

CONSULTA DE INTERESSADOS 10/2023

CONTRIBUTOS

Alteração do MPGGS para implementação do produto
normalizado de Reservas de Restabelecimento da
Frequência com ativação manual

novembro - 2023

Vem a AdP ENERGIAS, em nome das empresas do Grupo Águas de Portugal que participam na Reserva de Regulação Terciária (AdN - Águas do Norte, S.A., AdDP - Águas do Douro e Paiva, S.A., AdCL - Águas do Centro Litoral, S.A., AdSA - Águas de Santo André, S.A. e AdA - Águas do Algarve, S.A.) apresentar a seguinte proposta à Consulta de Interessados n.º 10/2023, relativa à “Alteração do MPGGS para implementação do produto normalizado de Reservas de Restabelecimento da Frequência com ativação manual”.

Caros Senhores,

O Grupo Águas Portugal (AdP) participou ativamente no Projeto Piloto de Reserva de Regulação através de 6 instalações de consumo pertencentes a 5 das suas empresas operacionais.

De entre o conjunto de infraestruturas consumidoras que participam na Reserva de Regulação Terciária, e tomando os valores de 2023, a AdP realizou 1 624 mobilizações, com um volume de 5 883 MWh, o que representa 65% e 62% do total de mobilizações em número e volume feitas por todas as instalações de consumo participantes. É de salientar que, no que respeita a mobilizações para descer reserva de regulação, as mobilizações realizadas pela AdP representaram 90% da totalidade das mobilizações feitas por instalações de consumo.

A experiência e o conhecimento desenvolvido dentro da AdP está, assim, bem comprovada, potenciando a adesão aos serviços de sistemas de mais instalações de consumo. Efetivamente a AdP possui mais 16 instalações de consumo com uma potência contratada igual ou superior a 1 MW, potenciando um aumento da potência participante dos atuais 25 MW para os 55 MW.

Um fator que em muito contribuiu para este sucesso relacionou-se com o período de prestação do serviço que, até ao presente, foi de 60 minutos, e vemos com muita preocupação a proposta de redução imediata deste período para 15 minutos, uma vez que se trata de um período demasiado curto para arranque e paragem de eletrobombas de elevada potência, conduzido à deterioração dos equipamentos, podendo impossibilitar a continuação de fazer ofertas no novo regime.

Este grave problema seria ultrapassado se a plataforma aceitasse ofertas condicionantes a uma mobilização horária. Naturalmente a liquidez deste tipo de mobilizações seria potencialmente menor, mas só assim um consumidor baseado em eletrobombas de grande potência pode admitir continuar a participar com a intensidade já demonstrada no Projeto Piloto.

Assim, a nossa proposta é que, para os consumidores, a evolução de Reserva de Regulação para mFRR, no que respeita à redução do mínimo de período de entrega para 15 minutos, só ocorra quando puderem ser submetidas ofertas condicionantes na plataforma de gestão, mantendo-se até lá o atual período de entrega de 60 minutos.

Consulta de Interessados 9/2023

Proposta de operacionalização regulamentar do mercado de banda de reserva de restabelecimento de frequência com activação manual

Consulta de Interessados 10/2023

Alteração do MPGGS para implementação do produto normalizado de Reservas de Restabelecimento da Frequência com activação manual

Posição da APIGCEE

1. Introdução

A Associação Portuguesa dos Industriais Grandes Consumidores de Energia Eléctrica (APIGCEE) agradece a oportunidade que a *Entidade Reguladora do Sector Energético* (ERSE) lhe faculta em participar na Consulta de Interessados 9/2023 sobre a “*Proposta de operacionalização regulamentar do mercado de banda de reserva de restabelecimento de frequência com activação manual*”.

Não obstante e face à complementaridade com a consulta de interessados 10/2023¹, muitos dos comentários que apresentamos neste documento são de aplicação a ambas as consultas. A APIGCEE coloca também algumas questões de natureza mais específica que têm como objectivo o esclarecimento cabal de alguns aspectos menos claros para os nossos associados e que importa ver esclarecidos face aos constrangimentos temporais para aplicação da nova regulamentação.

Como comentário preliminar, considera a APIGCEE que a *proposta de operacionalização regulamentar do mercado de banda de reserva de restabelecimento de frequência com activação manual*, não é compaginável com o objectivo de realização do primeiro leilão deste produto específico até ao final do corrente mês de Novembro, face ao curto intervalo de tempo de preparação, habilitação e esclarecimento de dúvidas por parte dos agentes de mercado, bem como a necessidade de realizar o ensaio para determinação da potência elegível. Este procedimento poderá até ter o efeito contrário de afastar potenciais participantes do referido leilão pelo facto de não terem uma visão clara das eventuais implicações deste novo produto em termos de impacto nos processos produtivos e das penalizações por incumprimento suplantarem os eventuais benefícios de cariz operacional (para o sistema eléctrico) e monetário.

Muitos dos nossos associados poderão considerar que os riscos serão demasiadamente elevados para participar como agentes de mercado no referido leilão. Considera ainda a APIGCEE que uma solução mais equilibrada poderia ser obtida através de uma transição mais suave em que a estrutura e as regras da *Banda de Reserva de Regulação* (BRR) se manteriam durante mais tempo (ou com pequenas adaptações) dando a necessária confiança para participar no leilão que se avizinha. Toda a actividade de implementação das necessárias modificações a introduzir com o

¹ “Alteração do MPGGS para implementação do produto normalizado de Reservas de Restabelecimento da Frequência com activação manual”

novo produto específico de mFRR² poderiam decorrer durante o próximo ano com vista à integração plena na plataforma MARI³ dos nossos associados até ao final de 2024. Este procedimento teria a vantagem de proporcionar um “*soft landing*” às instalações (unidades físicas) que já detêm bastante experiência com a sua adesão ao projecto-piloto sobre a participação do consumo na reserva de regulação e ao mesmo tempo proporcionar uma adesão mais alargada a novos agentes de mercado.

Lembramos também que a perda de elasticidade na oferta da banda contratada levará a que os associados que modulam tenham de optar entre abandonar a modulação e reduzirem a oferta no leilão da banda de mFRR (BmFRR) ou até optar pela não participação no leilão, com os consequentes impactos na gestão do SEN. Convém salientar que todo o processo de habilitação é complexo e que a participação como agente de mercado não constitui o “*core business*” de uma grande maioria dos nossos associados pelo que uma dilatação temporal em todo o processo poderia atenuar as diferenças entre estágios de implementação distintos e estabelecer uma base de igualdade para novos participantes.

Nesse sentido, tendo em consideração as necessidades de banda necessárias à gestão da rede e o necessário período de adaptação por parte dos agentes consumidores, propõe-se a realização de um leilão adicional da BRR, para aplicação durante o 1º semestre de 2024, que mantenha as regras associadas a este produto.

Acresce que em termos de *benchmarking* existe ainda uma reduzida implementação do produto normalizado de mFRR por parte de consumidores industriais, sabendo-se que a sua operacionalização existe apenas na Alemanha, Áustria e República Checa.

2. Aspectos comuns a ambas as consultas

2.1. Incumprimentos

As ofertas numa base quarto-horária são condicionadas, em alguns casos, pela inelasticidade dos processos produtivos a períodos de paragem e arranque inferiores a uma hora o que pode causar constrangimentos aos nossos associados. Mais importante ainda é o cálculo dos desvios entre a oferta e a programação numa base quarto-horária com impacto no cálculo das penalizações. Entendemos que os desvios devem ser calculados numa base horária, garantindo assim um alisamento das flutuações na entrega (ou redução) de energia, minimizando as penalizações por incumprimento.

A este respeito seria benéfico para a quantificação do risco de participação dos agentes de mercado no produto específico a exemplificação da aplicação da fórmula de cálculo das penalizações por incumprimento. Em particular considera a APIGCEE que a majoração introduzida na fórmula de cálculo pelo factor de 1,5 conduz a penalizações associadas que poderão suplantam os benefícios. Esta situação deverá ser acautelada, no limite, impedindo que

² *Manual Frequency Restoration Reserve*

³ *Manually Activated Reserves Initiative*

os incumprimentos gerem perdas reais em termos absolutos, sugerindo-se a eliminação do majorante 1,5 na fórmula de cálculo.

É também importante que nas unidades que possuem UPAC para autoconsumo, o mínimo técnico utilizado para a determinação dos incumprimentos de oferta da BmFRR considere a capacidade de injeção na rede que estiver autorizada para o ponto de ligação à Rede Eléctrica de Serviço Público (RESP). Caso não seja possível há um risco elevado de os associados terem de rever os seus planos de investimento em energias renováveis ou ficarem impossibilitados de prestar o serviço nos períodos de funcionamento das UPAC

As paragens anuais das instalações fabris, para efeitos de manutenção, devem ainda estar devidamente acauteladas em termos de contabilização dos incumprimentos.

Entendemos que a obrigatoriedade de garantir em todos os períodos horários, integralmente, a Banda de mFRR no mercado é contrária à eficiência energética e ao processo de descarbonização da geração, obrigando ao abandono da modulação das cargas. Desta forma os consumidores electrointensivos teriam de optar entre abandonar a modulação (tendencialmente obrigando à entrada dos grupos de ciclo combinado e aumentando as emissões de CO₂) ou não participar no leilão da banda de mFRR (BmFRR), com os consequentes impactos na gestão do SEN. Propomos por isso a eliminação deste requisito bem como do majorante 1,5 na fórmula de cálculo como supra indicado.

2.2. Processo / Ensaios de Habilitação / Ensaios de verificação de disponibilidade

Na situação dos consumidores que beneficiam do estatuto de cliente electrointensivo e que são obrigados a terem um relé de deslastre por frequência de acordo com o número 2 do artigo 7.º da Portaria n.º 112/2022, de 14 de Março é importante conhecer qual a parametrização do relé em termos de potência a deslastrar para as unidades físicas que prestam serviço de BmFRR. Adicionalmente considera-se que este serviço (deslastre) deverá ser objecto de remuneração em termos a definir.

No que concerne os ensaios para a potência elegível máxima, questiona-se se as unidades físicas que já participam no mercado de BRR estão isentas de novos ensaios. No que respeita à potência elegível é nossa opinião que esta deve ser no mínimo a que resulta da potência média anual, possibilitando aos consumidores prescindir, se assim o entenderem, de novo ensaio o que à partida pode ser inviável dado a proximidade do leilão.

Discorda-se do incumprimento que resulta do valor da oferta ser inferior à banda contratada durante a realização dos ensaios de verificação de disponibilidade já que as ofertas em cada período estão sujeitas à modulação dos consumos em cada momento. Caso a oferta para o período do ensaio seja inferior ao da banda contratada, o ensaio deve ser reagendado para um período posterior em que a banda contratada esteja totalmente garantida.

3. Aspectos específicos das consultas

3.1. Convocatória com as condições específicas para a realização do 1.º leilão de banda de mFRR

A realização dos leilões para as várias maturidades de entrega previstas (anual, trimestral e mensal) deverá ser sequencial e detalhada na convocatória a realizar. Importa conhecer se estão previstos novos leilões em 2024 para as maturidades de mais curto prazo.

Entende-se que só deverá iniciar-se um novo processo de leilão após o conhecimento dos resultados do anterior, garantindo, desta forma, que não é “desperdiçada” potência elegível.

A APIGCEE questiona se a obrigatoriedade de adjudicar a unidades físicas associadas a instalações de consumo 75% da capacidade em leilão pretende representar um objectivo mínimo, uma imposição (o que possivelmente poderá ser difícil de atingir) ou um limite máximo?

Tal como mencionado anteriormente questiona-se se os actuais prestadores de serviço de BRR poderão estar dispensados da determinação de potência elegível para efeitos de leilão.

3.2. Requisitos para participação no leilão

Entende-se que os agentes já habilitados para participação na BRR devem poder participar no leilão a realizar, sem que nesta fase lhes seja exigido o cumprimento de requisitos adicionais.

3.3. Limitação de participação na oferta para o leilão

O limite na oferta por bloco(s) de 10% das necessidades em leilão limita a participação dos agentes que possam oferecer maior potência à rede nas suas áreas de oferta, nomeadamente os electrointensivos, e contribuirá para que o volume de ofertas não cumpra as necessidades de banda, propondo-se por isso a eliminação desta limitação.

3.4. Ensaios de habilitação

Muitos dos nossos associados têm um conjunto importante de questões e comentários relacionados com os ensaios de habilitação, dos quais salientamos os seguintes:

- A proposta prevê a alteração do método de determinação da potência elegível (Pel), sendo esta determinada através de um ensaio prévio. Em virtude dos prazos previstos para realização do leilão (30 de Novembro) e da possibilidade de alguns agentes não poderem agendar o ensaio num prazo tão reduzido, deverá ficar previsto que a potência elegível, para este leilão, resulte do máximo obtido entre o método de cálculo utilizado actualmente para a BRR, correspondente à média do consumo entre 1 de Junho e 31 de Maio, e a realização facultativa do ensaio.
- O ensaio de habilitação, que passa a ser o mecanismo usado para definição da potência elegível para participação no leilão de banda de mFRR, terá a duração de 15 minutos, como indicado na proposta do Procedimento 15. Significa isso que apenas será verificada a capacidade de resposta em 10 minutos da rampa de activação e de manutenção do nível de consumo durante o período de 5 minutos de entrega à potência máxima, prescindindo-se da rampa de desactivação para efeitos do ensaio de habilitação?

