-se ao agente de mercado na colocação das ofertas para resolução de restrições técnicas após o PDBF. Note-se que esta participação se concerta com a obrigação de o AM comunicar ao GGS a repartição do programa de mercado por unidade física, mesmo as não-habilitadas.

A ERSE sublinha que a alteração do mix de produção e das suas características técnicas, coloca desafios crescentes à exploração do sistema em segurança. O caminho para endereçar esses desafios é aumentar o conjunto de instalações participantes, seja nos serviços de balanço, seja nos mercados de resolução de restrições. A utilização de mercados de resolução de restrições é preferível a mecanismos de deslastre de renováveis ou de limitação da capacidade de interligação.

Neste contexto, e a propósito do comentário da NGEN sobre a publicação do relatório sobre redespachos previsto no Regulamento (UE) 2019/943, confirma-se que o mesmo regulamento europeu prevê que a entidade reguladora deve apresentar à ACER e publicar uma síntese das informações constantes do relatório do GGS. Assim, considerou-se não ser necessário incluir essa referência o MPGGS.

Ainda como medida de reforço da transparência sobre os mercados de resolução de restrições técnicas, a ERSE introduziu no MPGGS a obrigação de classificação de cada mobilização nestes mercados, em função da necessidade que lhe der origem. A título de exemplo, refere-se o caso do gestor do sistema de Espanha, que caracteriza as restrições técnicas segundo oitocategorias distintas: (i) Sobretensão na rede de transporte, (ii) Controlo de tensão na rede de transporte, (iii) Restrição técnica da rede de distribuição, (iv) Sobrecarga perante contingência na rede de transporte, (v) Sobrecarga na rede de transporte, (vi) Desfasamento angular na rede de

transporte, (vii) Perda de capacidade de bombagem na rede de transporte, (viii) Congestionamento de receção de energia na rede de transporte.

No relatório sobre redespachos, o GGS deve caracterizar as ações para resolução de restrições técnicas com base nesta grelha de classificação, bem como deve publicar o detalhe dos encargos de regulação associados à resolução de restrições com a mesma desagregação.

Ainda no âmbito das obrigações de transparência, a ERSE tomou nota da recomendação da ENTSO-E¹⁵ aos operadores de rede de transporte quanto à monitorização dos valores de inércia. Nessa medida, incluiu no MPGGS a obrigação de monitorização em tempo real do valor da inércia pelo GGS, tendo em conta os objetivos de segurança da operação da zona síncrona da Europa Continental, embora reconhecendo que existe ainda espaço para maior harmonização na respetiva metodologia de cálculo e uma definição mais clara das obrigações de cada operador nacional. O resultado dessa monitorização deve ser caracterizado no relatório anual sobre impactes dos redespachos.

A incoerência apontada à proposta de valorização das ofertas para resolução de restrições no PDBF, colocadas pelo GGS em substituição do agente de mercado, foi eliminada.

Relativamente à utilização de ofertas específicas para o processo de resolução de restrições após o PF, destaca-se que a opção de usar as ofertas de mFRR permite simplificar as operações e aceder a um conjunto de ofertas mais competitivas. Na realidade, são produtos cuja especificação é próxima. Não obstante, como referido atrás, a ERSE não exclui a possibilidade de vir a definir novos e diferentes mercados de resolução de restrições técnicas que, tal como o processo após o PDBF, tenham ofertas específicas.

A ERSE refere ainda que a participação das unidades físicas não habilitadas na resolução de restrições (e no mecanismo de controlo de injeção) parte do pressuposto de que estão integradas no SCADA, podendo receber instruções de despacho. Nessa medida, salvo algum impedimento técnico temporário, as regras são semelhantes às unidades físicas habilitadas, não parecendo ser necessário um período transitório para o período em que decorre o processo de habilitação.

¹⁵ ENTSO-E Position Paper, *Project Inertia – Phase II - Recovering power system resilience in case of system splits for a future-ready decarbonised system*, de 9 de Janeiro de 2025 [\[link\]](#).

Relativamente à participação de instalações de armazenamento nos processos de resolução de restrições, a ERSE repete que a mobilização de unidades físicas para resolução de restrições segue as ofertas do respetivo agente (e, portanto, a valorização económica solicitada). Se a instalação de armazenamento tiver se reformular o seu programa para dar resposta a uma mobilização em restrições, pode fazê-lo no mercado intradiário contínuo até muito próximo do tempo real.

A ERSE introduziu diversas melhorias pontuais da redação do MPGGS relativamente ao mecanismo de resolução de restrições técnicas e as suas consequências nos restantes procedimentos do MPGGS, conforme sugeridas pela REN, no sentido de reforçar a consistência dos vários procedimentos.

2.11 ADOÇÃO DE MTU15 NO MD E MI

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

A proposta de alteração do MPGGS inclui várias alterações de pormenor para implementar a alteração do período de contratação (MTU) nos mercados diário e intradiário para 15 minutos (MTU15), conforme proposta apresentada pelo GGS. Estas alterações incluem, desde logo, a consideração dos programas de mercado com detalhe de 15 minutos, em vez do detalhe horário como até aqui.

Estas alterações incluíram a alteração do mercado de reservas de reposição que, a partir do início da MTU de 15 minutos no mercado intradiário, passou a considerar ofertas independentes para cada período de 15 minutos.

O início do MTU de 15 minutos no mercado intradiário, foi concretizado pelo respetivo operador de mercado para o dia 18 de março de 2025, prazo incompatível com a conclusão deste processo de revisão do MPGGS.

Para concretizar a antecipação das alterações do MTU15 no MPGGS, e já no âmbito da presente Consulta Pública n.º 127, foi aprovada a Diretiva n.º 5/2025, de 26 de março, que assegurou a aprovação das alterações transitórias do MPGGS estritamente necessárias à sua compatibilização com a alteração do MTU no mercado intradiário, em tempo útil face à referida data de operacionalização. Essas alterações encontram-se descritas detalhadamente no preâmbulo da Diretiva n.º 5/2025.

Em virtude do início da aplicação da MTU15 no mercado intradiário e do cálculo de desvios em períodos de 15 minutos, cessam algumas das regras transitórias que estavam definidas em função dessa ocorrência. É o caso da suspensão da aplicação de penalidades de incumprimento de instruções de despacho a unidades físicas de consumo habilitado ou da derrogação aplicável ao período de liquidação de desvios.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

A Iberdrola comentou vários aspetos do desenvolvimento do mercado grossista, operado pelo OMIE, como a necessidade de incluir maior flexibilidade nos processos de mercado, para acompanhar as evoluções regulatórias com maior facilidade. A Iberdrola também recomendou o alargamento dos tipos de ofertas disponíveis.

A Movhera comentou a preocupação com a regra de suspensão das transações no mercado intradiário contínuo pelo GGS, no caso de condicionantes operativos. A Movhera pede transparência nessa eventualidade e que a comunicação com os agentes de mercado (sobre a suspensão e sobre a normalização) seja expedita.

DECISÃO DA ERSE

O desenho europeu do mercado organizado é matéria fora do âmbito do MPGGS, o qual deve adaptar-se às regras em vigor. A ERSE regista os comentários da Iberdrola a este propósito.

O articulado do MPGGS foi alterado para prever a notificação dos agentes de mercado pelo GGS, no caso de suspensão do mercado intradiário contínuo.

2.12 PERÍODO DE IMPLEMENTAÇÃO DAS NOVAS REGRAS DO MPGGS

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

A ERSE incluiu na Consulta Pública n.º 127 uma proposta de prazos associados aos principais processos sujeitos a alteração no MPGGS. Entretanto, desde o início da consulta pública já se registaram dois marcos importantes nesta matéria: i) a entrada em funcionamento do período de contratação (MTU) de 15 minutos no mercado intradiário, em 18.3.2025, e ii) o cálculo e liquidação de desvios em 15 minutos, a partir de 1.4.2025.

Resumem-se de seguida as propostas de prazo de implementação das principais novas regras do MPGGS submetidas pela ERSE a consulta pública, que levaram em consideração a proposta de prazos apresentada pelo GGS à ERSE.

Tabela 2-7 – Prazos de implementação do MPGGS propostos na consulta pública

Processo	Prazo proposto	Observações
Produto de energia e de capacidade de aFRR	10 meses após a aprovação do MPGGS, para a implementação da plataforma nacional	Por razões de prudência operacional, o início do funcionamento das plataformas não deve coincidir com os meses de dezembro, janeiro, fevereiro, março, julho, agosto e setembro. Após a data prevista, o GGS define o dia exato de início de funcionamento das novas plataformas, fazendo uma avaliação semanal das condições necessárias.
Adesão à plataforma Picasso (energia aFRR)	Até 1 ano após a aprovação do MPGGS	
Banda diária de mFRR	Até 18 meses após a aprovação do MPGGS	O desenvolvimento deve iniciar ainda em 2025, com sessões de esclarecimento dos agentes de mercado quanto à planificação dos trabalhos e à especificação dos novos serviços.
Mecanismo de controlo da injeção na rede por UF não-habilitadas	Até 18 meses após a aprovação do MPGGS	idem
Período de adaptação aos requisitos operacionais	Até 18 meses após a aprovação do MPGGS	Nomeadamente para integração no SCADA do operador de rede respetivo

Processo	Prazo proposto	Observações
de observabilidade pelas UF não-habilitadas		
Repercussão dos encargos de regulação para o sistema sobre a produção não-habilitada	Mês seguinte à data de início de contratação da banda de aFRR	
Apresentação de proposta de algoritmo de programação para UF Agregadas	Até 6 meses após a aprovação do MPGGS	

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Os comentários à proposta de prazos da ERSE foram dispersos, havendo contributos a defender prazos mais curtos e outros a defender o contrário.