- De que forma é calculada a potência elegível de cada Unidade Física (UF)?
- Quais as especificações dos aplicativos necessários para participar no mercado de mFRR, de acordo com o processo de instrução do pedido de inscrição?
- Solicita-se a indicação de quais os equipamentos e meios que se destinam: (i) à recepção das instruções de despacho e limitações à produção ou consumo e (ii) ao cumprimento de instruções de despacho no caso de falha total da unidade física.
- Questiona-se se as UF que já tenham realizado o ensaio de habilitação durante o ano de 2023, no âmbito da participação do mecanismo actual de BRR, estão dispensadas da realização prévia de novo ensaio de habilitação para participação no próximo leilão de BmFRR.
- Em caso de participação de forma agregada, os requisitos e processos de habilitação, deverão ser realizados para cada uma das Unidades Físicas?

3.5. Prestadores do serviço de mFRR

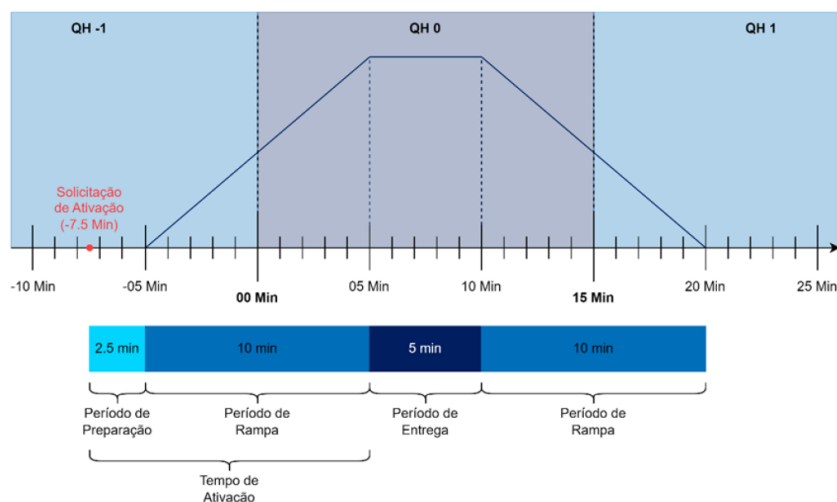
A AFIGCEE gostaria de confirmar a existência de um período de flexibilidade de 6 meses para implementar o sistema de comunicação entre a unidade física e o SCADA do GGS.

No que respeita ao protocolo FTP⁴ questionamo-nos se este poderá continuar a ser utilizado para o envio de ficheiros “*desagrega*” e como serão recebidas as eventuais mobilizações.

Na Consulta de Interessados 10/2013 e no ‘*Documento Justificativo*’ é definido no ponto 3.1 *PRODUTO STANDARD DE ENERGIA DE MFRR* o esquema da prestação do produto de mFRR com activação programada (Fig. 3-1).

⁴ *File Transfer Protocol*

Figura 3-1 – Esquema da prestação do produto de energia de mFRR com ativação programada



No esquema são referidas/representadas duas rampas lineares com a duração individual de 10 minutos:

A primeira antecede imediatamente o Período de Entrega

A segunda sucede imediatamente o Período de Entrega

Questão:

1. A linearidade das rampas, de redução/aumento de potência, é condição necessária?

(Nota: As unidades industriais consumidoras são compostas habitualmente por um conjunto de consumidores internos cuja redução ou incremento de potência individual não são síncronos entre si; logo o somatório dos mesmos não irão gerar uma resposta linear)

2. Os tempos referentes a cada uma das rampas (10 minutos) e ao período de entrega (5 minutos) são valores absolutos a respeitar pelo Agente de Mercado?

Existe alguma margem de variação admissível?

Sugere-se que para os consumidores a resposta em modo de rampa seja substituída por uma resposta em escalões resultante da ligação (ou desconexão) de cargas. A resposta em rampa será mais facilmente realizável para centrais de geração de energia eléctrica à medida que um determinado grupo gerador vai subindo ou decrescendo em potência.

3.6. Utilização de linhas de recurso

Propõe-se utilização de linhas de alimentação de recurso até 10 dias por ano em que se preveja uma utilização adicional e em caso de indisponibilidades fortuitas devidamente comunicadas.

3.7. Taxas de comunicação

O GGS deve disponibilizar informação diária que permita aos agentes monitorizar a sua taxa de fiabilidade e verificar as taxas de cumprimento dos canais de comunicação, caso contrário não existirá informação suficiente que garanta o cumprimento do requisito.

Sendo uma grande parte das comunicações assegurada por entidades terceiras – Operadores de Comunicação Habilitados – via contratação pelo Agente de Mercado, seria aconselhável a existência de um período inicial de análise com a duração máxima de 6 meses.

Neste período inicial seria aferida a fiabilidade e taxa das comunicações, permitindo ajustes técnicos em caso de necessidade por parte do Operador de Comunicações.

3.8. Mobilizações

Entende-se necessário um esclarecimento detalhado relativo a mobilizações, nomeadamente a informação disponibilizada via *webservice* aquando de mobilização. Questionamo-nos se a informação será apenas sobre o valor médio de potência a consumir no período de liquidação ou haverá informação relativa aos períodos de rampa e entrega.

Como nota final sugere-se a organização de nova sessão de esclarecimento para elucidar os BSP⁵ dos aspectos menos claros com a operacionalização do leilão e dos novos produtos que lhe estão associados.

APIGCEE

08.11.2023

⁵ *Balancing Service Providers*

Consulta de interessados da ERSE n.º 10/2023**Alteração do MPGGS para implementação do produto normalizado de Reservas de Restabelecimento da Frequência com ativação manual
N/REF- E-Tecnicos/2023/1544****08 de novembro de 2023**

No seguimento do vosso e-mail datado de 23 de outubro de 2023, vem a Bondalti dar o seu contributo para a discussão da Alteração do MPGGS para implementação do produto normalizado de Reservas de Restabelecimento da Frequência com Ativação Manual.

Enquadramento

A Bondalti, empresa pertencente ao Grupo José de Mello e integrada no Complexo Químico de Estarreja, opera em sectores que produzem bens essenciais, com forte impacto na balança de transações correntes, tanto do lado das exportações como das importações evitadas. É associada da APQuímica - Associação Portuguesa da Química, Petroquímica e Refinação e da APIGCEE – Associação Portuguesa das Indústrias Grandes Consumidoras de Energia Elétrica.

Sendo uma empresa hiperelectrointensiva, os custos da energia elétrica têm um peso muito significativo no global dos seus custos industriais. No sector Cloro-Álcalis a energia elétrica é o seu principal fator de custo (superior a 50% dos custos de produção) e representa quase 100% do valor acrescentado bruto gerado.

A Bondalti tem um forte compromisso com a sustentabilidade tendo como ambição o consumo 100% de energia elétrica produzida a partir de fontes renováveis até 2030. Está também fortemente empenhada na eficiência energética, através da implementação de sistemas de gestão de energia, da procura de melhorias nos processos, da introdução das melhores técnicas e tecnologias disponíveis no sector.

O seu perfil de consumo, de grande flexibilidade, é vital para aplanar a curva de procura de eletricidade e reduzir a ponta de consumo. É neste contexto que a Bondalti considera que fundamental ser um agente do mercado elétrico, tendo já participado ativamente em diversas iniciativas da gestão pelo lado da procura, nomeadamente:

- Serviço de Interruptibilidade, de acordo com a Portaria n.º 592/2010 de 29 de julho
- Projeto-piloto de aperfeiçoamento da Tarifa de Acesso à Redes em MAT, AT e MT de acordo com a Diretiva n.º 6/2018 de 27 de fevereiro da ERSE
- Projeto-piloto para a participação do consumo no mercado de reserva de regulação de acordo com a Diretiva n.º 4/2019, de 15 de janeiro da ERSE
- Mecanismo da Banda de Reserva de regulação de acordo com a Diretiva n.º 19/2022, de 18 de novembro, da ERSE



Considerações gerais

A Bondalti, por princípio, entende como positivos todos os mecanismos de participação dos consumidores no serviço de sistema, com carácter voluntário, e que permitam tomar partido da capacidade flexível do consumo de energia elétrica dos seus processos para promover a estabilidade da rede elétrica, potencialmente cada vez mais instável devido à integração de um grande volume de energia renovável intermitente.

No entanto, a utilização da flexibilidade destes recursos conduz a ineficiências dos processos produtivos fabris e a consequências ao nível da produção dos produtos acabados e do abastecimento do nosso mercado, pelo que esta participação deverá ser adequadamente remunerada para compensar estas desvantagens.

Não sendo a sua atividade a produção de energia elétrica, a Bondalti entende que esta participação deverá ter sempre um carácter voluntário, ser de simples execução e com a menor carga burocrática possível, havendo a necessidade de reduzir os recursos a serem alocados a estes serviços.

Assim, considera que os agentes consumidores devem ser sempre considerados no desenho dos produtos de mecanismos de balanço e nos serviços de sistema do SEN. No entanto, não pode a Bondalti deixar de referir a importância da adequação dos produtos à realidade industrial, tanto ao nível a exequibilidade técnica como da segurança e viabilidade económica da operação solicitada.

A presente proposta de alteração do MPGGS pretende implementar o produto normalizado de Reserva de Restabelecimento da Frequência com ativação manual (mFRR), descontinuando o produto específico em vigor de Reserva de Regulação (RR) e implementando um novo produto específico transitório de reserva rápida.

A Bondalti não pode deixar de salientar que estes novos produtos de resposta rápida têm características muito diferentes do produto a descontinuar, pelo que não pode ser assumida esta alteração como algo natural ou simples de implementar por parte de consumidores.

O produto normalizado de mFRR de operacionalização quarto-horária vem, logo à partida condicionar a adesão dos consumidores industriais dado o curto período de entrega envolvido. Importa realçar que, caso a resposta esperada do lado da procura no produto de mFRR exija a modelação do consumo conforme apresentado nos exemplos relativos às ofertas programadas (*scheduled activations*), nomeadamente a necessidade de retorno aos valores de consumo prévios ao momento de ativação, numa janela de até 10 minutos após os 5 minutos de entrega, o potencial de participação neste leilão de Banda de mFRR por parte dos grandes consumidores será reduzido.

Este novo produto mFRR vai obrigar à adaptação dos agentes aos novos mecanismos de resposta rápida nos serviços de balanço da mFRR assim como à realização de novo processo de habilitação. A realização de tais atividades não se compagina com os timings referidos para a participação no leilão a 30 de novembro de 2023.

Acresce esta dificuldade a revogação simultânea do produto de Reserva de Regulação, deixando os agentes de mercado consumidores de poderem ofertar em contínuo nos



mecanismos de balanço do SEN. No documento justificativo referente à CI 10/2023, é referido na secção sobre o Relatório Final do Projeto-Piloto, que foi identificada a necessidade de se realizar “a discussão da alteração dos períodos de integração de 1 hora para 15 minutos, tendo em atenção a diferenciação de participação de algumas instalações de consumo derivado dos seus processos produtivos, podendo em certos casos ser limitativa.”. De facto, essa discussão foi já identificada e deveria ter sido tomada em consideração antes da aplicação de novas regras e obrigações às instalações de consumo.

Assim entende-se ser complicado a participação dos agentes neste mecanismo sem que exista um período transitório em que se permita a continuidade da participação através do produto RR até esclarecimento, adequação das instalações e habilitação dos agentes consumidores à mFRR.

Considerações na especialidade

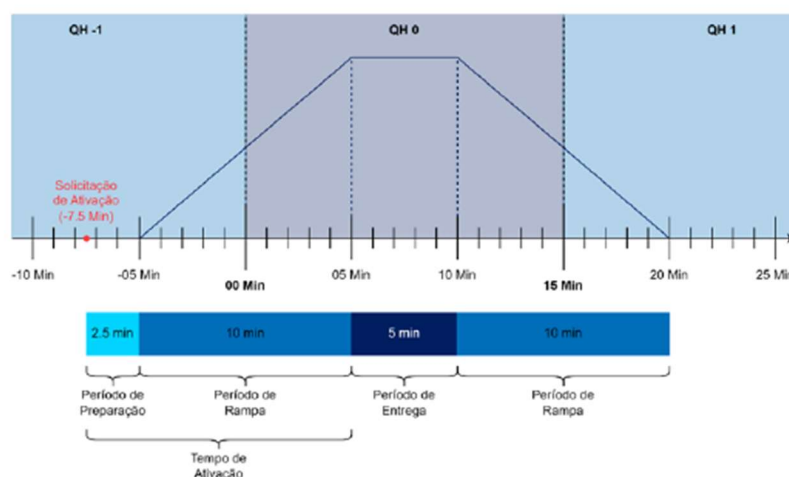
Características do produto de energia de mFRR

A substituição das ofertas no atual mercado de reserva de regulação (RR) pelo mercado de reserva de restabelecimento de frequência com ativação manual (mFRR) vem impor restrições mais apertadas ao serviço atualmente prestado com períodos de entrega quarto-horários em substituição dos períodos horários.