A REN e o Conselho Consultivo defenderam a previsão de prazos realistas, mais alinhados com a proposta do GGS e levando em conta a data de aprovação do MPGGS.

DECISÃO DA ERSE

A discussão dos prazos de implementação foi detalhada em cada ponto específico deste relatório.

A ERSE reconhece que os prazos previstos devem ser adaptados à data de aprovação do MPGGS. Em parte dos casos esse já era o modelo proposto.

Por outro lado, o tempo decorrido desde a proposta já permitiu assegurar a execução de algumas das tarefas que estavam atribuídas ao GGS (e.g. adaptações ao MTU15 no mercado intradiário e cálculo de desvios em 15 minutos).

Acresce que a implementação de produtos normalizados tem a vantagem de permitir o seu desenvolvimento no essencial do desenho do produto, ficando apenas os detalhes de implementação sujeitos à regra nacional específica.

A ERSE reafirma também a urgência na implementação destas alterações, em alguns casos devido à necessidade de cumprimento dos códigos de rede europeus, já em atraso, e em outros devido

à necessidade de implementar novas ferramentas para a gestão do sistema, num quadro de alteração acelerada do mix de produção.

Em função desta avaliação, e considerando a discussão explicitada em cada ponto concreto deste relatório, a ERSE reformulou os prazos de implementação. Foi ainda definido o prazo de 15 dias para a produção de efeitos, tal como proposto na consulta, permitindo que a generalidade das regras de implementação imediata possa ser assimilada nos sistemas do GGS e dos próprios agentes de mercado, sem disrupções e atendendo ao período estival que decorre.

Tabela 2-8 – Prazos de implementação dos novos serviços previstos no MPGGS

Processo	Prazo aprovado	Observações
Produto de energia e de capacidade de aFRR	1.4.2026, para a implementação da plataforma nacional	Por razões de prudência operacional, o início do funcionamento das plataformas não deve coincidir com os meses de dezembro, janeiro, fevereiro, março, julho, agosto e setembro. Após a data prevista, o GGS define o dia exato de início de funcionamento das novas plataformas, até 30.6.2026, fazendo uma avaliação semanal das condições necessárias.
Adesão à plataforma Picasso (energia aFRR)	Até 31.10.2026	
Banda diária de mFRR	Até 1.4.2027	O desenvolvimento deve iniciar ainda em 2025, com sessões de esclarecimento dos agentes de mercado quanto à planificação dos trabalhos e à especificação dos novos serviços.
Mecanismo de controlo da injeção na rede por UF não-habilitadas	Até 18 meses após a entrada em vigor do MPGGS	idem
Período de adaptação aos requisitos operacionais de observabilidade pelas UF não-habilitadas	Até 18 meses após a entrada em vigor do MPGGS	Nomeadamente para integração no SCADA do operador de rede respetivo
Repercussão dos encargos de regulação para o sistema sobre a produção não-habilitada	Mês seguinte à data de início de contratação da banda diária de mFRR	

Processo	Prazo aprovado	Observações
Apresentação de proposta de algoritmo de programação para UF Agregadas	Até 12 meses após a entrada em vigor do MPGGS	Proposta deve incluir uma consulta prévia aos interessados
Apresentação de proposta de projeto-piloto de prestação de aFRR em portefólio	Até 6 meses após a aprovação do MPGGS	Proposta deve incluir uma consulta prévia aos interessados

3 RESPOSTA A COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS

Neste capítulo discutem-se comentários específicos sobre as propostas de regulamentação, cuja relevância merece uma apreciação particular e uma resposta da ERSE, seja clarificando as propostas seja justificando a sua decisão final.

O teor destes comentários específicos foi tido em consideração na decisão final da ERSE, sendo apresentados em capítulo próprio para não prejudicar a visão de conjunto sobre os contributos recebidos na consulta.

Os comentários estão organizados por tema. A numeração das normas faz referência à versão proposta em consulta.

3.1 CAPÍTULO I DISPOSIÇÕES GERAIS	
Comentário	Observações da ERSE
REN A REN defende que o termo “região síncrona Europa Continental” se deve manter, por ser o mais utilizado por várias entidades, incluindo a ENTSO-E.	O termo “zona síncrona” é o que está definido no Regulamento SO, pelo que a ERSE manteve a sua proposta.
REN A REN propôs a alteração da denominação dos programas “PHF” e “PHFC”, para “PF” e “PFC”, em função de passarem de horários para 15 minutos. Propôs ainda clarificações nas definições. A REN propõe também a utilização preferencial do termo “habilitação”, reservando o termo “pré-qualificação” para identificar uma das vias possíveis de habilitação.	A ERSE adotou as propostas de alteração das siglas sugeridas pela REN. Adotou ainda a proposta de alinhamento do termo “habilitação”, nomeadamente com o projeto de código de rede de resposta da procura, que prevê o mecanismo simplificado de “pré-verificação” e o ensaio tradicional, designado “pré-qualificação”.
EDP A EDP entende que, para clarificação do articulado, os principais conceitos devem constar das definições, nomeadamente centro eletroprodutor, Área de Ofertas, Unidade Física Agregada e Unidade de Ofertas de aFRR.	A ERSE acrescentou a lista de definições para aumentar a clareza do MPGGS.
Iberdrola «Neste sentido, é necessário que o modelo do poder de representação seja perfeitamente permeável às diferentes configurações de	O MPGGS tem vindo a aprofundar as opções de participação no mercado disponíveis, indo ao encontro da preocupação manifestada no comentário.

3.1 CAPÍTULO I DISPOSIÇÕES GERAIS	
Comentário	Observações da ERSE
<p>representação e esteja perfeitamente alinhado com o do NEMO (OMIE), para garantir uma incorporação ágil no mercado de agentes e instalações de maior ou menor dimensão, a atuar individualmente ou de forma agregada.</p> <p>Além disso, seria aconselhável que o actual modelo de contrato bilateral fosse modificado para considerar se os Agentes do Mercado que assinam o contrato o fazem em nome próprio (por conta própria) ou por conta de terceiros ou em sua representação.»</p>	<p>Considera-se que o desenvolvimento destas modalidades deve evoluir à medida que o mercado identifique novos modelos não previstos. A presente alteração do MPGGs dá passos precisamente nesse sentido (vd. capítulo 2.1.4).</p>

3.2 CAPÍTULO IV UNIDADES FÍSICAS	
Comentário	Observações da ERSE
<p>ELERGONE</p> <p>«Relativamente à suspensão, sugere-se a clarificação da conjugação entre o n.º 87 e o n.º 89, uma vez que o n.º 89 inibe temporariamente a participação em mercados organizados, enquanto o n.º 87 não implica a suspensão para efeitos de participação no mercado grossista.»</p>	<p>A suspensão de habilitação de uma Unidade Física pode aplicar-se a um subconjunto dos serviços de sistema, ou à totalidade. Pode ainda acontecer que a suspensão da habilitação em geral não seja tecnicamente impeditiva para a participação não habilitada. O parágrafo geral remete para o específico, precisamente para acautelar esta situação.</p>
<p>GALP</p> <p>«Adicionalmente, propomos agilizar os procedimentos de inscrição de unidades físicas nos seguintes aspetos: (...)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Para efeitos de previsibilidade sobre a data ativação de unidades físicas em mercado, deverá ponderar-se a criação de prazos ou datas fixas para a conclusão dos processos de alteração de agregador. (...)» 	<p>A ERSE introduziu a possibilidade de definir a data de produção de efeitos de uma inscrição de uma Unidade Física, desde que estejam cumpridos os requisitos aplicáveis.</p>

3.3 CAPÍTULO V ÁREAS DE OFERTAS	
Comentário	Observações da ERSE
<p>ELERGONE</p> <p>« Procedimento 4 – Áreas de ofertas</p>	<p>Foi alterado o articulado em conformidade. No entanto, importa notar que no caso da participação de ativos <i>behind-</i></p>

3.3 CAPÍTULO V ÁREAS DE OFERTAS	
Comentário	Observações da ERSE
<p>2.3. e)</p> <p>É criada uma Área de Ofertas para (i) as Unidades Físicas associadas a Instalações de Consumo habilitadas e (ii) as unidades físicas de agregação de Instalações de consumo, de produção e/ou de armazenamento com menos de 1 MW de potência contratada ou instalada <u>ou de UPAC com potência de ligação à RESP inferior a 1 MW</u>, por instalação, habilitadas, como Unidade Física Agregada, do mesmo BSP, independentemente da Área de Rede a que se encontrem ligadas.</p> <p>Ver comentário n.º 8»</p>	<p><i>the-meter</i>, a potência de ligação não é o critério aplicável, mas sim a potência instalada do ativo.</p>

3.4 CAPÍTULO VI FUNCIONAMENTO DO SISTEMA	
Comentário	Observações da ERSE
<p>REN</p> <p>Propõe que as instalações consumidoras com acesso à rede com restrições sejam incluídas nos planos de teledisparo nos planos de Salvaguarda do SEN.</p>	<p>A ERSE alterou a redação do Capítulo VI para incluir as instalações de consumo nos planos de teledisparo. Adotou uma formulação mais genérica, para qualquer instalação de consumo onde o teledisparo seja aplicável, incluindo por exemplo as instalações com obrigação de desligação por sub frequência.</p>