No que refere à prestação do produto de energia de mFRR com ativação programada, a diminuição do período de entrega de 1 hora para 15 minutos pode trazer dificuldades à execução técnica da ativação, considerando as curvas de resposta de ativação programadas, com 5 minutos de entrega à potência requisitada e 10 minutos de rampas de ativação e de desativação, em caso de ativação num determinado período quarto-horário.

O esquema da prestação do serviço com ativação programada apresentado nos documentos consegue exemplificar algumas das dificuldades com que a Bondalti se depara.

Figura 3-1 – Esquema da prestação do produto de energia de mFRR com ativação programada



Fonte: GGS



Uma primeira análise indica que a Área de Oferta (AO) / Unidade Física (UF) fica obrigada a cumprir uma resposta de subida/descida do consumo continua durante os períodos de rampa. Esta resposta em modo contínuo dificilmente será possível de ser implementada pelo lado do consumo. Assim questionamos se o agente consumidor terá de modular o seu consumo neste período para oferecer uma variação de potência em rampa ou poderá oferecer uma variação de potência em degrau (on/off)?

Como já referido nas condições gerais, a maior dificuldade para os consumidores será um retorno ao valor de potência anterior à ativação no período de desativação de 10 minutos. Assim questionamos se a AO / UF fica obrigada:

- A cumprir a rampa de desativação (aumento de consumo para valores do Programa) imediatamente após os 5 minutos do período de entrega?
- A retomar a potência a que se encontrava antes da ativação ou ir de encontro à potência programada para a preparação de nova ativação?

Uma outra dúvida que nos surge é a possibilidade de alteração do Programa de consumo para os períodos quarto-horários imediatamente subsequentes à ativação. No caso da RR era dada essa possibilidade aos agentes que poderiam deste modo evitar a possível necessidade de aumento abrupto de consumo.

Na eventualidade de a rampa de desativação ser obrigatória, questionamos qual será a consequência para a AO/UF se, após os 5 minutos à potência de entrega, o seu consumo se mantiver à potência de entrega e não for cumprida a referida rampa de desativação? Nomeadamente, fica a dúvida se nestas circunstâncias a AO/UF estará em incumprimento da ordem de despacho e em risco de suspensão do serviço, ou se estará em incumprimento por desvio de energia e/ou não cumprimento da prestação do serviço de BmFRR com as respetivas penalidades monetárias.

Tendo em conta a complexidade na gestão dos processos produtivos associados à operação dos consumidores eletrointensivos, e considerando que os equipamentos apresentam níveis de desgaste mais acentuados quando sujeitos a variações de potência elevadas e em curtos espaços de tempo, será importante esclarecer qual é o mínimo espaço temporal em que uma AO/UF, após ter sido ativada, poderá voltar a receber uma ordem de ativação.

Adicionalmente, é referido que quando a utilização da plataforma mFRR europeia, MARI, for uma realidade, os agentes de mercado poderão apresentar propostas complexas. Assim, questiona-se se as AOs/UFs contratadas pelo leilão de BmFRR e que têm associada a obrigação de submeter propostas no mercado de mFRR também poderão submeter propostas complexas.

Em relação a estas propostas complexas é especialmente importante perceber se a restrição de ligação temporal entre períodos quarto-horários será uma possibilidade, i.e., se será possível submeter uma proposta que implique que após uma ativação num determinado período quarto-horário, um número determinado de períodos quarto-horários subsequentes terão também de ser ativados. Esta possibilidade permitiria aos consumidores uma gestão dos seus consumos/processos produtivos mais facilitada, ligando a resposta nestes mercados



de serviços de sistema às limitações de carácter técnico que os seus equipamentos apresentam.

Prestadores do serviço de mFRR

Tal como para outros produtos, a participação no mercado de mFRR pressupõe a habilitação do agente segundo regras gerais.

A Bondalti entende ser positiva a regra que indica que as UF já habilitadas a participar no mercado de RR ficam desde logo reconhecidas como habilitadas a participar no mercado de mFRR, não ficando obrigadas à repetição de ensaios de habilitação até necessidade de requalificação.

Entende também como positivo o período transitório para adaptação das instalações aos novos requisitos de comunicação em tempo real entre o GGS e a UF, embora questione se o período indicado de 6 meses será suficiente, em especial se for necessário instalar hardware ou desenvolver novo software específico, visto que o processo no âmbito da BRR, foi moroso e complexo.

Plataforma MARI

A Bondalti compreende que a partilha de recursos de flexibilidade a nível europeu através da plataforma MARI trará benefícios para a operação do SEN, considerando a possibilidade de uma gestão partilhada e otimizada dos recursos disponíveis entre Operadores de Rede de vários países.

Ainda assim, deve notar-se que a experiência de utilização deste tipo de produtos e ainda mais, com uma abrangência a nível europeia, é ainda muito limitada, acarretando consigo muita incerteza/risco para os possíveis participantes. Especificamente ao que diz respeito aos agentes consumidores, e tendo em conta todas as alterações que estão em discussão tanto para a banda de mFRR como para o próprio produto mFRR (face à atual BRR e RR), considera-se prudente suspender a obrigatoriedade de participação na plataforma MARI pelo menos durante todo o ano de 2024, e até que haja um histórico e experiência mais consolidada. A Bondalti considera não só que esta participação prematura pode condicionar o sucesso da participação dos agentes consumidores e da implementação da BmFRR, como ser demasiado arriscado para este tipo de consumidores a exposição dos seus planos produtivos a este mercado de mFRR transfronteiriço.

Produto transitório de produto específico de reserva rápida

Considerando tudo o que já foi exposto neste documento, a Bondalti, enquanto consumidor eletrointensivo concorda com o GGS no que diz respeito à sua necessidade de ter meios adicionais para fazer face à rigidez do mFRR.

Espera-se, no entanto, que o acatar por parte da ERSE dos apelos do GGS para lidar com este novo produto de mFRR possa ter reflexo também numa flexibilização dos requisitos e obrigações por parte consumidores, indo de encontro ao que se vem expondo nas respostas às Consultas a Interessados nº9 e nº10.



Ajustamento para perdas do consumo mobilizado em ofertas de reserva de regulação

Contrariamente ao que acontecia no mercado de RR, no mercado de mFRR os agentes consumidores terão de realizar ofertas ajustadas ao referencial de geração. Esta questão poderá levar a necessidades de alteração dos procedimentos e sistemas que os agentes de mercado utilizam atualmente para a realização das suas ofertas.

Entendemos que esta alteração não será promotora de uma eficaz gestão por parte dos agentes consumidores que verão uma maior complexidade na apresentação das suas ofertas e programação.

Contrato de adesão

A participação no produto de mercado de mFRR irá obrigar à celebração de novos contratos de adesão ao mercado de serviços de sistema, no prazo de 30 dias. Entendemos que este prazo poderá ser curto, dependendo das alterações face ao contrato celebrado anteriormente no âmbito do projeto-piloto.

Agregação

A Bondalti entende que a possibilidade de agregação de diversas Unidades Físicas numa única Área de Ofertas é um mecanismo que poderá aumentar a flexibilidade que um BSP possui para participação nestes mercados de serviços de sistema.

Programação das unidades físicas de consumo

Refere-se que o GGS deverá efetuar uma monitorização da qualidade do processo de programação das Áreas de Ofertas de instalações de consumo para cada BSP. Acrescenta-se também que a eventual verificação de inconsistências injustificadas e reiteradas dos programas comunicados possa ser motivo de suspensão da Área de Ofertas.

A Bondalti compreende a necessidade por parte do GGS de dispor da possibilidade de antever os programas de consumo das Áreas de Oferta, assim como de monitorizar em tempo real o consumo verificado face ao previsto. Apesar disso, deverá ser mantido um certo nível de flexibilidade/tolerância no que diz respeito ao cumprimento do Programa de Consumo submetido, sendo que os processos produtivos dos consumidores são, não raras as vezes, sujeitos a paragens intempestivas de alguns equipamentos com consequentes variações de potência/consumo no ponto de interligação com a RESP.

Adicionalmente, no caminho da descarbonização do SEN e, em particular, da indústria, investimentos em UPACs, algumas de dimensão considerável, são expectáveis para o futuro próximo. A natureza intermitente do recurso renovável levará a flutuações no perfil de consumo das instalações consumidoras associadas a UPACs locais, sendo que uma verificação demasiado apertada do cumprimento do Programa de Consumo quarto-horário e respetivas penalizações, poderá ser encarado como um entrave a este tipo investimentos por parte dos consumidores industriais ou, em alternativa, a participação no leilão de BmFRR.

Torna-se por isso imperativo deixar claro para os potenciais participantes no mercado de mFRR quais os critérios a aplicar na classificação de “*inconsistências injustificadas* e



reiteradas dos programas de consumo” e em que condições as Áreas de Oferta serão sujeitas a suspensão.

Metodologia harmonizada do tratamento de desvios do BRP

A Bondalti, enquanto agente consumidor, entende como positiva a manutenção do modelo regulamentar em vigor relativo aos desvios.

Penalizações por incumprimento das ativações de reserva pelos BSP

A Bondalti concorda com a ERSE quanto ao reconhecimento “*que as instalações de consumo podem ter maior dificuldade em reproduzir rigorosamente o perfil da ativação de mFRR*”.

Nesse sentido reconhece como positivo o aumento da banda de tolerância para apuramento da energia de incumprimento de 2% para 20% e a redução do agravamento de 20% para 5% do preço médio ponderado.

Aplicação das tarifas de acesso às redes à energia ativada

A Bondalti congratula a ERSE pela manutenção no mercado de mFRR do regime de aplicação de tarifas de acesso às redes implementado no projeto-piloto.

Entende a Bondalti ser este um fator decisivo para a adesão dos consumidores a estes mecanismos e para uma participação no mercado em igualdade de competitividade com outros agentes de mercado.

Consumo objeto de faturação pelo comercializador da instalação de consumo

A Bondalti acredita que a experiência do projeto piloto relativamente à metodologia de cálculo do consumo objeto de faturação por parte do comercializador, como correspondendo ao valor apurado no equipamento de medição ajustado pelas ativações, demonstrou ser adequada, concordando com a sua manutenção.

Conclusão

Tendo em conta tanto os estudos por parte do ORT que justificam as necessidades de flexibilidade adicional para a operação do SEN numa perspetiva de segurança do abastecimento elétrico, como o enquadramento atual do SEN onde crescentes capacidades de potências de origem renováveis, como solar fotovoltaica, são esperadas a curto-prazo, seria esperado que fossem criadas condições para aumentar a liquidez nos mercados e mecanismos de serviços de sistema, principalmente através de uma maior mobilização da resposta da procura.

O que se verifica, apesar de algumas alterações que visam uma maior abrangência de possíveis participantes, é que, nos moldes propostos para o mercado de mFRR (e consequentemente para a BmFFR), uma fatia bastante importante dos consumidores que têm garantido a atual capacidade de resposta do lado da procura, vê-se obrigada, por incapacidade no cumprimento das novas regras, a deixar de participar nestes serviços.



Desta forma, relembando que no passado leilão de BRR a liquidez nesse mercado foi escassa, não tendo sido apresentadas propostas do lado dos consumidores habilitados que cobrissem as necessidades colocadas a leilão, propõe-se que a rampa de desativação (aumento de consumo) para UF consumidoras após ativação a subir não seja alvo de verificação na avaliação de cumprimento da ordem por parte do GGS, permitindo que as UF possam atualizar os seus Programas de Consumo quarto-horários para os períodos subsequentes à ativação, de modo a adequarem as limitações técnicas dos seus processos produtivos à resposta nos serviços de sistema.

A Bondalti considera também fundamental que sejam dados sinais de estabilidade aos agentes de mercado na prestação destes serviços. Assim entende que deveriam ser dadas aos agentes de mercado perspectivas das necessidades deste serviço nos anos seguintes (por exemplo período de 5 anos), oferecendo maior previsibilidade e conseqüentemente facilitando a decisão de possíveis investimentos, como por exemplo em equipamentos de armazenamento elétrico (baterias) e/ou melhoramentos do processo produtivos que tornem as operações mais flexíveis.

Por último, a Bondalti acredita que a operação do SEN deverá ser planeada considerando o potencial de resposta que os consumidores podem oferecer ao sistema. A revisão ao mercado de eletricidade europeu aponta para um papel cada vez mais ativo do lado da procura. Assim, a Bondalti entende que as especificidades agora apresentadas relativamente à capacidade da indústria prestar este serviço devem ser tomadas em consideração aquando do desenho deste e de novos sistemas.