3.5 CAPÍTULO VII PROGRAMAÇÃO DE EXPLORAÇÃO E RESOLUÇÃO DE DESVIOS	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Endesa</p> <p>«B.3. PROCEDIMENTO 6 - PROGRAMAÇÃO DE EXPLORAÇÃO E RESOLUÇÃO DE DESVIOS 36 - Caso não seja possível a submissão atempada, quer por atraso ou outro condicionante operativo, da capacidade de interligação à plataforma europeia que é responsável pela gestão do mercado intradiário contínuo após a realização de cada sessão, o GGS pode suspender a possibilidade de efetuar transações internacionais no mercado intradiário contínuo, desenvolvendo os seus</p>	<p>Foi alterado o articulado em conformidade.</p>

3.5 CAPÍTULO VII PROGRAMAÇÃO DE EXPLORAÇÃO E RESOLUÇÃO DE DESVIOS	
Comentário	Observações da ERSE
<p>melhores esforços para abreviar o tempo em que essa suspensão vigora.</p> <p>Entendemos ser relevante que o GGS informe os Agentes desta mesma situação com a maior antecedência possível.»</p>	

3.6 CAPÍTULO VIII CONTRATAÇÃO BILATERAL	
Comentário	Observações da ERSE
<p>REN</p> <p>«Tendo em atenção que os contratos bilaterais estabelecem transações entre duas Unidades de Programação, propõe-se a seguinte modificação [do Procedimento da Contratação Bilateral]»</p>	<p>A ERSE aceitou a proposta de alteração do articulado.</p>
<p>GALP</p> <p>«Consideramos que, com o intuito de se promover uma maior agilidade nos processos de celebração de contratos bilaterais entre agentes de mercado, o operador de sistema deverá promover a digitalização do processo de celebração e baixa de contratos bilaterais permitindo que esta informação, seja visível de forma transparente e acessível aos agentes de mercado envolvidos.</p> <p>Aquando do cumprimento de envio e correspondente validação por parte do operador de sistema, de toda a documentação necessária, o operador de sistema deverá promover, de maneira célere, a disponibilização do número de contrato bilateral afeto à celebração permitindo que os agentes de mercado possam operacionalizar e testar o envio dos contratos bilaterais no ambiente definido para o efeito.»</p>	<p>A ERSE reconhece que a digitalização dos processos do GGS e a promoção da sua compreensibilidade e usabilidade são fatores de dinamização dos mercados de serviços de sistema. São também matérias de relacionamento preferencial entre o GGS e os agentes de mercado, que assim podem identificar oportunidades concretas de melhoria com base na experiência de utilização.</p> <p>A ERSE incentiva o GGS a continuar a interação com os agentes e a promover melhorias identificadas através dessa interação.</p>
<p>ELERGONE</p> <p>« Procedimento 7 – Contratação bilateral</p> <p>O procedimento previsto para a contratação bilateral, parece não estar harmonizado com o previsto na Portaria n.º 367/2024/1, de 31 de Dezembro, que estabelece que “A atividade de registo e contratação bilateral de energia consiste no registo de todas as transações operadas por</p>	<p>O desenvolvimento dos novos mecanismos de contratação bilateral previstos na lei está ainda pendente de aprovação, pelo que se considera prematuro estabelecer alterações neste momento no MPGGS.</p>

3.6 CAPÍTULO VIII CONTRATAÇÃO BILATERAL	
Comentário	Observações da ERSE
<p>contratos bilaterais de energia, nos quais pelo menos uma das partes é um agente de mercado”.</p> <p>Por outro lado, a exigência de pelo menos uma das entidades seja agente de mercado é uma barreira ao desenvolvimento deste tipo de produto, não permitindo a contratação entre produtor e consumidor directamente. Embora se reconheça a necessidade de uma figura que estabeleça a relação entre as partes e o GGS, entende-se que poderia ser utilizada a figura de “Representante” prevista no RRC – “entidade que, nos termos da lei, consolida através de instrumento de representação consumo ou produção de energia elétrica ou de gás.”</p> <p>Identificamos também a necessidade de esclarecimento em relação às responsabilidades do agente de mercado representante. É importante clarificar a quem será disponibilizada a informação do diagrama de cargas real e os desvios associados. Entendemos que ambas as partes devem ter acesso a essa informação.»</p> <p>«Procedimento 7 – Contratação bilateral (21)</p> <p>Sugere-se clarificação sobre o pretendido no articulado, uma vez que a interpretação não é clara.»</p>	<p>O objetivo desta disposição é evitar o bloqueio da transação pelo NEMO, quando este identifica diferenças entre as posições das contrapartes num contrato bilateral.</p>

3.7 CAPÍTULO XI CONTROLO DE TENSÃO	
Comentário	Observações da ERSE
<p>APREN</p> <p>«a APREN salienta que, ao passo da obrigação da prestação deste serviço com carácter obrigatório e não remunerada por geradores do tipo D, o mesmo enquadramento não se encontra alinhado com o disposto no quadro legal europeu e nacional. Importa salientar que o Decreto-Lei n.º 15/2022 prevê também a contratação bilateral para os serviços, quando justificado pela especificidade do serviço.»</p> <p>«Considera-se, assim, que o serviço de regulação de tensão e gestão de potência reativa deve evoluir para reconhecer uma remuneração aos prestadores, nomeadamente através do estabelecimento de mercados regionais não</p>	<p>A ERSE discutiu a prestação do serviço de controlo de tensão e de gestão de energia reativa aquando da revisão do ROR. Dentro das bandas de controlo de energia reativa previstas nos regulamentos das redes, os geradores devem prestar o serviço de forma obrigatória e não remunerada. Todavia, o ROR e o MPGGS reconhecem a eventualidade de o sistema ter necessidades de gestão de reativa adicionais (e locais), o que acontece. Para esse fim, o GGS deve contratar e remunerar o serviço de controlo de tensão e gestão de energia reativa, através de mecanismos de mercado transparentes.</p> <p>Essa circunstância já ocorre atualmente, muito embora essa contratação não seja na forma de serviço <i>standard</i>, mas antes de um serviço definido à medida das necessidades pontuais.</p>

3.7 CAPÍTULO XI CONTROLO DE TENSÃO	
Comentário	Observações da ERSE
discriminatórios para fornecimento ou consumo de energia reativa. Tendo em conta a diversidade de modelos implementados noutros Estados-Membros europeus, é essencial que a ERSE promova e incentive um processo de diálogo com os agentes do setor, com o objetivo de identificar o melhor mecanismo de contratação e compensação.»	O próprio GGS tem vindo a apontar as crescentes necessidades do serviço de controlo de tensão derivado da maior extensão das linhas e volatilidade dos trânsitos de energia ao longo do dia. Nessa medida, a ERSE concorda com a sugestão de que o serviço de controlo de tensão e gestão de energia reativa deverá ser discutido de modo a tornar-se mais inclusivo e a captar para a gestão do sistema os recursos necessários. A ERSE incentiva o GGS a fazer esse estudo e a promover propostas mais normalizadas de definição do serviço.
REN «No ponto 6 do procedimento 10, é referido que a obrigatoriedades do serviço de controlo de tensão não é aplicada a instalações eólicas, contudo, no nosso entender deve ser adicionada a menção que esta dispensa é apenas aplicada a instalações anteriores à publicação da Portaria n.º 73/2020.»	A ERSE alterou o MPGGS em conformidade.
Energy Traders Europe «Voltage control – Non-frequency related services should be non-discriminatory and contracted on market basis, however in many projects there is still the obligation to participate without explicit remuneration»	Ver resposta a comentário anterior, da APREN. A ERSE incentiva o GGS a estudar e promover propostas normalizadas de definição do serviço de controlo de tensão e gestão de reativa.
EDP «[...] 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).	Ver resposta ao comentário anterior, da APREN. Como a ERSE tem referido, o serviço de controlo de tensão é não remunerado em múltiplos países europeus, pelo que não se trata de uma particularidade portuguesa. O MPGGS define que a energia consumida pela unidade física quando em modo exclusivo de controlo de tensão ou compensação síncrona não é considerada em desvio do BRP, não sendo assim cobrada ao utilizador. As obrigações de controlo de tensão têm contornos diferenciados consoante as unidades físicas e o seu regime concreto de ligação à rede. Considera-se que o Regulamento das Redes poderá oferecer uma sistematização destas condições. No caso do controlo de tensão em “modo noite” pelas centrais fotovoltaicas, importa referir que esse serviço decorre, em geral, das condições de atribuição dos TRC, não implicando assim, necessariamente, a remuneração do serviço.

3.7 CAPÍTULO XI CONTROLO DE TENSÃO	
Comentário	Observações da ERSE
<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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</p>	<p>A ERSE incentiva o GGS a estudar e promover propostas normalizadas de definição do serviço de controlo de tensão e gestão de reativa.</p>

3.7 CAPÍTULO XI CONTROLO DE TENSÃO	
Comentário	Observações da ERSE
<p>596/2010, de 30 de julho), devam ser remuneradas no âmbito dos serviços contratados pelo sistema.</p> <p>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).</p> <p>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.»</p>	
<p>StorSystems</p> <p>«A StorSystems também se opõe à proposta que obriga as unidades BESS a fornecerem potência reativa sem remuneração, conforme indicado no Procedimento 10 (mais precisamente na secção 3). Consideramos que esta disposição é um resquício das práticas da geração a gás e não leva em conta os diferentes projetos técnicos que as unidades BESS podem adotar, em relação ao número de inversores escolhidos para serem instalados, e se esses inversores têm ou não capacidades de formação de rede. Ao permitir que sinais de preço surjam para a prestação desses serviços, serviços de potência reativa mais precisos e localmente específicos serão, em última instância, prestados pelas unidades BESS em todo o sistema.»</p> <p>«O operador de mercado no Reino Unido já organizou licitações competitivas para serviços de estabilidade crítica no âmbito do programa Stability Pathfinders, permitindo que diferentes tipos de unidades competissem para fornecer esse serviço. Na Alemanha, o TSO 50Hertz Transmission realizará as suas primeiras licitações competitivas para potência reativa em fevereiro, com os outros três TSOs da Alemanha planejando seguir o exemplo no próximo ano.</p>	<p>Ver resposta aos comentários anteriores. A ERSE incentiva o GGS a estudar e promover propostas normalizadas de definição do serviço de controlo de tensão e gestão de reativa.</p>

3.7 CAPÍTULO XI CONTROLO DE TENSÃO	
Comentário	Observações da ERSE
<p>A StorSystems reconhece que os contratos bilaterais de energia reativa podem vir a ser celebrados em Portugal no futuro. No entanto, este processo é ainda incerto, e a nossa posição é que deve haver um concurso provisório para permitir que os BESS sejam compensados por serviços de energia reativa antes do início de quaisquer contratos bilaterais. Este concurso provisório deve ser neutro do ponto de vista tecnológico e substituir o mandato proposto para a energia reativa.»</p>	
<p>ELECPOR</p> <p>«Este serviço [Regulação de tensão e gestão de potência reativa] é de prestação obrigatória e não remunerada pelos geradores de tipo D. No entanto, este enquadramento não está alinhado com o disposto no quadro legal europeu e nacional. De salientar que o Decreto-Lei n.º 15/2022 prevê também a possibilidade de contratação bilateral para os serviços, onde justificado pela especificidade do serviço.</p> <p>[...]</p> <p>Considera-se, assim, que o serviço de regulação de tensão e gestão de potência reativa deve evoluir para reconhecer uma remuneração aos prestadores, nomeadamente através do estabelecimento de mercados regionais não discriminatórios para fornecimento ou consumo de energia reativa. Considerando que há diferentes modelos implementados nos demais Estados-Membros europeus, a ELECPOR apela, designadamente à ERSE, para que promova e incentive um processo de diálogo com os agentes com o objetivo de identificar o melhor mecanismo de contratação e compensação. Deverão, também, ser criados sistemas tecnológicos que permitam a automatização de instruções para fornecimento ou consumo de energia reativa pelos parques eólicos e solares ligados à RNT.»</p>	<p>Ver resposta aos comentários anteriores. A ERSE incentiva o GGS a estudar e promover propostas normalizadas de definição do serviço de controlo de tensão e gestão de reativa.</p>

3.8 CAPÍTULO XII RESERVAS DE CONTENÇÃO DA FREQUÊNCIA	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Energy Traders Europe</p> <p>«FCR – The pilot project is currently restricted to specific technologies. The FCR market should be open to any installation and there should be no obligation to provide these services without remuneration.»</p>	<p>O objetivo do projeto-piloto de FCR é definir os requisitos técnicos para a prestação deste serviço de sistema. Este projeto-piloto promoveu a participação de tecnologias renováveis assegurando a potência mínima que o GGS considerou adequada para a prestação do serviço. Foram suportados os custos considerados adequados para a aquisição, instalação e teste dos equipamentos necessários à prestação do serviço de FCR. As tecnologias previstas na candidatura, abrangeram um espectro muito abrangente.</p> <p>Os objetivos do referido projeto são testar os critérios de habilitação e verificação do serviço e definir os termos de contratação do serviço a propor à ERSE.</p>
<p>EDP</p> <p>«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.</p> <p>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.»</p>	<p>A ERSE esclarece que a proposta de MPGGS não modificou o procedimento relativo ao serviço de FCR, para além do uso dessa terminologia em vez do anterior nome de regulação primária.</p> <p>A intenção da ERSE é visitar este serviço de sistema após receber proposta dos termos da prestação do mesmo pelo GGS, conforme previsto pelo artigo 49.º do ROR. Nesse âmbito, o GGS lançou um projeto-piloto para a prestação de FCR, em 2025, com vista a definir os requisitos técnicos para a prestação e monitorização do serviço.</p> <p>Nesse projeto-piloto foram selecionados diversos centros electroprodutores representando as tecnologias hídrica, solar e eólica.</p>
<p>NGEN</p> <p>«6. Entende o Promotor que seja incluído no Manual de Procedimentos do da Gestão Global do Sistema a referência o atual Projeto-Piloto para definição dos Mecanismos de Remuneração de FCR e estabelecendo um horizonte temporal para a implementação deste mecanismo de remuneração em regime de mercado. (Parágrafo 3 do Capítulo 2 do Procedimento 11 – Reservas de Contenção de Frequência).»</p>	<p>O Regulamento EB estabelece que o serviço de FCR pode ser remunerado. Isso verifica-se em alguns casos, mas, não sendo obrigatória, não é extensiva a todos os países da UE.</p> <p>A intenção da ERSE é visitar este serviço de sistema após receber proposta dos termos da prestação do mesmo pelo GGS, conforme previsto pelo artigo 49.º do ROR.</p>

3.8 CAPÍTULO XII RESERVAS DE CONTENÇÃO DA FREQUÊNCIA	
Comentário	Observações da ERSE
<p>StorSystems</p> <p>« A nova proposta de MPGSS também afirma que o serviço de Reserva de Contenção da Frequência (FCR) será obrigatório e não remunerado para todas as unidades tecnicamente capazes de fornecer o serviço (Procedimento 11, secção 2). A StorSystems opõe-se fortemente a esta disposição por várias razões.</p> <p>O fornecimento de FCR impõe custos significativos às unidades BESS, e a remuneração pelo serviço tem sido uma força motriz por trás da implantação global de BESS. Com efeito, a remuneração deste serviço é necessária para minimizar os custos do sistema a curto e a longo prazo. Por exemplo, a obrigatoriedade de participação na FCR poderia forçar um operador de parque eólico a reduzir a sua produção em reação a um desvio positivo da frequência do sistema, quando uma unidade BESS poderia, em vez disso, carregar para corrigir esse desvio. Este último é um resultado muito mais eficiente, uma vez que o excesso de energia eólica limpa pode ser armazenado em vez de desperdiçado pelo facto de a central eólica estar sujeita a uma obrigação de FCR. Em termos mais gerais, permitir que os preços de compensação da FCR sejam fixados através de um leilão competitivo conduzirá a uma afetação mais eficiente das reservas no sistema, criando simultaneamente os sinais de preço de que os investidores necessitam para a implantação de BESS em Portugal.»</p> <p>[...]</p> <p>Além disso, a cláusula contradiz a indicação fornecida no leilão de flexibilidade e armazenamento de agosto de 2025 – "RP-C21-i08 Flexibilidade de Rede e Armazenamento" –, conforme descrito no "ANEXO III: REQUISITOS TÉCNICOS PARA CUMPRIMENTO DO SISTEMA DE ARMAZENAMENTO". Com efeito, foi estabelecido especificamente que o sistema de armazenamento deve garantir, uma vez que seja elegível para remuneração, a prestação de serviços de reserva primária ou serviços equivalentes, bem como serviços de controlo de tensão e potência reativa.</p> <p>[...]A StorSystems reconhece que está atualmente em curso um projeto-piloto FCR que envolve a REN. Espera-se que o resultado deste projeto venha a sublinhar o papel fundamental do BESS neste</p>	<p>Ver resposta aos comentários anteriores.</p> <p>O projeto-piloto em curso visa estabelecer requisitos e acolher todas tecnologias à prestação do serviço de FCR.</p> <p>O Regulamento das Redes deverá sistematizar as condições de ligação à rede, nomeadamente aplicáveis a instalações de armazenamento.</p>

3.8 CAPÍTULO XII RESERVAS DE CONTENÇÃO DA FREQUÊNCIA	
Comentário	Observações da ERSE
mercado. A StorSystems considera também que a remuneração por este serviço deve estar alinhada com as práticas de outros países europeus - como a Alemanha, França, Bélgica, Reino Unido, Dinamarca e Eslovénia - onde a participação do BESS nos mercados de FCR de reserva de contenção de frequência já é reconhecida e compensada.»	