ERSE – Consulta de interessados **n.º 10**

Alteração do MPGGS para implementação do produto normalizado de Reservas de Restabelecimento da Frequência com ativação manual

Índice

1.	Enquadramento	3
2.	Comentários gerais.....	4
2.1.	Planeamento	4
2.2.	Projeto-piloto de participação da procura Planeamento	5
2.3.	<i>Balancing Service Providers (BSP) & Áreas de Ofertas</i>	5
2.3.1.	Ofertas por área de ofertas VS zona de controlo potência-frequência (LFC).....	5
2.3.2.	Verificação do cumprimento da instrução de despacho	6
2.3.2.1.	Área de ofertas VS zona de programação	6
2.3.2.2.	Energia VS Potência.....	6
2.3.3.	Unidades físicas participantes – unidade física agregada.....	6
2.4.	Processo liquidação	7
2.5.	Determinação das necessidades.....	7
2.6.	Produto específico de reserva rápida de mFRR.....	8
3.	Comentários específicos.....	12
3.1.	Ponto 5.1 do Procedimento n.º 22 – Liquidação aos BRP	12
3.2.	Ponto 8.1 do Procedimento n.º 22 – Incumprimento da instrução de despacho – Incompatibilidade entre a programação horaria da OMIE e as verificações quarto horária...	13
3.3.	Ponto 8.1 do Procedimento n.º 22 – Incumprimento da instrução de despacho – Item 142	14

1. Enquadramento

Os códigos de rede de operação da rede de transporte¹ e de balanço do sistema², estabelecem produtos de balanço normalizados (e de implementação obrigatória) e plataformas europeias para a troca de energia de balanço entre áreas de balanço, de forma a harmonizar estrutura de funcionamento dos mercados de eletricidade e promover a sua integração no mercado interno europeu.

A este respeito, em 2020 foi implementado o primeiro produto normalizado no Sistema Elétrico Nacional (SEN), correspondendo às Reservas de Reposição (“RR”) a serem transacionadas na plataforma europeia denominada TERRE.

Em julho de 2023, após a revisão regulamentar do SEN, a ERSE publicou o Regulamento de Operação das Redes (ROR)³, o qual incorporou o desenho europeu dos mercados de balanço do sistema elétrico e especifica que o Gestor Global do SEN (GGS) deve adotar os produtos normalizados de balanço, nomeadamente, os produtos de Reservas de Restabelecimento da Frequência com ativação Manual (“mFRR”) e de Reservas de Restabelecimento da Frequência com ativação Automática (“aFRR”), aderindo às respetivas plataformas europeias, MARI e PICASSO, respetivamente.

Face aos desafios da transição energética, o mercado de eletricidade tem registado uma crescente integração de energia produzida a partir de fonte renovável, uma redução da escala e dispersão geográfica dos agentes produtores, uma integração dos mercados grossistas à escala regional e europeia e um aumento muito expressivo do número de participantes ativos no mercado e da sua diversidade (incluindo sistemas de armazenamento, consumidores ativos, comunidades de energia, agregadores, etc.).

Estes fatores contribuem para um mercado interno de eletricidade mais integrado e com maiores condições de dinamismo concorrencial, em benefício dos consumidores, e onde os mercados de serviços de sistema se têm de adaptar para dar uma resposta eficaz neste novo contexto.

Assim, em julho de 2023, o GGS apresentou à ERSE uma proposta de alteração do MPGGS, contendo diversas linhas de alteração. O GGS juntou a informação de que, pelo seu impacto ao nível dos sistemas de informação e estruturas de dados dos mercados de serviços de sistema, a implementação do produto normalizado de mFRR tem, obrigatoriamente, de entrar em funcionamento em simultâneo com a nova metodologia harmonizada de tratamento dos desvios, aprovada no MPGGS em dezembro de 2022.

Por último, a ERSE submete agora a consulta de interessados urgente a proposta de Alteração do MPGGS para implementação do produto normalizado de mFRR.

Assim, é neste contexto que a EDP agradece a oportunidade de se pronunciar e vem apresentar os seus comentários, esperando contribuir de forma positiva para esta

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

² Regulamento (UE) 2017/2195 da Comissão, de 23 de novembro de 2017, que estabelece orientações relativas ao equilíbrio do sistema elétrico.

³ Regulamento n.º 816/2023, publicado no Diário da República, 2.ª Série, n.º 145, de 27 de julho.
EDP S.A.

consulta de interessados, e manifestando, desde já, plena disponibilidade para quaisquer esclarecimentos que a ERSE entenda convenientes.

2. Comentários gerais

Como comentário prévio, a EDP entende que a proposta agora apresentada é positiva, no sentido de proceder à substituição do produto específico de Reserva de Regulação pelo produto normalizado de mFRR, de forma a cumprir com a regulamentação europeia e com a recente revisão regulamentar nacional.

Não obstante, a EDP não pode deixar de referir que, desde há alguns anos a esta parte, tem vindo a alertar para a necessidade de se proceder à adequação da regulamentação nacional à regulamentação europeia, de forma a realizar todas as implementações necessárias de forma eficiente, evitando custos desnecessários para o sistema e garantindo o mesmo *level playing field* aos agentes nacionais, face aos congéneres europeus.

Neste contexto, entendemos que nem os tempos de consulta são os mais adequados, nem os desenvolvimentos regulatórios têm correspondido totalmente às expectativas dos agentes de mercado, relativamente à evolução das regras de mercado necessárias implementar, de forma a dar cumprimento às disposições legais e regulamentares europeias, que têm como objetivo dar uma resposta eficiente aos desafios da transição energética através do mercado interno de eletricidade.

2.1. Planeamento

No documento justificativo desta consulta, a ERSE refere que “as evoluções regulamentares são um passo essencial, assumindo uma **concretização gradual que permita implementar as alterações sem disrupções ou perturbações do funcionamento do sistema elétrico**. Este gradualismo procura também compatibilizar o ritmo de implementação das alterações necessárias com os recursos disponíveis em todos os intervenientes do setor”.

No entanto, a ERSE também refere que “o GGS juntou a informação de que, pelo seu impacto ao nível dos sistemas de informação e estruturas de dados dos mercados de serviços de sistema, a implementação do produto normalizado de mFRR tem, obrigatoriamente, de entrar em funcionamento em simultâneo com a nova metodologia harmonizada de tratamento dos desvios, aprovada no MPGGS em dezembro de 2022.” Esta situação, levou a ERSE a ter optado “por uma via de discussão acelerada das alterações para a implementação do mFRR, deixando para 2024 a discussão e implementação do produto de aFRR”.

Ora, a este respeito e apesar dos *workshops* realizados em 2023, a EDP lamenta a **falta de diálogo por parte do GGS com os agentes de mercado na implementação dos projetos previstos na regulação europeia e, em específico, no Regulamento UE 2017/2195**. Isto parece ainda mais evidente quando se compara a situação em Portugal com a situação em Espanha, onde o TSO espanhol nos últimos anos organizou numerosos *workshops* para assegurar a troca de informação e *feedback* recíproco com os agentes. Refira-se, aliás, que esta dinâmica, suportada pelo **planeamento atempado**, através da “*hoja de ruta*” com as várias medidas a desenvolver e a implementar, tem permitido, não só planear de forma atempada a integração dos novos

produtos e desta forma **minimizar as possíveis interrupções ou perturbações do funcionamento do sistema elétrico, bem como evitar custos acrescidos de adequação dos sistemas de informação.**

Considerando, e bem, que a ERSE defende uma concretização gradual que permita implementar as alterações sem interrupções ou perturbações do funcionamento do sistema elétrico, a EDP questiona o **motivo que não permitiu, até ao momento, a implementação da metodologia de harmonização de desvios** e salienta que os detalhes partilhados através do documento justificativo são tardios e vagos. Refira-se que Portugal se encontra numa situação de incumprimento há 22 meses, já que o prazo estabelecido no artigo 52.º do Regulamento UE 2017/2195 para a implementação desta metodologia era janeiro de 2022.

Neste contexto, a EDP pede mais uma vez à ERSE e ao GGS uma **maior visibilidade sobre o calendário de implementação dos projetos definidos na regulação europeia e a organização de workshops recorrentes para a discussão dos temas com todos os agentes impactados**, com o objetivo de proceder às futuras alterações da forma mais eficiente possível.

2.2. Projeto-piloto de participação da procura Planeamento

A ERSE propõe o fim do projeto-piloto de participação da procura na reserva de regulação, passando as regras gerais dos serviços de sistema a acomodar essa participação. Não obstante, destaca-se a necessidade de garantir uma transição transparente, sendo de capital importância a divulgação de instruções claras sobre a descontinuação do projeto-piloto, designadamente destinadas aos participantes e demais envolvidos.

2.3. *Balancing Service Providers* (BSP) & Áreas de Ofertas

2.3.1. Ofertas por área de ofertas VS zona de controlo potência-frequência (LFC)

O produto mFRR assume, de raiz, a participação de qualquer utilizador da rede, desde que qualificado, ao contrário da reserva de regulação que apenas tem admitido as instalações de consumo no contexto do projeto-piloto, pese embora a contratação deste e demais produtos de serviços de sistema se pugnar por princípios de neutralidade tecnológica e não discriminação entre participantes, nos termos do disposto no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual.

Assim, o desenho do produto *standard* de energia de mFRR é tecnologicamente neutro, e cujas necessidades são determinadas pelo GGS para a zona LFC portuguesa, sendo esta equivalente à zona de programação do Agente, o que corresponde a toda a área de mercado de Portugal.

Não obstante, a proposta estabelece que as ofertas são colocadas por Área de Ofertas (AO), definidas de acordo com o Procedimento n.º 5 do MPGGS.

A este respeito, atendendo à neutralidade tecnológica do produto mFRR, entendemos que, tal como as necessidades são determinadas para a zona LFC portuguesa, também **as ofertas deveriam ser colocadas para a zona LFC portuguesa, não devendo existir nem discriminação tecnológica, nem discriminação geográfica, associada às AO.**

A EDP quer sublinhar a importância e a **necessidade da implementação das ofertas por portfólio nos mercados de serviços de sistema, semelhante ao que já acontece no mercado intradiário contínuo, em linha com as melhores práticas a nível europeu.**

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

2.3.2. Verificação do cumprimento da instrução de despacho

2.3.2.1. Área de ofertas VS zona de programação

A proposta estabelece que para efeitos da verificação do cumprimento da instrução de despacho solicitada, o GGS avaliará os valores de potência ativa injetada ou consumida pela Área de Ofertas ou conjunto de áreas de ofertas, registados no sistema de controlo da GGS, considerando-se cumprida a instrução de despacho se alcançar o valor requerido antes do instante indicado na informação de ativação enviada ao BSP.

A disposição do n.º 3 do artigo 53.º do ROR em vigor determina que **o referencial de prestação dos serviços de balanço de mFRR e RR é a zona de programação, i.e., toda a área de mercado de Portugal.** Adicionalmente, no workshop realizado no dia 2 de novembro de 2023, no âmbito desta consulta, a ERSE teve a oportunidade de esclarecer que a verificação do cumprimento da prestação de serviço mFRR será realizada de acordo com o disposto no ROR.

Pelo exposto, a EDP defende que **as disposições apresentadas na proposta sobre esta matéria devem ser clarificadas, de forma a não subsistir qualquer dúvida de que a verificação do cumprimento da prestação de serviço mFRR é realizada para a zona de programação,** salvo se a segurança da operação da rede de transporte, incluindo a viabilidade técnica da programação das unidades físicas, justificar a existência de restrições à localização das unidades prestadoras dos serviços, o que deverá ser atempadamente comunicado aos Agentes de Mercado afetados.

2.3.2.2. Energia VS Potência

A EDP alerta que o articulado do MPGGS contém disposições contraditórias na forma como será verificado o cumprimento da instrução de despacho, nomeadamente o ponto 14 do Procedimento n.º 14 e o ponto 8.1 do Procedimento n.º 22, onde a verificação se realiza por valor de potência ou por valor de energia, respetivamente.

Deste modo, a EDP entende que **importa uniformizar os dois procedimentos do MPGGS e que, segundo a informação prestada pela ERSE no workshop realizado no dia 2 de novembro de 2023, seja clarificado que o cumprimento é verificado em valor de energia.**

2.3.3. Unidades físicas participantes – unidade física agregada

A alínea g) do ponto 1 do Procedimento n.º 4 do atual Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema (MPGGS), aprovado pela Diretiva n.º 23/2022, de 13 de

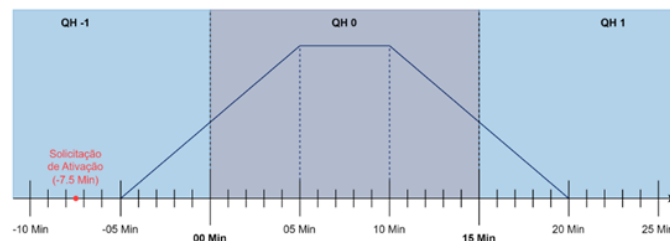
dezembro, determina que é permitida a inscrição da agregação de Instalações de Consumo, Produção e/ou de Armazenamento com menos de 1MW, por instalação, habilitadas, como unidade física agregada, para participar nos mercados de serviços de sistema.

Por outro lado, a proposta de articulado do MPGGS estabelece que as unidades físicas habilitadas devem ter uma capacidade de oferta superior a 1 MW.

Neste contexto, a EDP entende que, por motivos de transparência, deve ser **clarificada a possibilidade de participação da unidade física agregada** supra referida no mercado de mFRR, sempre que o seu valor agregado corresponda a uma capacidade de oferta superior a 1 MW.