3.9 CAPÍTULO XIII BANDA DE AFRR	
Comentário	Observações da ERSE
<p>EDP</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>	<p>A ERSE reconhece a relevância do comentário, cuja implementação requer a aplicação do conceito de portfólio, que irá ser implementado no futuro.</p> <p>Com esse objetivo foi solicitado, num prazo de seis meses após a aprovação do MPGGS, que o GGS apresente um projeto-piloto com esse fim.</p> <p>O incumprimento de banda devido a uma indisponibilidade comunicada ao GGS foi acautelado no MPGGS, reduzindo a penalidade aplicável.</p>
<p>Endesa</p> <p>«Não concordamos com um preço de oferta de BaFRR por defeito.»</p>	<p>O requisito de indicação do preço <i>default</i> da energia de aFRR não retira qualquer oportunidade ou direito do BSP definir os preços das ofertas de energia de aFRR. A medida reveste de medida de <i>fall back</i> para casos extraordinários (avaria dos sistemas de IT, problemas de comunicações, esquecimento, etc.).</p>

3.9 CAPÍTULO XIII BANDA DE AFRR	
Comentário	Observações da ERSE
<p>«A transferência de BaFRR para outra UF ou outra Uofertas deve ser do mesmo BSP.»</p> <p>«Em caso de incumprimento a banda deve ser penalizada apenas no mesmo sentido do incumprimento.»</p>	<p>Confirma-se que a possibilidade de transferência de Banda de aFRR entre unidades físicas permite evitar penalidades associadas a incumprimentos.</p> <p>Confirma-se o entendimento sugerido, pelo qual o incumprimento da oferta de energia de aFRR apenas penaliza o incumprimento da banda no sentido respetivo.</p>
<p>Greenvolt</p> <p>«Os mecanismos de remuneração não estão descritos de forma clara.</p> <p>[...]</p> <p>Por exemplo, quando uma instalação de armazenamento é acionada para aumentar o consumo, ou seja, para consumir energia da rede, o GGS remunera essa energia consumida ao agente de mercado?</p> <p>A que preço? Deste modo, estes serviços de sistema (aFRR e mFRR) conferem uma remuneração pela energia ativada, bem como pela disponibilidade?»</p>	<p>A remuneração da Banda de aFRR em cada intervalo de 15 minutos é igual ao produto do preço marginal desse intervalo de tempo pela potência contratada, a subir e a descer.</p> <p>A remuneração da energia ativada em aFRR será dada pelo somatório, para todas as ativações, do produto do preço marginal em cada ativação (MTU de 4 segundos) pela potência da ativação correspondente.</p> <p>De referir que a plataforma europeia PICASSO recebe as ofertas dos BSP enviadas pelos ORT a cada 15 minutos (período de validade). Mas a plataforma executa uma otimização a cada 4 segundos, com um novo preço marginal e novas ativações dos vários ORT.</p> <p>A remuneração não depende do tipo de recurso ativado.</p> <p>Os serviços de mFRR e de aFRR são remunerados pela banda contratada e pela energia ativada, separadamente.</p>
<p>Iberdrola</p> <p>«entendemos que o "período de validade" equivale ao "período de contratação" e o escolhido para o SEN é de 15 minutos, entre as possibilidades na decisão da ACER, o que deve ser clarificado no texto.»</p>	<p>O articulado foi alterado para refletir a coincidência entre o período de validade e o período de contratação.</p>
<p>MEGASA</p> <p>«Consideramos a relevância das alterações relativas aos serviços de regulação secundária, através dos novos produtos de banda e energia de aFRR, pelo que será importante perceber o impacto destes produtos no conjunto dos serviços de sistema, nomeadamente nas necessidades de regulação manual (mFRR)»</p>	<p>O GGS irá apresentar à ERSE uma proposta de metodologia de dimensionamento das necessidades de regulação de FRR e do quociente mFRR e aFRR.</p>

3.9 CAPÍTULO XIII BANDA DE AFRR	
Comentário	Observações da ERSE
<p>NGEN Smart Grids</p> <p>«o período estabelecido para apresentação das necessidades de Banda de aFRR pelo GGS e o horizonte temporal (início de oferta e gate closure time) para apresentação das ofertas pelos BSP seja estabelecido na versão final do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema, sem prejuízo deste ser posteriormente alterado por Aviso do GGS»</p>	<p>A ERSE considera que a apresentação da informação referida em Aviso do GGS é adequada em termos de transparência e disponibilidade. Os agentes de mercado podem ser avisados automaticamente em caso de alteração.</p>

3.10 CAPÍTULO XIV ENERGIA DE AFRR	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Energya VMG</p> <p>«As penalidades previstas para incumprimento do serviço de aFRR são injustificadamente severas.»</p> <p>«A definição do seguimento da potência de regulação com 30 segundos é inadequada já que o ciclo é de 4 seg.»</p>	<p>O serviço de aFRR é muito importante para a exploração do SEN. As penalidades previstas, alinhadas com os valores praticados em Espanha pela REE, são importantes para estimular positivamente o cumprimento do serviço.</p> <p>Importa notar que a penalização de 1,5 abate à receita do BSP, resultando num valor líquido de penalização de 50%.</p> <p>O intervalo de tempo de 30 seg é usado para identificar se um recurso está a seguir corretamente os <i>setpoints</i> que recebe de 4 em 4 seg, o que corresponde a 7 ciclos. Esta diferença resulta numa tolerância para a prestação do serviço tendo sido proposta pelo GGS.</p>
<p>Galp</p> <p>«No caso de participação através de unidades de ofertas de aFRR, consideramos que não deve existir limite ao número de unidades de ofertas de aFRR constituídas por BSP.</p> <p>Além disso, consideramos que deve ser eliminada a relação entre a unidade de fornecimento de aFRR e a área da rede. Deve ser admissível apresentar ofertas a aFRR com instalações em diferentes geografias, podendo agrupá-las por preço, critérios tecnológicos, etc.»</p>	<p>Não foi definido limite para o número de unidades de ofertas constituídas por BSP.</p> <p>O GGS irá apresentar à ERSE uma proposta de projeto-piloto de portefólio de aFRR, onde se deverá avaliar as questões referidas.</p>

3.11 CAPÍTULO XVI BANDA DIÁRIA STANDARD DE MFRR	
Comentário	Observações da ERSE
<p>APIGCEE</p> <p>«A criação do produto diário de banda levanta-nos algumas questões, nomeadamente no impacto nos volumes de ofertas de produção em mercado diário e repercussão nos preços formados, uma vez que este pode ter um incremento por via da retirada de ofertas de venda de energia inframarginal que supõe a reserva de banda a subir.</p> <p>Entende-se que o fomento da participação deste tipo de agente deverá ser feito sem incentivo à retirada de capacidade de injeção de energia renovável da rede, sem serem dados incentivos a reservar capacidade a subir. Neste caso o pagamento de disponibilidade deveria ser canalizado apenas na reserva a descer (para agentes produtores), sendo prerrogativa opcional do agente participar em mercado para subir. Note-se que este é o princípio da BmFRR para consumidores, cuja disponibilidade apenas é aplicável à reserva a subir (descida do consumo). Em caso algum deve ser impedido ao agente a participação no mercado de energia de mFRR em ambos os sentidos.</p> <p>Por outro lado, entendemos que é fundamental garantir que as condições de habilitação e prestação destes serviços devem ser monitorizadas de forma contínua, como atualmente acontece com os atuais agentes. Nesse sentido importa perceber de que forma será implementado o mecanismo de verificação da prestação de serviço por parte dos produtores de energia renovável.»</p>	<p>O GGS deverá dispor de reservas suficientes de mFRR no SEN para satisfazer as necessidades identificadas. O objetivo do mercado de banda diária de mFRR é disponibilizar ao ORT uma ferramenta que lhe permita ter previsibilidade sobre os recursos disponíveis daquele serviço de sistema para o dia seguinte, que se considera fundamental. É de referir que o desaparecimento da plataforma europeia TERRE de troca de reservas de reposição, até 31 de dezembro de 2025, reduzirá a previsibilidade das reservas disponíveis a 1 hora do tempo real. Previsivelmente, a liquidez do atual mercado de RR passará para o mercado de mFRR minimizando, assim, o problema de incremento de preço identificado.</p> <p>As condições de habilitação, bem como as regras de verificação da prestação do serviço de mFRR, estão estabelecidas no MPGGS.</p>
<p>Fortia Energía</p> <p>«Consideramos necessário refletir sobre a adequação do mercado de banda diária de mFRR e se esta é realmente a melhor solução para incentivar a participação das energias renováveis nos mercados de balanço, ou se existem alternativas mais eficientes.</p> <p>Não está claro se, atualmente, as instalações com remuneração garantida podem beneficiar das receitas derivadas da sua participação nos mercados de mFRR e aFRR e se assumem o custo dos desvios que geram.</p> <p>Se for esse o caso, como alternativa, consideramos que permitir que as instalações com remuneração</p>	<p>O GGS deverá dispor de reservas suficientes de mFRR no SEN para satisfazer as necessidades identificadas. O objetivo do mercado de banda diária de mFRR é disponibilizar ao ORT uma ferramenta que lhe permita ter previsibilidade sobre os recursos disponíveis daquele serviço de sistema para o dia seguinte, que se considera fundamental.</p> <p>As condições contratuais aplicáveis às instalações de produção com tarifa garantida são específicas e detalham, em cada caso, a responsabilidade pelos desvios. O MPGGS limita-se a reconhecer esses regimes específicos.</p> <p>Os mais recentes contratos com tarifa garantida, adjudicados no âmbito dos últimos leilões solares, asseguraram</p>