2.4. Processo liquidação

A implementação do produto de energia de mFRR é positiva e necessária, mas trará novas complexidades aos agentes, sendo que a prestação de serviço num determinado intervalo quarto-horário terá impacto nos quartos de hora adjacentes ao período em que foi instruído, como se exemplifica na figura seguinte:



Assim, a EDP defende que o articulado do **MPGGS deve garantir ao agente de mercado todas as condições necessárias para validar os processos de liquidação e poder, igualmente, otimizar a sua operação em mercado, com vista à minimização de desvios e incumprimentos.**

Neste sentido, é importante que os webservices de liquidação do GGS facultem aos agentes de mercado todas as energias/potências consideradas para a verificação do incumprimento e posição final do desvio, detalhadas por Unidade Física, nomeadamente:

- PF(t,up) Quantidade de energia correspondente à posição final de cada Unidade de Programação, que corresponde ao PHFC; [8.1 do Procedimento n.º 22]
- PF (t,uf) Quantidade de energia correspondente à posição final de cada Unidade Física após o mercado intradiário contínuo. [8.1 do Procedimento n.º 22]
- QVA (t,ao) - A quantidade verificada atribuída a cada Área de Ofertas, detalhada por Unidade Física; [8.1 do Procedimento n.º 22]
- Integral das solicitações de regulação secundária enviadas pelo regulador central à unidade física em telerregulação (ISE) [10.2 do Procedimento n.º 11].

2.5. Determinação das necessidades

A proposta apresentada estabelece que as necessidades de energia de mFRR podem ser inelásticas ou elásticas, onde as necessidades apresentadas pelo GGS apenas indica a quantidade ou a quantidade e o preço, respetivamente.

Como ponto prévio, a EDP gostaria de salientar que em relação à implementação do produto *standard* de mFRR, concorda com as características propostas do produto que estão em linha com o que está definido no *Implementation Framework* (IF) da plataforma europeia MARI. Contudo, em relação às necessidades de mFRR, a EDP defende que os operadores de rede, sendo entidades reguladas e proibidas de participar em atividades competitivas nos mercados de eletricidade, não devem influenciar os resultados do mercado através do uso das necessidades elásticas.

A introdução de ofertas elásticas dos operadores de rede de transporte (ORT) pode levar a manipulação do preço do mercado de ativação de energia de produtos mFRR (ou de qualquer produto de *balancing*) quando, na verdade, a necessidade apresentada pelo ORT tem uma natureza inelástica e o ORT não deve poder condicionar ou manipular o preço de mercado de forma alguma. Também é preciso lembrar que a presença de picos de preço, positivos ou negativos, é já atualmente uma realidade nos mercados europeus e representa simplesmente a escassez ou a abundância de ofertas (isto é, o normal funcionamento de mercado de forma transparente), com uma volatilidade de preços em grande parte decorrente da crescente penetração de produção elétrica renovável intermitente, conforme esperado, e que estimula a participação de recursos mais flexível nestes mercados.

A própria Decisão da ACER sobre a metodologia para *pricing* de energia de balanço (Decisão 1/2020, de 24 de janeiro), estabelece que os limites de preço permitidos são limites técnicos, superiores aos limites estabelecidos para os mercados diário e intradiário, e que não condicionem a formação de preços, o que está de acordo quer com o Código de Rede relativo ao equilíbrio do sistema (EBGL - Regulamento (UE) 2017/2195, de 23 de novembro de 2017) quer com o artigo 10.º do Regulamento de Mercado Interno de Eletricidade (Regulamento (UE) 2019/943, de 5 de junho de 2019).

Adicionalmente, no caso em que o ORT recorra a necessidades elásticas, a EDP defende que a metodologia de definição dos preços das necessidades elásticas deve ser publicada no site da ERSE e sujeita a consulta pública prévia, assegurando desde logo a maior transparência possível na sua aplicação.

Por último, a EDP considera excessivo o prazo de 30 dias concedido ao GGS para a publicação das curvas de necessidades elásticas submetidas, por este ser contrário às orientações previstas no IF da plataforma europeia MARI que estabelece no seu artigo 3.º, que as curvas devem ser publicadas o mais brevemente possível após a sua aplicação. Neste âmbito, a EDP sugere que a publicação aconteça no dia seguinte à sua aplicação (d+1), juntamente com as informações da energia ativada e dos preços marginais.

2.6. Produto específico de reserva rápida de mFRR

A ERSE indica no documento justificativo da consulta, que o GGS referiu que a substituição do atual produto da reserva de regulação pelo novo mFRR introduz eventuais problemas de gestão do sistema, designadamente em momentos pontuais do dia em que ocorrem transições abruptas do programa de interligação e outros fenómenos.

Para obviar a este problema potencial, o GGS propõe um novo produto específico de antecipação ou adiamento do programa das Áreas de Ofertas, com o objetivo de realizar mobilizações para a resolução de restrições técnicas.

A EDP entende a preocupação do GGS em dispor de um instrumento que, durante as situações indicadas, lhe permita dar ordens de ativação de reserva relativas às ofertas previamente programadas, de forma a acompanhar a rampa de transição do programa de interligação. No entanto, a EDP questiona também como poderá este produto específico de reserva rápida de mFRR conjugar-se com as potenciais ativações diretas originadas futuramente a partir da plataforma MARI.

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

A este respeito, a EDP entende que o Despacho 4694/2014 está a limitar a participação das centrais convencionais no mercado de Banda de Regulação Secundária, pelo que o sistema poderá vir a ter mais situações, como as que já se verificaram no passado, em que a totalidade das necessidades possa não ser assegurada.

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

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

Por último, a proposta do GGS para o produto específico deve ser submetida no prazo de 6 meses após a aprovação do MPGGS, tendo a ERSE reconhecido que a substituição da reserva de regulação pelo produto normalizado de mFRR justifica, de imediato, uma solução transitória para fazer face aos eventuais problemas de gestão das rampas do programa de interligação. A EDP salienta que, de acordo com as disposições do Regulamento (UE) 2017/2195, de 23 de novembro (EB), **a proposta a ser apresentada pelo GGS deverá ser pública e aberta aos comentários dos agentes.**

2.7. Participação de instalações de armazenamento no mercado mFRR

A participação dos sistemas de armazenamento instalados no lado do consumidor em serviços de sistema, pode contribuir positivamente para as metas da transição energética e na descarbonização da economia, permitindo obter benefícios acrescidos para o sistema e uma participação mais ativa por parte do consumidor. Estes ativos permitem aumentar os recursos disponíveis para dar maior flexibilidade ao sistema e garantir o equilíbrio entre a geração e a procura, podendo dar uma resposta célere às necessidades do sistema, como por exemplo contribuir para a reserva rápida de mFRR, referida anteriormente.

A possibilidade de um consumidor poder participar nos referidos serviços de sistema está incluída nas regulamentações em vigor. No entanto, a participação de ativos *behind-the-meter* (BTM) ainda carece de regras claras que permitam definir inequivocamente a atuação deste tipo de ativos para as várias configurações possíveis, através de *submetering*, de forma a monitorizar a prestação de serviços de sistema, tais como aFRR e mFRR.

Neste âmbito, a EDP entende que no futuro **devem ser desenvolvidas regras que permitam aproveitar todo o potencial dos ativos BTM e alavancar a prestação de serviços de flexibilidade, incluindo serviços de sistema, que estes ativos podem prestar ao sistema.**

2.8. Regras especiais de participação da procura nos serviços de sistema e impacto nos preços da energia de regulação secundária

O ponto 10 do procedimento n.º 12 do MPGGS estabelece as regras para a valorização do serviço de regulação secundária. Esse ponto refere que a energia de regulação secundária é valorizada “ao preço da última oferta de reserva de regulação mobilizada em cada período de programação, segundo o respetivo sentido de regulação, para substituir ou completar a regulação secundária verificada”.

Desde 2019, e após a entrada do projeto piloto da participação do consumo na procura dos serviços de sistema, tem-se vindo a observar situações em que os preços de reserva de regulação a baixar são superiores ao preço marginal do mercado diário. Esta situação não é coerente com a lógica de mercado, onde se espera que os preços de reserva a baixar sejam inferiores ao preço marginal de mercado diário, e os preços de reserva a subir sejam superiores.

Consideremos por exemplo a Hora 13 do dia 03/09/2023. Nessa hora, o preço de mercado diário em Portugal foi de 21.37 €/MWh, e o preço da energia de reserva de regulação a baixar foi de 65 €/MWh.



HORA	Reserva Reposição		Reserva Terciária		Reserva Secundária				Mercado Diário Portugal
	Subir	Descer	Subir	Descer	Ativada Portugal		Interligação *		
					Subir	Descer	Subir	Descer	
1	78,3	78,3		16,6		16,6			105,28
2	40,2	40,2	108,0	5,1	108,0	5,1			100,00
3	4,0	4,0	108,0	5,1	108,0	5,1			88,30
4	0,1	0,1	105,3		105,3				82,00
5	73,1	73,1		0,6		0,6			79,96
6	75,9	75,9		0,6		0,6			79,91
7	0,0	0,0	106,0	0,6	106,0	0,6			80,31
8	0,0	0,0	108,1	30,0	108,1	30,0			80,00
9	0,0	0,0	119,1		119,1				80,00
10	21,4	21,4	102,9	9,3	102,9	9,3			78,00
11	112,0	112,0	102,9	49,1	102,9	49,1			60,30
12	0,0	0,0	103,1		103,1				43,43
13	5,7	5,7	108,1	65,0	108,1	65,0			21,37

Este preço foi marcado pelas ofertas das unidades de consumo que participam no mercado de serviços de sistema.

HORA 13					
Subir			Descer		
Área Balanço	MW	Preço	Área Balanço	MW	Preço
ASLVAYS	3,0	24,90	AAGDP1	1,60	70,00
AGUADIB	44,0	70,01	AAGDP2	5,60	70,00
TAMEGAB	220,0	102,90	ASLVAYS	1,50	69,00
TAMEGAB	220,0	103,10	AAGAG	5,00	65,00
ACAVADB	93,4	105,32	DOUSUPB	29,80	24,80
ARTG	300,0	108,00	DOUSUPB	67,20	22,90
AGUADIB	114,0	108,10	AGUADIB	68,00	1,01

A este respeito, não conseguimos perceber qual o motivo que leva as unidades de consumo a comprar a energia ao triplo do preço que foi concretizado no mercado diário, i.e., não existe racional de mercado para este tipo de ofertas.

A EDP alerta que **esta atuação das unidades de consumo está a desvirtuar o mercado e a penalizar as unidades que prestam o serviço de regulação secundária, que são obrigadas a recomprar energia a um preço superior ao que venderam no mercado diário.**

Deste modo, e para não penalizar as unidades que prestam o serviço de regulação secundária, propomos que seja revisto o ponto número 10.2 do procedimento n.12, da seguinte forma:

*“A energia de regulação secundária contabilizada por Área de Ofertas, valoriza-se ao preço da última oferta de reserva de regulação mobilizada em cada período de programação, segundo o respetivo sentido de regulação, para substituir ou completar a regulação secundária verificada. **O preço apurado para a valorização da energia de reserva de regulação secundária a baixar deve ser menor ou igual que o preço de encontro do mercado diário.**”*

2.9. Poderes de representação sobre instalações de produção detidas por terceiros

A alínea b) do ponto 2 do Procedimento n.º 4 do MPGGS determina que nas situações em que o agente de mercado pretenda inscrever instalações de produção detidas por terceiros com potência instalada superior a 30kW, deverá partilhar um “documento emitido pelo proprietário da Instalação de Produção, nos termos do modelo aprovado pela GGS, conferindo-lhe poderes de representação e de atuação perante a GGS ou, em substituição, cópia do contrato de agregação entre o Agente de Mercado e o produtor desde que ateste os poderes de representação do primeiro”.

A este respeito, sugerimos que seja revisto o limiar de potência instalada, por forma a isentar instalações de produção com potência instalada de até 1MW da obrigação de conferir poderes de representação, bem como clarificada a possibilidade de os Agentes de Mercado representarem estas instalações na prestação destes serviços de sistema. Tal medida permitiria reduzir a burocracia e os custos imputados a pequenas instalações de produção, facilitando o acesso de pequenos produtores de energia ao mercado.

2.10. Agregador Independente

Como referido no documento justificativo da consulta, o mercado de eletricidade está em grande e acelerada evolução, quer na frente tecnológica, quer nos modelos de organização, quer ainda no contexto de política energética envolvente. Adicionalmente, tem-se verificado um aumento muito expressivo do número de participantes ativos no mercado e da sua diversidade, onde se inclui a figura de Agregador.

Ora a este preceito, a EDP entende que é cada vez mais relevante e necessária a definição de regras claras que regulem a atividade do Agregador Independente, de forma que sejam considerados os impactos na carteira de compra de energia do comercializador (em consequência de participação em mFRR), e que a mobilização de energia de balanço, seja considerada pelo GGS no apuramento do desvio dos BRP que asseguram o fornecimento de eletricidade, sugerindo-se desde já a aplicação do modelo corrigido.