3.11 CAPÍTULO XVI BANDA DIÁRIA STANDARD DE MFRR	
Comentário	Observações da ERSE
<p>garantida beneficiem das receitas derivadas da sua participação nos mercados de mFRR e aFRR seria uma opção mais eficaz.</p> <p>Além disso, deveria ser estabelecido que todas as instalações assumam a responsabilidade pelos seus desvios, independentemente de seus regimes específicos as excluam expressamente.»</p>	<p>precisamente a responsabilização do produtor pelos desvios, no sentido proposto pelo comentário.</p>
<p>Greenvolt</p> <p>«Os mecanismos de remuneração não estão descritos de forma clara.»</p>	<p>A remuneração do serviço de Banda diária de mFRR é estabelecida na Seção III do Capítulo XXVI do MPGGS.</p> <p>Para cada sentido de regulação (a subir e a baixar), essa remuneração é resultado do produto do preço marginal resultante em cada período de contratação pela quantidade contratada.</p>
<p>Iberdrola</p> <p>«Não concordamos com a uso prioritário da banda para satisfazer as necessidades da mFRR rápida (ponto 40 do Procedimento 15). A banda deveria ser usada primeiro dentro do produto energético standard e, não em produtos de balanço específicos.</p> <p>Valorizamos positivamente a possibilidade de transferência de bandas, entretanto, incentivamos o GGS a avaliar um desaparecimento gradual da oferta com base em Unidades de Oferta com segmentação geográfica, uma vez que o fornecimento em carteira nacional é mais eficiente para a gestão em tempo real dos recursos.»</p> <p>«entendemos que o "período de validade" equivale ao "período de contratação" e o escolhido para o SEN é de 15 minutos, entre as possibilidades na decisão da ACER, o que deve ser clarificado no texto.»</p> <p>«As medidas necessárias referidas no ponto 7 do Procedimento não são especificadas, para além do disposto no ponto 25 do Procedimento 15 e no item 9.1 do Procedimento 16.»</p> <p>«Concordamos que as necessidades da banda são inelásticas. O uso de restrições em tempo real ou</p>	<p>O ponto 40 do Procedimento 15 em Consulta Pública, refere-se à verificação do cumprimento da Banda Diária de mFRR contratada e não ao uso prioritário da banda do produto específico de mFRR.</p> <p>O nível de agregação das ofertas de Banda Diária de mFRR é o BSP.</p> <p>O articulado foi alterado para refletir a coincidência entre o período de validade e o período de contratação.</p> <p>As referências identificadas no comentário, são adequadas. Poderão, no entanto, ser insuficientes, pelo que o GGS atuará de acordo com o necessário, justificando à posteriori, nomeadamente à ERSE.</p> <p>A metodologia de dimensionamento das reservas de restabelecimento da frequência deve ser proposta pelo GGS</p>

3.11 CAPÍTULO XVI BANDA DIÁRIA STANDARD DE MFRR	
Comentário	Observações da ERSE
<p>produtos de balanço específicos, como a mFRR rápida, devem ser minimizados. Solicita-se um esclarecimento sobre a influência do produto específico da banda de mFRR na determinação destas necessidades.»</p> <p>«Não especifica o que é considerado "equivalente, do ponto de vista técnico e operacional" no ponto 32 do Procedimento 15.»</p> <p>«A gestão destas instalações com ligação flexível nunca deverá gerar uma compensação se forem redespachadas devido a congestionamento.»</p>	<p>nos termos previstos no Regulamento SO, no prazo de 6 meses após a entrada em vigor do presente Manual.</p> <p>De acordo com o MPGGS, esse pedido de transferência deve ser aceite pela GGS desde que tecnicamente válido. Isto significa que as características do serviço a prestar pelo novo BSP (e.g. gama de potência, FAT) são semelhantes.</p> <p>O procedimento de resolução de restrições técnicas após o PDBF valoriza o redespacho de instalações com acesso com restrições "a preço de encontro" do mercado diário, o que resulta na anulação da transação em mercado grossista.</p>
<p>Incumprimentos do serviço da Banda de mFRR</p> <p>Tendo em conta o parágrafo inicial 94 do 9.2 do Procedimento n.º 19 há a necessidade de compatibilizar o incumprimento deste serviço que é atribuído por BSP com o do produto específico de Banda de mFRR que é atribuído por AO.</p>	<p>Para os BSP que tenham contratado simultaneamente as duas bandas de mFRR (diária, standard e produto específico), no mesmo período de contratação e sentido de regulação, o incumprimento do serviço de Banda de mFRR (produto específico, por Área de ofertas) deverá ser verificado separadamente do incumprimento do serviço de Banda Diária de mFRR (produto standard, por BSP).</p>

3.12 CAPÍTULO XIX RESERVAS DE REPOSIÇÃO	
Comentário	Observações da ERSE
<p>REN</p> <p>«Tendo em atenção que o projeto TERRE (Trans European Replacement Reserves Exchange) irá terminar no final do presente ano e o conjunto de outras alterações que o GGS terá de implementar são muito significativas, consideramos que não é adequado e atempado a incorporação no MPPGS destas novas obrigações [de reporte do GGS à ERSE].»</p>	<p>As disposições incluídas no procedimento das RR correspondem a uma atuação genérica do GGS para qualquer processo de contratação nos serviços de sistema em contingência: avisar a ERSE e os agentes de mercado, restabelecer o modo normal logo que possível e volta a avisar as mesmas entidades de que essa normalidade foi restabelecida. Nessa medida, a ERSE manteve a sua proposta.</p>
<p>Vários agentes participantes na consulta manifestaram concordância com a harmonização proposta e com a eliminação do produto RR, nomeadamente pela redução de liquidez que previsivelmente se verificaria face à semelhança com o produto de mFRR.</p>	<p>O produto RR foi alterado para prever a contratação independente das ofertas de 15 minutos, com o início do MTU 15min, terminando o agrupamento horário dos 4 períodos de 15 minutos.</p> <p>Os operadores de rede de transporte que participam na plataforma TERRE, confrontados com a alteração do Gate</p>

3.12 CAPÍTULO XIX RESERVAS DE REPOSIÇÃO	
Comentário	Observações da ERSE
	<p>Closure Time (GCT) do mercado intradiário introduzida pela revisão legislativa do EMDR (Energy Market Design Reform), consultaram os respetivos reguladores nacionais, bem como os <i>stakeholders</i>, e promoveram a descontinuação desta plataforma até 31 de dezembro de 2025.</p> <p>A ERSE acrescentou, nas disposições transitórias da proposta de MPGGS, uma regra em conformidade, definindo que o GGS deve cessar a contratação de RR até ao final de 2025.</p> <p>Adicionalmente o procedimento sobre a contratação da reserva de reposição foi alterado pontualmente para harmonizar a secção de prestação de informação com os procedimentos mais recentes (mFRR e aFRR).</p> <p>A ERSE regista o acordo geral com a proposta.</p>

3.13 CAPÍTULO XXII OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO	
Comentário	Observações da ERSE
<p>REN</p> <p>«Propõe-se que seja especificado que o mecanismo excepcional de resolução é aplicado durante o período de reposição.»</p>	<p>A ERSE adotou a sugestão da REN, complementando o articulado sobre o mecanismo excepcional de resolução.</p> <p>A ERSE concretizou ainda o prazo (30 dias) para o envio do relatório sobre incidente, já previsto no MPGGS no mesmo artigo. Nota-se que este “relatório específico” se enquadra no MPGGS e na atuação do GGS perante um estado de reposição ou outra situação excepcional, sendo assim de natureza não totalmente coincidente com o relatório sobre incidentes de grande impacto previsto no RQS.</p> <p>O prazo de 30 dias é consistente com o prazo de apresentação de um relatório pelo GGS, previsto nos artigos 14.º, 18.º e 22.º do Regulamento (UE) 2017/2196 da Comissão, de 24 de novembro de 2017, que estabelece um código de rede relativo aos estados de emergência e de restabelecimento em redes de eletricidade.</p>
<p>REN</p> <p>«Tendo em conta que o GGS apenas pode proceder a mobilizações para assegurar o equilíbrio entre a geração e o consumo após o fecho do mercado intradiário (isto é, depois da publicação dos resultados do mercado intradiário contínuo) consideramos que se deve eliminar o ponto 8 do Procedimento n.º 23.»</p>	<p>O articulado foi alterado em conformidade.</p>

3.13 CAPÍTULO XXII OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO

Comentário	Observações da ERSE
<p>REN</p> <p>«No âmbito do estabelecimento do plano anual de indisponibilidades da rede de transporte e tendo em consideração os respetivos prazos, a coordenação entre as indisponibilidades da rede de transporte e as indisponibilidades das instalações de produção, de armazenamento e de consumo, apenas poderá ser garantida de forma integral se comunicação de indisponibilidades das instalações de produção, de armazenamento e de consumo tiver um horizonte de um ano civil móvel.»</p>	<p>A redação proposta – “ano móvel” – já contém o efeito pretendido pelo comentário, que é a consideração do plano de indisponibilidades para os 12 meses seguintes ao momento da comunicação.</p>

3.14 CAPÍTULO XXIV INDISPONIBILIDADES DAS INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO, DE ARMAZENAMENTO E DE CONSUMO