3. Comentários específicos

3.1. Ponto 5.1 do Procedimento n.º 22 – Liquidação aos BRP

As definições das parcelas da fórmula da liquidação, $LIQ^{BRP}(t,a)$ (ponto 76), não refletem a alteração da fórmula para

$$LIQ^{BRP}(t,a) = DESV^{BRP}(t,a) + ERS^{BRP}(t,a) + EDG^{BRP}(t,a) + RTPDBF^{BRP}(t,a).$$

Neste sentido, sugerimos que sejam feitas alterações na definição das parcelas de liquidação, nomeadamente: (i) período de liquidação h deve ser substituído por **período de liquidação t** ; (ii) substituir a definição da parcela ERC^{BRP} , que foi eliminada nesta nova versão, pela **parcela ERS^{BRP}** e respetiva definição; e (iii) adicionar a **parcela $RTPDBF^{BRP}$** e respetiva definição.

3.2. Ponto 8.1 do Procedimento n.º 22 – Incumprimento da instrução de despacho – Incompatibilidade entre a programação horária da OMIE e as verificações quarto horária

A verificação do incumprimento da instrução de despacho em períodos quarto-horários não é compatível com a programação horária da OMIE, nem com a desagregação de programas PFCUF e PRRUF da REN, que assume que todos os períodos quarto-horários, da mesma hora, têm a mesma energia.

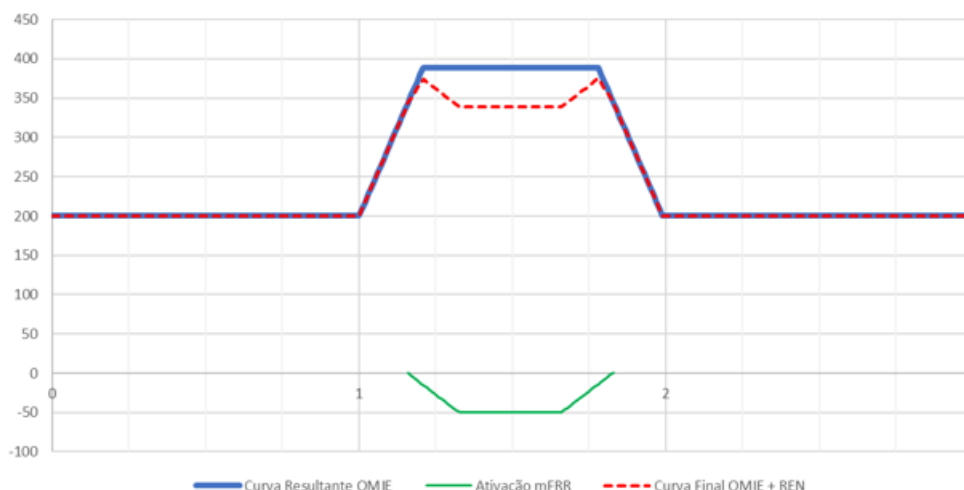
Atualmente, os agentes desagregam a energia em períodos quarto-horários, mas, por requisito da REN, têm de ter todos a mesma potência média.

Esta limitação passa a ser problemática se a liquidação dos desvios, ou verificações das instruções de potência, não tiver uma base horária.

Consideremos, por exemplo, o seguinte cenário para um CCGT, em que o programa casado em mercado tem o seguinte perfil horário:

H1	200
H2	350
H3	200

Neste cenário, tendo em conta os gradientes de variação de carga, a curva de potência da Central teria o perfil da curva azul, do gráfico seguinte. Caso existisse uma ativação de mFRR a baixar, com o perfil da curva verde, a curva final seria a linha a tracejado vermelho.



Neste cenário, e uma vez que o GGS ainda não aceita desagregações quarto horárias, ao aplicar a fórmula seguinte, iríamos estar em incumprimento nos períodos 6 e 7, tal como se demonstra na tabela seguinte:

$$QVA(t,ao) - QFA(t,ao) > \text{Mín} \{ 2.5 \text{ MW}; -2\% \times [QA_{RR}(t,ao) + QA_{mFRR}(t,ao)] \}$$

Curvas Considerada Pelo GGS					
Periodo QH	PHFC [MWh]	QA mFRR [MWh]	QFA [MWh]	QVA [MWh]	QVA - QFA
1	50		50	50	
2	50		50	50	
3	50		50	50	
4	50		50	50	
5	87.5	-1.04	86.46	76.96	-9.5
6	87.5	-11.45	76.05	86.05	10
7	87.5	-11.45	76.05	86.05	10
8	87.5	-1.04	86.46	76.96	-9.5
9	50		50	50	
10	50		50	50	
11	50		50	50	
12	50		50	50	

Assim sendo, entendemos que a validação das instruções de despacho com base QH, só deve acontecer depois dos agentes terem a possibilidade de desagregar diferentes programas QH dentro da mesma hora, para acomodar as variações de carga.

3.3. Ponto 8.1 do Procedimento n.º 22 – Incumprimento da instrução de despacho – Item 142

O ponto 142, relativo à verificação do incumprimento da instrução de despacho, faz referência à “quantidade de energia ativada na Área de Ofertas ou conjunto de Áreas de Ofertas”, indicando que a verificação da instrução de potência pode ser feita de forma agregada, para as Áreas de Oferta do BSP.

As fórmulas apresentadas nestes pontos devem ser coerentes com o descritivo, para que o procedimento de liquidação seja interpretado de forma clara pelo GGS e pelos agentes.

Por exemplo, onde se lê

$QVA(t,ao) - QFA(t,ao)$,

deveria constar:

$Sum(QVA(t,ao)) - Sum(QFA(t,ao))$

3.4. Ponto 8.1 do Procedimento n.º 22 – Posição final da Área de oferta

Não é claro como será determinada a posição final de cada Área de oferta.

Antes de determinar a posição final de cada Área de oferta, é necessário ter em conta que a energia desagregada automaticamente pela OMIE, nem sempre corresponde à posição final de cada UP. Isto deve-se à existência das unidades de portfólio de compra e venda no mercado intradiário contínuo.

Depois do fecho do mercado contínuo, a energia volta a ser desagregada pelos agentes, para ser corretamente atribuída às UPs respetivas.

A determinação da posição final de cada Área de oferta deve ter como base os PHFCUF e PRRUF publicados pelo GGS e não o programa desagregado pelo operador de mercado.

Assim sendo pedimos que seja clarificada a seguinte fórmula:

$$QFA(t, a_0) = \begin{cases} \text{Mín} \left(\sum_{a_0} PF(t, up) ; \text{Máx} \left(\sum_{a_0} PF(t, uf) ; 0 \right) \right), & \text{se } \sum_{a_0} PF(t, up) \geq 0 \\ \text{Máx} \left(\sum_{a_0} PF(t, up) ; \text{Mín} \left(\sum_{a_0} PF(t, uf) ; 0 \right) \right), & \text{se } \sum_{a_0} PF(t, up) < 0 \end{cases}$$

Onde:

PF(t, up) Quantidade de energia correspondente à posição final de cada Unidade de Programação, que corresponde ao PHFC;

PF(t, uf) Quantidade de energia correspondente à posição final de cada Unidade Física após o mercado intradiário contínuo.

COMENTÁRIOS DA ENDESA À CONSULTA DE INTERESSADOS 10/2023

ALTERAÇÃO DO MPGGS PARA IMPLEMENTAÇÃO DO PRODUTO NORMALIZADO DE RESERVAS DE RESTABELECIMENTO DA FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO MANUAL

Novembro de 2023

No âmbito da consulta de interessados lançada pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) sobre a alteração do MPGGS para implementação do produto normalizado de Reservas de Restabelecimento da Frequência com ativação manual, vem desta forma a Endesa apresentar um conjunto de comentários, contidos neste documento, na expectativa de poder contribuir positivamente para esta discussão e para o desenvolvimento sustentado do setor elétrico em Portugal.

COMENTÁRIOS

IMPLEMENTAÇÃO DO PRODUTO STANDARD DE ENERGIA DAS RESERVAS DE RESTABELECIMENTO COM ATIVAÇÃO MANUAL

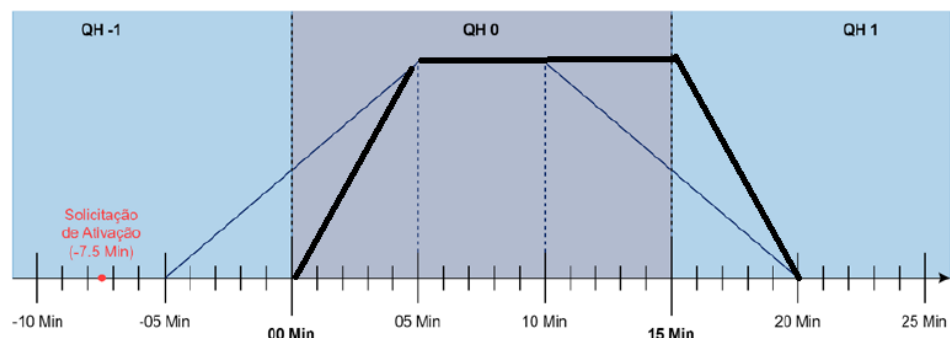
O FAT (Full Activation Time) é o único parâmetro definido pela ENTSOE em 12,5 minutos para o produto standard mFRR. O FAT reparte-se no tempo de preparação (que determina o pré-aviso ao BSP) mais o tempo de rampa para alcançar a potência objetivo. O período de entrega também não se encontra estandardizado pela ENTSOE.

A distribuição destes tempos efetuado pela REN em 2,5 min de preparação + 10 min de rampa + 5 minutos de entrega (no caso da ativação programada) não nos parece o mais adequado:

- ✓ Um pré-aviso de 2,5 minutos é demasiado curto e impediria a mobilização de muita da reserva no mercado mFRR (por exemplo, o acoplamento de um grupo hidráulico) diminuindo, portanto, a sua liquidez. A nossa proposta seria aumentar o pré-aviso para 7,5 min, deixando a rampa de subida em 5 minutos. As ofertas de energia dos BSP deverão ter em conta que quantidade de energia podem mobilizar nesse tempo.

- ✓ Um período de entrega de apenas 5 minutos parece-nos demasiado curto e pode fazer com que os agentes internalizem nas suas ofertas o custo desta mobilização tão curta, colocando preços mais elevados. Se se modifica a rampa de subida para 5 minutos, conforme proposto no ponto anterior, o tempo de entrega aumentaria para 10 minutos na ativação programada (24 minutos na ativação direta).

Figura 3-1 – Esquema da prestação do produto de energia de mFRR com ativação programada



Proposta de modificação do produto mFRR

VALORIZAÇÃO DO SERVIÇO DEMFRR PENALIZAÇÃO POR INCUMPRIMENTO

As ativações de mFRR são determinadas por ordem de mérito, com base no princípio de minimização de custos para o SEN, e sendo valorizadas pelo preço marginal de mFRR em cada período temporal de entrega (15 minutos).

Tendo em conta que, tanto na rampa de subida como na rampa de descida, a energia está a ser fornecida em períodos distintos do período da entrega, as valorizações de energia entregue nesses períodos (QH-1 e QH1) deverão ter em conta o preço de oferta do BSP nesses períodos e calcular o máximo deste preço de oferta e o marginal mFRR.

Além disso, nas ativações diretas, a energia entregue no segundo período (QH1) deveria ser também o máximo entre o marginal desse segundo período de entrega e o do marginal do primeiro período de entrega.

Caso não seja assim, corre-se o risco de que se valorize a energia destes períodos adjacentes a um preço inferior ao custo marginal do grupo que fornece a mFRR. Este risco também teria a consequência de que os BSP poderiam cobrir-se aumentando o preço das suas ofertas.

PRODUTO ESPECÍFICO TRANSITÓRIO DE RESERVA RÁPIDA DE RESTABELECIMENTO DA FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO MANUAL

Não estamos de acordo com a afirmação de que o novo produto mFRR seja mais rígido que o atual de reserva de regulação. Também não acreditamos que o produto mFRR não seja válido para a gestão dos fluxos na interligação Espanha- Portugal:

- ✓ O prazo limite de apresentação de ofertas é mais próximo ao tempo real no mFRR (25 minutos antes vs 2 horas antes).
- ✓ A alteração nos programas da interligação faz-se com uma rampa de 10 minutos que é igual à proposta por REN para o producto mFRR. Além disso, os programas de interconexão conhecem-se com antecipação suficiente para que não haja necessidade de ter tempos de ativação tão baixos.
- ✓ O tempo de ativação do produto mFRR é de apenas 12,5 minutos. Não vemos viável poder mobilizar alterações importantes em geração ou no consumo com tempos menores a este. O tempo proposto pela REN de 5 minutos é o FAT standard na regulação secundária.

Consideramos que há duas alternativas para a gestão das alterações relevantes na interligação:

- ✓ Utilizar a reserva secundária, incrementando as necessidades nas horas nas que se produzam essas alterações.
- ✓ Reservar, para uso local sem enviar à plataforma, um número maior de ofertas de MFRR naquelas horas nas que se prevejam problemas na interligação.

Estas duas alternativas não necessitam de nenhum desenvolvimento regulatório adicional e evitam a criação de um produto novo, não standard, com um custo adicional e cuja implementação poderá gerar muita incerteza nos agentes.

COMENTÁRIOS RELATIVOS À PARTICIPAÇÃO DA PROCURA NO PRODUTO STANDARD DE RESERVA DE RESTABELECIMENTO DA FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO MANUAL mFRR

Consideramos que o êxito do projeto piloto de participação da procura nos mercados de balance deveu-se a que as características do produto criado se encaixavam com as especificidades da procura, como o tempo de ativação, a isenção do pagamento de tarifa de acesso para as energias a baixar (equivalente a consumo a subir) e as ofertas no referencial do consumo.

Neste sentido, temos alguns comentários específicos sobre a participação da procura no futuro mercado de mFRR.

- ✓ Sobre o período de entrega do produto standard mFRR:
 - Ao longo dos documentos justificativos e articulados, a referência ao período de entrega varia entre um período de entrega de 15 minutos e um período de entrega de 5 minutos. Desde a perspetiva da procura, seria preferível que o período de entrega fosse definido em 15 minutos, e não em 5 minutos.
 - Ainda assim, para os grandes consumidores industriais, um período de entrega de 15 min é um período extremamente curto, e estes podem apresentar dificuldades em produzir o perfil de ativação do mFRR. Além do período de entrega, para a procura o conceito de “rampa” não se aplica, já que os comportamentos de arranque e paragem são diferentes em cada situação. No Documento Justificativo, a própria ERSE reconhece que esta resolução pode ser uma barreira importante à participação da procura nos mercados de balance.
 - Em Espanha foi implementado o Serviço de Resposta Ativa da Demanda (SRAD) com um período de entrega que varia entre 2 e 3 horas, com objetivo de adequar-se às especificidades dos grandes consumidores industriais, uma vez que os produtos standard de Terciária e RR (15 e 30 minutos, respectivamente) não tiveram êxito na integração de recursos flexíveis provenientes da procura no sistema elétrico espanhol.
 - Consideramos que a possibilidade de agregação de várias Instalações de consumo numa única área de oferta é extremamente benéfica e positiva para o desenvolvimento da participação da procura nos mercados de balance e dá uma

maior flexibilidade às instalações para cumprir com os exigentes requerimentos de disponibilidade e participação no mercado. Entretanto, esta agregação não exclui o fato de que um período de entrega de 5 minutos como o proposto, ou inclusive um período de 15 minutos, seria uma barreira para a sua participação. Por tanto, entendemos que devem ser endereçados como temas separados.

- O recurso flexível proveniente dos grandes consumidores industriais precisa de um certo nível de previsibilidade e estabilidade na participação dos mercados de balance, tornando necessária a criação de um mecanismo de ofertas complexas que permita, por exemplo, ofertar 4 períodos de 15 minutos consecutivos interligados entre si, de forma que a ativação do primeiro período implique na ativação dos 3 períodos seguintes.
 - Como alternativa ao ponto anterior, e considerando que o atual produto não-standard de Reserva de Regulação funciona e atende às necessidades de balance do sistema português ao mesmo tempo que atende às especificidades da procura, a REN poderia considerar manter este produto ao invés de criar um produto específico novo de reserva rápida.
- ✓ Sobre a determinação de um Base Line para verificação da entrega nos mercados de balance:
- O artigo 9.º do ROR, sobre a participação da procura, prevê a possibilidade de uma base line baseada na programação pelo prestador do serviço, salvaguardando que, nesse caso, a programação deve ser objeto de verificação de qualidade pelo operador de rede. Neste caso, entendemos justificada esta preocupação no caso da participação individual da procura. No caso da participação agregada na Área de Oferta do Comercializador, essa verificação da qualidade perde sentido, os BSPs já são penalizados por seus desvios.
 - Por outro lado, entendemos que isso é resultado da não determinação de uma metodologia de cálculo da Base Line transparente e reproduzível a ser considerada pelo operador do sistema para verificação da entrega do serviço. É verdade que enquanto considerarmos grandes consumidores industriais isso não é um problema, já que estes consumidores têm grande controle do seu

consumo. Porém, com a incorporação de consumidores médios, essa não determinação de uma metodologia específica de cálculo da Base Line pode ser uma barreira importante para a participação da procura nos mercados de balance.

- ✓ Sobre a “ativação” das instalações de consumo nos mercados de balance:
 - A normativa não deixa claro como serão feitos os avisos de ativação do serviço de mFRR no caso das instalações de consumo. Atualmente, essa comunicação é feita diretamente entre a GGS e a instalação de consumo. No entanto, com o início da participação do agente “agregador” (através da criação da área de oferta), o agente agregador deve receber essa consigna de ativação dado que o agregador poderia fazer uma distribuição diferente da ordem de ativação entre as instalações que representa, segundo as condições acordadas com cada cliente.

- ✓ Sobre a agregação da participação da procura por Área de Oferta:
 - As ofertas e o cumprimento do serviço dão-se de forma agregada por Área de Oferta. Por tanto, entendemos que os programas deveriam ser repartidos por Área de Oferta, mas nunca por Unidade Física. A desagregação por Unidade Física supõe uma importante barreira ao desenvolvimento da participação da procura nos mercados de balance e no desenvolvimento da figura do agregador.

- ✓ Sobre o processo de habilitação:
 - Entendemos que as Unidades Físicas que escolham participar dos mercados de balance através de seu comercializador, na figura do agregador, deveriam ter o seu processo de habilitação simplificado, sendo necessária apenas a verificação da solvência técnica da instalação para prestação do serviço, realizando os ensaios de habilitação e determinação da potência elegível.
 - O comercializador, na figura do agregador, é quem deveria, além de obter o status de agente de mercado, obter a habilitação como BSP e aportar as devidas

garantias ao GIG, desobrigando às Unidades Físicas por ele agregadas a cumprir com essas responsabilidades.

- Quando um BSP solicita a alteração da constituição da Área de Oferta, entendemos que não deveriam ser necessários novos ensaios de habilitação, uma vez que cada Unidade Física passa por ensaios de avaliação da capacidade técnica e operacional de forma individual.

- ✓ Outros comentários à proposta de articulado do MPGGS:
 - Alíneas a) e d) do apartado de definições estão duplicadas e não existe definição para “Unidade Física”;

 - Existe a necessidade de aclarar e normalizar o conceito de “Área de Ofertas” em toda a produção regulatória. No articulado da consulta de interessados nº10, a Área de Oferta esta definida como um conjunto de Unidades Físicas associadas a um mesmo Agente de Mercado, as quais se agregam, nomeadamente para a participação nos mercados de serviços de sistema, excluindo a referência às Áreas de Rede, enquanto que no Procedimento 5 do MPGGS e na Proposta de termos e condições aplicáveis à banda de reserva de restabelecimento de frequência com ativação manual, a Área de Oferta define-se como um conjunto de UFs pertencentes a um mesmo Agente de Mercado e que estão conectadas à mesma área de rede.



**CONSULTA INTERESSADOS N.º 10/2023 DA ERSE
ALTERAÇÃO DO MPGGS PARA IMPLEMENTAÇÃO DO PRODUTO
NORMALIZADO DE RESERVAS DE RESTABELECIMENTO DE
FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO MANUAL (MFRR)**

Comentários da E-REDES

Novembro de 2023

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
2	MANUAL DE PROCEDIMENTOS DA GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA.....	2
2.1	Comentários Gerais	2
2.1.1	Protocolo e acordo sobre faturação e procedimentos de troca de informação ..	2
2.2	Comentários específicos	2
2.2.1	Procedimento n.º 6 parágrafo 47 (planos de salvaguarda)	2
2.2.2	Procedimento n.º 6 parágrafo 57 (planos de deslastre de cargas)	2
2.2.3	Procedimento n.º 7 parágrafo 8 (criação do programa diário viável definitivo)..	3
2.2.4	Procedimento n.º 7 parágrafo 27 (criação do programa diário viável definitivo)	3
2.2.5	Procedimento n.º 9 parágrafo 4 (resolução de restrições técnicas no PDBF)...	3
2.2.6	Procedimento n.º 20 (gestão da interligação)	4
2.2.7	Procedimento n.º 22 parágrafo 167 (faturação)	4
2.2.8	Parte III (disposições transitórias e finais)	4
3	PROPOSTA DE DIRETIVA	5
3.1	Comentários específicos	5
3.1.1	Artigo 3.º (quantidades a considerar no âmbito do contrato de fornecimento) ..	5
3.1.2	Artigo 4.º (medição, leitura e disponibilização de dados).....	5

1 INTRODUÇÃO

Tendo em vista a harmonização e integração dos mercados de eletricidade, os códigos de rede europeus para o mercado interno de eletricidade estabelecem produtos de balanço normalizados. Neste contexto, a ERSE tem a incumbência de desenvolver o enquadramento regulatório para os produtos normalizados de balanço, nomeadamente o produto de Reservas de Restabelecimento da Frequência com ativação Manual (“mFRR”) e o produto de Reservas de Restabelecimento da Frequência com ativação Automática (“aFRR”).

Na presente consulta a interessados n.º 10/2023, que se reveste de carácter urgente, a ERSE está a promover a adaptação do quadro regulatório português ao produto de balanço mFRR, através de alterações ao Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema (MPGGS), e através da publicação de uma Diretiva sobre as regras de participação da procura nos serviços de sistema, deixando para 2024 a discussão e implementação do produto de aFRR.

A E-REDES agradece a oportunidade que lhe é conferida de se pronunciar na presente consulta, relativamente à proposta de revisão do MPGGS e à proposta de Diretiva.

2 MANUAL DE PROCEDIMENTOS DA GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

2.1 Comentários Gerais

2.1.1 Protocolo e acordo sobre faturação e procedimentos de troca de informação

De acordo com o parágrafo 68 do Procedimento n.º 13, o GGS e o ORD devem acordar procedimentos de troca de informação e tomada de decisão no âmbito da viabilidade técnica das ofertas de mFRR. Por sua vez, à luz da proposta no parágrafo 167 do Procedimento n.º 22, o GGS e o ORD devem celebrar protocolo com os termos relativos à disponibilização de informação para efeitos de faturação das instalações de consumo prestadoras de serviços de reserva.

No âmbito destes dois protocolos, a E-REDES sugere que, por uma questão de simplicidade, e sem prejuízo das disposições constantes em protocolos de cooperação já existentes (Contrato de Ligação, Protocolo de Liquidação, entre outros) os dois protocolos possam ser celebrados numa única iniciativa, evitando a multiplicação de documentos.

2.2 Comentários específicos

2.2.1 Procedimento n.º 6 parágrafo 47 (planos de salvaguarda)

No parágrafo 47 do Procedimento n.º 6 é indicado que o GGS pode estabelecer planos de teledisparo com instalações de produção, bombagem ou armazenamento, considerados como utilizadores de rede significativos. Dado que muitos utilizadores de rede significativos se encontram ligados na rede de distribuição, é essencial que o ORD tenha conhecimento destes teledisparos e da sua ativação para que consiga realizar a sua função de gestão da rede de distribuição.

Propostas da E-REDES para a redacção

- *“47 - Nos planos de salvaguarda, o GGS pode estabelecer planos de teledisparo de instalações de produção, bombagem, armazenamento e de consumo, identificadas como utilizadores de rede significativos ou outros elementos da RNT em zonas congestionadas, nas quais determinadas contingências possam provocar sobrecargas ou a perda de estabilidade nessa zona, dando conhecimento destes planos ao ORD e da sua ativação em tempo real.”*

2.2.2 Procedimento n.º 6 parágrafo 57 (planos de deslastre de cargas)

No parágrafo 57 do Procedimento n.º 6 é indicado que sempre que as proteções internas das instalações de produção o permita, estas apenas podem ser desligadas se a frequência cair abaixo de 47,5Hz. Contudo, alerta-se que o mesmo deve ser apenas feito na existência de condições de segurança para pessoas e bens na rede pública que se encontram definidos no atual Regulamento da Rede de Distribuição, o que será substituído por um regulamento de redes conforme previsto pelo Decreto-Lei n.º 15/2022.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- *“57 - As instalações de produção e o operador da RND devem garantir, sempre que a proteção dos equipamentos internos bem como as condições de segurança de exploração da rede expressas no regulamento das redes o permita, que as proteções de mínimo de frequência dos grupos geradores, estão coordenadas com o sistema de deslastre automático de cargas por frequência e apenas podem ser desligados da rede se a frequência cair abaixo dos 47,5 Hz.”*

2.2.3 Procedimento n.º 7 parágrafo 8 (criação do programa diário viável definitivo)

O parágrafo 8 do Procedimento n.º 7 indica que o GGS introduz as alterações na programação que sejam necessárias para a resolução das restrições detetadas. Dado que no procedimento n.º 9 se prevê a possibilidade de estas restrições poderem ser indicadas pelo ORD, é importante indicar que o GGS também coloca as limitações identificadas pelo ORD para resolver restrições na rede de distribuição.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- *“8 - O GGS introduz as alterações, incluindo as indicadas pelo ORD, na programação que sejam necessárias para resolução das restrições detetadas, selecionando aquelas que impliquem um menor encargo para o sistema, e estabelecerá as limitações de segurança que sejam necessárias para evitar o aparecimento de novas restrições técnicas nos processos e mercados posteriores, de acordo com o estabelecido no Procedimento 9.”*