Comentário	Observações da ERSE
<p>APREN</p> <p>« [...] a APREN considera como benéficas a ampliação do escopo de aplicação deste procedimento, bem como a especificação de indisponibilidades para instalações de armazenamento e o reforço na comunicação das mesmas ao Gestor Global do Sistema.</p> <p>A ampliação do âmbito é relevante porque, além dos grupos geradores, o novo texto inclui instalações de produção e armazenamento com potência superior a 1 MW, tanto habilitadas quanto não-habilitadas, bem como instalações de consumo com acesso à rede com restrições. Essa mudança reflete a evolução do setor elétrico nacional, onde o armazenamento de energia e a gestão da procura desempenham um papel cada vez mais estratégico.</p> <p>Por outro lado, a inclusão de indisponibilidades para as infraestruturas referidas anteriormente também se mostra relevante, pois a nova redação não trata apenas da capacidade de geração, mas também de bombagem, consumo e armazenamento, considerando a crescente importância de baterias e outras formas de armazenamento num sistema elétrico de índole fortemente renovável.</p>	<p>A ERSE regista o acordo com a proposta.</p>

3.14 CAPÍTULO XXIV INDISPONIBILIDADES DAS INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO, DE ARMAZENAMENTO E DE CONSUMO	
Comentário	Observações da ERSE
Adicionalmente, o aumento do detalhe relativo às condições de disponibilidade torna os critérios mais precisos, mais concretamente, no que concerne a determinação das potências indisponíveis e dos períodos de indisponibilidade das referidas instalações.»	
<p>Endesa</p> <p>«[...] Consideramos que a potência mínima instalada para a qual deve ser obrigatório o envio de indisponibilidade seja de 30 MW (salvo exceções de potências inferiores assinaladas pela REN devido à segurança do Sistema). Com o limite de 1 MW, o envio de indisponibilidade seria um processo muito trabalhoso e moroso, tanto para o Agente como para o GGS.»</p>	<p>O limite de 1 MW está definido na lei como o limiar de aplicação de requisitos de observabilidade e controlabilidade pelo GGS, no que respeita a segurança da operação do SEN.</p> <p>Não obstante, o GGS poderá propor critérios menos apertados para a comunicação de indisponibilidades, caso verifique a ineficiência operacional desse procedimento para unidades de menor dimensão. A ERSE convida o GGS a avaliar esta questão, em diálogo com os agentes.</p>

3.15 CAPÍTULO XXVII PROCEDIMENTOS DE LIQUIDAÇÃO	
Comentário	Observações da ERSE
<p>SU Eletricidade</p> <p>A SU Eletricidade comenta que, ao abrigo da aplicação do Despacho n.º 10835/2020, de 4 de novembro, relativamente aos adjudicatários do 1º leilão solar em regime de remuneração garantida, o MPGGS deve explicitar o procedimento de comunicação, pelo GGS ao AUR, dos dados necessários à concretização do caderno de encargos do procedimento e do referido despacho de redução de potência. Assim, o MPGGS deve prever o envio ao AUR do valor da quantidade de energia reduzida, por período de liquidação e por unidade física, relativamente aos adjudicatários do 1º leilão solar em regime de remuneração garantida que tenham sido alvo de ordens de redução de potência, bem como do programa final de mercado por unidade física nestas condições. A SU Eletricidade sugere que essa explicitação ocorra no conteúdo da nota de liquidação semanal, no capítulo da liquidação.</p>	<p>O articulado foi alterado em conformidade, reconhecendo a necessidade de incluir, na informação a enviar pelo GGS ao AUR, a quantidade de produção instruída a baixar pelo mecanismo de controlo da injeção, por período de programação, e o programa final por unidade física.</p> <p>O carácter de informação comercialmente sensível não se aplica à sua utilização entre o AUR e as respetivas contrapartes nos contratos de aquisição. Assim, não deve prejudicar o cumprimento dos prazos de liquidação pelo AUR aos produtores.</p>

3.15 CAPÍTULO XXVII PROCEDIMENTOS DE LIQUIDAÇÃO	
Comentário	Observações da ERSE
Ainda sobre o processo de liquidação, a SU Eletricidade refere que o período de confidencialidade associados aos dados discriminados de liquidação pode impor um atraso na autofaturação do AUR aos produtores, pelo que solicita esclarecimentos.	
<p>GALP</p> <p>«No que respeita à disponibilização de dados de instalações de produção ligadas à rede de mobilidade elétrica (Mobi-e), propomos aproveitar a revisão em curso para prever a publicação de dados até ao momento final de liquidação em m+7, permitindo que os representantes destas instalações possam promover a liquidação atempada de medidas de geração definida no contrato comercial entre representante e representado.</p> <p>A falta de compatibilização dos processos de disponibilização de dados entre a rede de mobilidade elétrica e a atividade de geração tem-se mostrado um entrave à representação de instalações de produção que integrem pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica.»</p>	<p>A ERSE regista o comentário sobre a disponibilização de dados em instalações com produção <i>behind-the-meter</i> e pontos de carregamento de veículos elétricos.</p> <p>A recente consulta pública de reformulação do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor elétrico (Consulta Pública n.º 130) recebeu diversos comentários relacionados com esta questão.</p> <p>Assim, a ERSE aprovou o Guia de Medição incorporando uma condição de fecho dos dados relativos aos carregamentos de veículos elétricos até 30 dias após o carregamento. Desta forma, os efeitos de correções de dados são limitados no tempo.</p> <p>No Guia de Medição aprovado, foi também incluído um prazo para apresentação de proposta, pelo GGS e pelo ORD, relativamente à conciliação dos prazos de disponibilização de dados com o regime de prescrição e caducidade e com o fecho efetivo de carteiras em 6 meses.</p> <p>Acresce que o regime jurídico da mobilidade elétrica foi significativamente alterado, tendo imposto à ERSE um prazo de 120 dias (a contar da data de entrada em vigor do diploma) para concretizar as alterações regulamentares devidas.</p>
<p>Iberdrola</p> <p>«Consideramos que é preferível eliminar a tolerância ad hoc no caso da verificação segregada, para incentivar a modalidade agregada e garantir a igualdade de condições entre os diferentes BSP e entre serviços.</p> <p>Se a BmFRR for mantida, tendo em conta que já é um produto com experiência operacional, esta tolerância ad hoc deveria ser eliminada, ou pelo menos prever gradualmente o seu desaparecimento no MPGGS.»</p>	<p>A ERSE regista o comentário relativo às tolerâncias de cumprimento das instruções de despacho. O comentário junta-se a outros, em sentido contrário.</p> <p>A ERSE nota que apenas se começaram a aplicar as tolerâncias e os incumprimentos, desde o funcionamento do mercado intradiário em 15 minutos, em meados de março de 2025, conforme regra transitória prevista no MPGGS. Assim, considera-se que o atual regime deve manter-se por enquanto e ser reavaliado no futuro, quanto aos seus efeitos sobre a entrada de novos ativos na prestação de serviços de sistema e sobre a efetiva prestação dos serviços.</p>

3.16 CAPÍTULO XXIX PAGAMENTOS E RECEBIMENTOS	
Comentário	Observações da ERSE
<p>REN</p> <p>«Propomos que se elimine a adição de mais 2 dias à variável p que já abrange o “Número de dias verificado entre a data limite de pagamento indicada na fatura e a data em que o pagamento for efetivamente realizado” por coerência com a fórmula do Ponto 7.2 relativa ao cálculo dos juros de mora no caso de atraso no pagamento da GGS que não contempla estes 2 dias adicionais.»</p>	<p>A ERSE alterou a redação do MPGGS em conformidade.</p>
<p>Em resultado de reuniões de esclarecimento com a REN, a ERSE identificou a necessidade de corrigir a fórmula de cálculo da aplicação dos juros de mora.</p>	<p>A fórmula de aplicação dos juros de mora foi corrigida.</p>

3.17 OUTROS TEMAS	
Comentário	Observações da ERSE
<p>EDP</p> <p>«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.</p> <p>Considerando que esta mudança requer 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.»</p>	<p>A ERSE reconhece a pertinência do comentário, dando nota da mesma no âmbito dos contactos bilaterais regulares com o regulador espanhol.</p>
<p>ACEMEL</p> <p>«Propomos que seja assegurado que a digitalização e simplificação dos processos não resultem em custos desproporcionais para pequenos comercializadores;</p>	<p>A ERSE reconhece a tendência dos mercados de serviços de sistema para um acréscimo de complexidade e exigência. Esse é o resultado de um modelo de mercado mais estandardizado</p>

3.17 OUTROS TEMAS	
Comentário	Observações da ERSE
<p>A ACEMEL defende que a ERSE assegure um mercado concorrencial equilibrado, evitando a concentração excessiva sobre influência dos grandes comercializadores.</p> <p>A ERSE deve fornecer apoio técnico e formativo específico de forma a garantir que todos os comercializadores tenham capacidade de operação sem desvantagens competitivas.»</p>	<p>e formalizado, com o objetivo de permitir a participação de todos os utilizadores em condições de igualdade.</p> <p>O modelo de mercado aponta também para uma maior responsabilização dos agentes de mercado, reduzindo o papel de gestão do sistema pelo GGS. Um exemplo disso é a criação de um mercado intradiário contínuo e a negociação até 30 minutos antes do tempo real.</p> <p>A ERSE reconhece a necessidade de prosseguir com a realização de ações de esclarecimento e envolvimento dos agentes, com particular atenção aos agentes com menos capacidade de adaptação a estas alterações. Também a REN, na qualidade de GGS, deve continuar a promover sessões de esclarecimento e formação técnica junto dos agentes.</p>
<p>Solaria</p> <p>«[...] considera-se conveniente que o agente de mercado possa utilizar, nas suas relações com a ERSE e outros operadores do mercado elétrico, não só a língua portuguesa, mas também o inglês ou outra língua da UE.</p> <p>Essa flexibilidade linguística é crucial para facilitar a comunicação e a cooperação transfronteiriça, especialmente num setor tão interconectado como o mercado elétrico europeu. Permitir o uso de diversas línguas da UE nas interações entre agentes de mercado e entidades reguladoras, como a ERSE, contribuiria enormemente para a eficiência operacional e a mitigação de possíveis mal-entendidos que podem surgir devido a barreiras linguísticas.</p> <p>[...] Em resumo, a implementação de uma política linguística que permita o uso de várias línguas da UE nas interações com a ERSE e outros operadores do mercado elétrico é uma medida que pode melhorar substancialmente a comunicação, a cooperação e a eficiência operacional no mercado energético. Esta abordagem contribuiria para a criação de um mercado mais integrado, dinâmico e competitivo, alinhado com os objetivos de crescimento sustentável e inovação tecnológica da União Europeia.»</p>	<p>A ERSE reconhece que a integração europeia do mercado implica a participação de agentes com origem noutros países. A promoção desse envolvimento é favorecida por comunicação em língua inglesa ou outra.</p> <p>Nos processos de consulta pública, a ERSE não coloca qualquer obstáculo à participação de interessados usando a língua inglesa, como a presente consulta atesta. De igual forma, tem vindo a promover a publicação de conteúdos também em inglês, precisamente com o mesmo fim, quer pelo GGS, quer pela própria ERSE.</p> <p>Nos contactos mais informais, por exemplo em reuniões de esclarecimento e discussão, é comum a utilização do inglês e espanhol, para além do português.</p> <p>Não obstante, reconhece-se que esta evolução tem espaço para melhorar, agradecendo-se a sugestão.</p>
<p>Conselho Consultivo</p> <p>«Sugere-se que a ERSE promova a realização de workshops, sessões técnicas e mecanismos de feedback continue no intuito de aumentar o</p>	<p>A ERSE tem vindo a promover sessões de trabalho no âmbito dos processos de revisão regulamentar do MPGGs. A presente Consulta Pública n.º 127 é exemplo concreto disso.</p>

3.17 OUTROS TEMAS	
Comentário	Observações da ERSE
conhecimento e confiança dos agentes no mercado.»	<p>A par, a ERSE tem participado em iniciativas do GGS com o mesmo fim e em diversos fóruns de discussão e divulgação do tema.</p> <p>Regista-se a afirmação pelo Conselho Consultivo da importância destas iniciativas, devendo a ERSE prosseguir com iniciativas de comunicação adequadas a um mercado elétrico com a participação de novos agentes, mais diversos e menos especializados.</p>
<p>Usenergy</p> <p>« l) A ERSE deve fornecer apoio técnico e formativo específico de forma a garantir que todos os comercializadores tenham capacidade de operação sem desvantagens competitivas.»</p>	Ver resposta ao comentário anterior, do Conselho Consultivo.
<p>Usenergy</p> <p>«i) Propomos que seja assegurado que a digitalização e simplificação dos processos não resultem em custos desproporcionais para pequenos comercializadores;</p> <p>j) A USENERGY defende que a ERSE assegure um mercado concorrencial equilibrado, evitando a concentração excessiva sob influência dos grandes comercializadores;»</p>	A ERSE recomenda aos agentes de mercado a interação bilateral com o GGS no que respeita a aspetos de melhoria pontual e operacional dos sistemas.
<p>GALP</p> <p>«5. Disponibilização de informação em tempo real</p> <p>Em resposta à consulta de interessados nº 7/2024 a ERSE remeteu para a consulta em análise no que toca à alteração das condições de disponibilização de dados em tempo real aos agentes de mercado. No entanto, não identificamos que esse tema tenha sido abordado.</p> <p>Consideramos que é necessário aumentar a transparência e visibilidade sobre o funcionamento do mercado na área portuguesa do MIBEL, devendo o GGS começar a divulgar dados em tempo real, tal como já faz o seu homólogo espanhol, nomeadamente através da publicação dos PDBF (Programa Diário Base de Funcionamento), PDVP (Programa Diário Viável), PHF (Programa Horário Final) e PHFC (Programa Horário Final Contínuo) por área de oferta e tecnologia, bem como os respetivos re-despachos nos mercados de serviços de sistema.</p>	<p>A disponibilização de dados durante o dia de operação está prevista no MPGGS. Alguns dos dados são divulgados diretamente aos agentes de mercado envolvidos de forma mais próxima do tempo real, e de forma sistematizada, no dia seguinte ou posteriormente.</p> <p>Na presente revisão do MPGGS foram encurtados alguns prazos de publicação dos resultados do mercado, de 1 mês para 7 dias, concertando esse prazo com o processo de liquidação semanal.</p> <p>Não se afasta a possibilidade de continuar a aumentar a exigência do processo de divulgação de dados, em paralelo com a implementação dos novos serviços e produtos.</p> <p>Nota-se ainda que alguns dos dados referidos no comentário, como o preço de desvio, resultam do apuramento complexo de várias componentes. Nessa medida, a sua publicação mais próxima do tempo real terá sempre um carácter provisório.</p> <p>A ERSE recomenda ainda a interação bilateral dos agentes com o GGS, no sentido de sugerir melhorias operacionais nos processos e sistemas do GGS. A atração de novos agentes e</p>

3.17 OUTROS TEMAS	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Apresenta-se igualmente necessário que se disponibilize publicamente e em tempo real os dados de preços de desvio por excesso e por defeito.</p> <p>A não disponibilização destes elementos em tempo real torna a área espanhola do MIBEL mais atrativa para prestação de serviços de sistema.»</p> <p>«6. Disponibilização do PHO</p> <p>Após a entrega física, é solicitado o PHO (Programa Horário Operativo) calculado pelo GGS para facilitar a monitorização dos programas finais de mercado.»</p>	<p>ativos para a prestação de serviços de sistema é um objetivo partilhado pela ERSE e pelo GGS, com os agentes de mercado.</p>
<p>Solaria</p> <p>«Em suma, a inclusão das facilidades arrecadadas em regime de leilão nos Serviços de Saldo é uma estratégia que pode trazer inúmeros benefícios a curto e longo prazo, promovendo um sistema mais equilibrado, transparente e eficiente.»</p>	<p>Entendendo o comentário como a sugestão de participação nos serviços de sistema de centrais com tarifa garantida obtida em leilão, importa notar que esse objetivo se coaduna com a gestão eficiente do SEN e com a transição energética. No entanto, reconhece-se a necessidade de clarificar essa possibilidade nas circunstâncias indicadas, à luz dos cadernos de encargos dos leilões e da legislação do SEN.</p>
<p>StorSystems</p> <p>«Existem vários outros pontos preocupantes na proposta de reforma que podem aumentar os custos para os consumidores portugueses e prejudicar o investimento em BESS. Na Secção 6.2.6 do MPGSS, afirma-se que as unidades habilitadas a prestar serviços do sistema de regulação ascendente e descendente devem apresentar ofertas em ambas as dimensões. Esta cláusula é problemática, uma vez que pode levar a uma afetação ineficiente das reservas no sistema elétrico. Se existirem sinais exatos de preços para a capacidade de reserva positiva e negativa, as unidades BESS já serão incentivadas a oferecer capacidades de regulação positiva e negativa. Obrigar as BESS a fazer ofertas em ambas as direções é, portanto, desnecessário e pode, em certos casos, impor custos adicionais ao sistema.</p> <p>Além disso, isto pode reduzir a flexibilidade e a capacidade de resposta das unidades BESS, uma vez que elas podem ficar restritas a cumprir obrigações rígidas de ofertas em vez de responder dinamicamente às condições do mercado. Uma abordagem mais eficiente permitiria que as unidades BESS oferecessem serviços com base nos</p>	<p>Um modelo de gestão do sistema baseado em mercado, implica o despacho dos recursos necessários com base numa ordem de mérito de mercado, resultado das ofertas dos BSP.</p> <p>No entanto, a segurança da operação do SEN exige a efetiva disponibilidade e participação desses recursos nos mercados de serviços de sistema. Estes ativos estão sujeitos a licenciamento e a condições de exercício da atividade, que incluem essa disponibilidade e participação, sem prejuízo da aplicação de modelos de mercado.</p> <p>O MPGSS reflete este racional. A apresentação de ofertas de regulação é obrigatória para geradores do tipo D, habilitados (vd. Artigo 49.º do ROR).</p> <p>As ofertas apresentadas pelos agentes devem refletir as condicionantes específicas da prestação do serviço.</p>

3.17 OUTROS TEMAS	
Comentário	Observações da ERSE
sinais de preços em tempo real, sem a imposição desnecessária de requisitos de ofertas duplas.»	

3.18 ANEXO II CONDIÇÕES GERAIS DO CONTRATO DE ADESÃO AO MERCADO DE SERVIÇOS DE SISTEMA	
Comentário	Observações da ERSE
<p>REN</p> <p>«A atividade de representação é uma atividade que pode apresentar alguma volatilidade pelo que poderão existir períodos em que o Agente de Mercado deixe de representar instalações de uma forma temporária e limitada no tempo.</p> <p>[...] propomos que seja eliminada esta causa de extinção do Contrato de Adesão ao Mercado de Serviços de Sistema.»</p>	<p>A ERSE acolheu a proposta de alteração.</p>

ERSE - ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

e-mail: erse@erse.pt

www.erse.pt