2.2.4 Procedimento n.º 7 parágrafo 27 (criação do programa diário viável definitivo)

Em semelhança ao ponto anterior, o parágrafo 27 do Procedimento n.º 7 indica que o GGS pode introduzir as limitações na programação que sejam necessárias para a resolução das restrições detetadas. Dado que no Procedimento n.º 9 se prevê que estas restrições possam ser indicadas pelo ORD, é importante indicar que o GGS também coloca as limitações identificadas pelo ORD para resolver restrições na rede de distribuição.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- *“27 – As repartições por Unidade Física apresentadas pelo BSP devem respeitar as declarações de disponibilidade, as limitações impostas pela GGS, incluindo as indicadas pelo ORD, e a Banda de Regulação Secundária contratada em cada Unidade Física.*

2.2.5 Procedimento n.º 9 parágrafo 4 (resolução de restrições técnicas no PDBF)

No parágrafo 4 do Procedimento n.º 9 é indicado que o GGS pode introduzir as alterações necessárias ao PDBF para resolver as restrições técnicas. Dado que nos parágrafos 24 e 25 do Procedimento n.º 9 se prevê que estas restrições possam ser indicadas pelo ORD é

importante indicar que o GGS também coloca as limitações identificadas pelo ORD para resolver restrições na rede de distribuição.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- *“4 – O GGS deve verificar diariamente a exequibilidade técnica do PDBF, de acordo com os critérios de segurança definidos no Procedimento 6, introduzindo as modificações necessárias, incluindo as limitações comunicadas pelo ORD, no PDBF, refletidas no PDVD, para resolver as restrições técnicas que forem identificadas, recorrendo a ofertas para resolução de restrições técnicas no PDBF que minimizem os encargos para o sem.”*

2.2.6 Procedimento n.º 20 (gestão da interligação)

O termo “Interligação” pode ser entendido como a interligação entre a RNT e os seus clientes, com a rede de distribuição ou as interligações internacionais. Para evitar equívocos, propõe-se alterar a designação deste procedimento para “Gestão da Interligação Internacional”.

2.2.7 Procedimento n.º 22 parágrafo 167 (faturação)

O procedimento n.º 22 prevê que, para efeitos de faturação, o GGS deve comunicar ao ORD a informação relevante sobre ativações de reserva. Os termos desta troca de informação são remetidos para protocolo a celebrar entre o GGS e o ORD. No entanto, a E-REDES considera que esta troca de informação deve ser feita de forma atempada, de modo a permitir a adequada faturação das instalações prestadoras de serviços de reserva. É necessário que fique estabelecido no MPGGS um período limite para a disponibilização de dados que esteja em linha com os limites para faturação de acessos e que não seja superior a D+4.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- *“167 – Para efeitos da aplicação das tarifas de acesso às redes às instalações de consumo prestadoras de serviços de reserva, nomeadamente a faturação das tarifas de acesso às redes pelo ORD, a GGS comunica a este operador a informação relevante sobre as ativações de reserva por período de 15 minutos e por instalação de consumo, num prazo nunca superior a D+4, nos termos de protocolo a celebrar entre a GGS e o ORD”*

2.2.8 Parte III (disposições transitórias e finais)

A Parte III da proposta de MPGGS contém disposições transitórias e finais, o que inclui prazos de implementação para diferentes requisitos. A E-REDES propõe a inclusão na Parte III de uma referência ao prazo de implementação relativo ao acordo sobre a comunicação ao GGS das limitações às Unidades Físicas das instalações ligadas à RND, conforme previsto no Procedimento n.º 9. A E-REDES propõe que o prazo deste acordo seja definido no Acordo de Cooperação previsto no Regulamento de Operação das Redes.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- **“14.3 Prazo de implementação da comunicação entre a GGS e o ORD**

31 – Os prazos de implementação da comunicação entre o ORD e a GGS para as limitações motivadas por restrições na rede de distribuição são definidos no Acordo de Cooperação previsto no número 2 do artigo 69.º do Regulamento de Operação das Redes”

3 PROPOSTA DE DIRETIVA

3.1 Comentários específicos

3.1.1 Artigo 3.º (quantidades a considerar no âmbito do contrato de fornecimento)

O artigo 3.º da proposta de Diretiva prevê que, para efeitos de faturação do consumo de energia elétrica pelo comercializador de uma instalação de consumo prestadora de serviços de balanço, consideram-se os valores de consumo registados no equipamento de medição, ajustados pelas ativações de energia de balanço emitidas pelo GGS.

No entanto, a E-REDES nota que nada é referido no âmbito da reconciliação dos comercializadores, entendendo que é importante que o articulado clarifique que regra deverá ser aplicada para a atribuição de energia elétrica entregue aos comercializadores, conforme a Secção IV do Capítulo IV do GMLDD.

3.1.2 Artigo 4.º (medição, leitura e disponibilização de dados)

A E-REDES dá nota de que a troca de informação a que este artigo se refere já acontece no âmbito do projeto-piloto. Importa, no entanto, que seja feito um esforço conjunto entre a E-REDES e o GGS, de forma a evoluir os atuais serviços de troca de mensagens e dados para um modelo mais robusto e eficiente.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- *“Para efeitos da medição, leitura e disponibilização de dados afetos às instalações de consumo habilitadas a participar nos mercados de serviços de sistema, o GGS e o Operador da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em Média e Alta Tensão (Operador da RND) devem trocar de forma expedita e tecnologicamente eficiente a informação necessária para implementar as disposições dos artigos anteriores.”*

COMENTÁRIOS DA FORTIA ENERGIA S.L. À CONSULTA DE INTERESSADOS N.º 10/2023, RELATIVA À “ALTERAÇÃO DO MPGGS PARA IMPLEMENTAÇÃO DO PRODUTO NORMALIZADO DE RESERVAS DE RESTABELECIMENTO DA FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO MANUAL”

Fortia Energía S.L. (a seguir, FORTIA) é um comercializador de eletricidade e gás orientado desde a origem para o cliente industrial, com um volume de vendas de 9 TWh/ano no mercado ibérico.

Antes de dar resposta à consulta pública lançada pela ERSE para receber contributos sobre a proposta de reformulação do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema (a seguir MPGGS), FORTIA gostaria de fazer algumas considerações prévias:

- O consumidor industrial não tem interesse *per se* de participar em mercados de serviços de sistema; ele só precisa de preços de fornecimento competitivos que permitam colocar seus produtos nos mercados internacionais.
- Contudo, podemos compreender que os desafios da descarbonização do sistema elétrico sejam de tal magnitude que façam recomendável uma contribuição de flexibilidade de todos os agentes do mercado, incluindo aos consumidores. E para isso, **os consumidores eletro-intensivos**, que têm um longo histórico comprovado de flexibilidade e gestão do seu consumo, **sempre estarão ao dispor**.
- Mas se o sistema quiser contar com uma participação da procura intensa e comprometida, **o enquadramento regulamentar deveria acompanhá-la**. E isso, na prática, em Europa não está ainda acontecendo.
- Assim, a ideia de **impor aos consumidores produtos padronizados projetados para geradores não é uma lógica apropriada para desenvolver a participação da procura na flexibilidade do sistema**; ao contrário, simplesmente a deixa em clara desvantagem frente aos geradores e, portanto, conduz à subutilização do potencial de oferta disponível.
- A “neutralidade tecnológica” tem sentido de se aplicar dentro de uma mesma atividade, mas misturar geração e consumo **torna-se numa barreira de entrada para os consumidores frente aos geradores**; a concorrência entre coisas de natureza tão diferente, como são as instalações projetadas para produzir e colocar a eletricidade no mercado (geradores), frente a aquelas que simplesmente utilizam a eletricidade como input dos seus processos de fabricação de bens e serviços (consumidores), nunca pode resultar equilibrada.

Apesar da falta duma vocação europeia no que diz respeito ao papel da procura nos serviços do sistema, **é verdade que os produtos específicos são aceites no Regulamento EB por razões de justificada necessidade**.

É por isto que gostaríamos de fazer a ERSE as seguintes propostas:

1. Tendo em conta que o produto de reserva de regulação a subir normalizado (mFRR) não é apropriado para os consumidores industriais (é um produto de 5 min de duração) e que o leilão **pode resultar numa muita baixa adjudicação**, para evitar o risco de perda de reserva de regulação a subir antes da estação de inverno -altura em que é mais provável a ocorrência de períodos de frio intenso com conseqüente aumento da pressão sobre a gestão do sistema elétrico-, **propõe-se adiar a transição dos produtos de balanço para os consumidores até a segunda metade do ano 2024**.

O novo calendário permitiria também a **REN dispor de tempo suficiente** para desenvolver a modalidade de **ofertas complexas** (exclusivas e multiparte) previstas na plataforma europeia de mFRR (MARI) e aos agentes poder estudar estratégias de implementação e de utilização.

2. **Não descontinuar** a atual Reserva de Regulação após implementar o produto mFRR na plataforma MARI, de forma que **os consumidores possam escolher** entre a Reserva de Regulação e os produtos normalizados do mFRR.

Um novo produto de Banda mFRR, a partir do segundo semestre do ano 2024, **pode planejar-se compatível** com o produto atual Banda RR.

A ideia poderia vir nessa altura com **leilões sucessivas** do produto mFRR e do produto BRR até atingir os 825 MW identificados pelo GS como necessários.

3. Finalmente há questões que não têm sido resolvidas na proposta de MPGSS relativamente à ambicionada neutralidade tecnológica do consumo frente a geração:
 - Da mesma forma que as tarifas de acesso dos consumidores devem ser eliminadas quando estes venderem **reserva a baixar, os encargos do GS aplicados ao consumo também devem ser eliminados**. Assim se evita uma discriminação frente à bombagem, que não tem de pagar estes encargos, quando estão a vender reserva a baixar.
 - O operador de redes de Distribuição (E-Redes) tem informado a seus clientes de MT, AT e MAT dum **novo projeto regulamentar para estender à aplicação dos “fatores de adequação”** dos coeficientes de perdas estándar também para estes níveis de tensão. Assim, a energia consumida pelos clientes de MT, AT e MAT, quando seja ajustada ao referencial de geração, será diferente à utilizada inicialmente pela REN para verificar o cumprimento dos acertos, no M+1, no M+3 e no M+6. Isto é uma insegurança para os consumidores que participam nos serviços do sistema e por tanto resulta num elemento de discriminação frente a outros agentes ao competir no referencial de geração.

8 de novembro de 2023

Comentários à Consulta de Interessados n.º 10-2023

sobre a Alteração do MPGGS para implementação do produto normalizado de Reservas de Restabelecimento da Frequência com ativação manual

8 novembro de 2023

1. Comentários

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) deu início à Consulta de Interessados n.º 10/2023, relativa à “Alteração do MPGGS para implementação do produto normalizado de Reservas de Restabelecimento da Frequência com ativação manual” nos termos do Regulamento (UE) 2017/2195, de 28 de novembro, que estabelece orientações relativas ao equilíbrio do sistema elétrico e que prevê que os operadores das redes de transporte (ORT) implementem o produto normalizado de reservas de restabelecimento da frequência com ativação manual (mFRR), integrando a plataforma europeia de troca de energia de mFRR (plataforma MARI).

Face à alteração regulamentar proposta, cabe à IBERDROLA, enquanto parte integrante e relevante *stakeholder* do setor energético nacional, com um papel ativo e dinâmico no setor elétrico e do gás, refletir e participar na presente consulta de interessados n.º 10/2023, com o intuito de contribuir, com a sua perspectiva, para uma dinâmica equilibrada do setor relativamente às alterações propostas para a implementação do produto normalizado de mFRR, em substituição da atual reserva de regulação, e para a referida integração da REN na plataforma europeia MARI, contribuindo também para a integração do SEN nos mercados de balanço europeus:

Em primeiro lugar, consideramos que **deveria ter sido realizada uma consulta prévia por parte da GGS aos agentes de mercado**, nomeadamente no que diz respeito aos produtos de balanço específicos propostos para BmFRR e mFRR rápida, conforme estabelecido no n.º 14 do Artigo. 49.º do ROR e no artigo 10(I) do Regulamento EB. Também teria sido oportuno a criação de grupos de trabalho para debater certas questões com mais profundidade. Com efeito, o curto período da atual consulta apenas permite uma avaliação urgente, maioritariamente composta por comentários gerais. Não obstante, agradecemos a sessão de esclarecimento que a ERSE organizou no dia 2 de novembro.

Em segundo lugar, cumpre à **IBERDROLA transmitir à ERSE as suas preocupações relativamente às propostas de produtos específicos de balanço BmFRR e mFRR rápida, bem como relativamente ao anúncio de que a reforma do MPGGS em relação ao aFRR no contexto europeu incluirá também um produto específico de reserva rápida aFRR.**

- Relativamente ao BmFRR, remetemos para os nossos comentários à consulta 9/2023.
- No que diz respeito à reserva rápida mFRR, subsistem dúvidas fundamentais sobre a relevância do produto, tendo o GGS ao seu dispor ferramentas alternativas, existentes ou implementáveis de forma ortodoxa que evitariam a fragmentação do mercado e a diminuição da eficiência. A saber:
 - **Não é apropriado criar um produto de equilíbrio específico com a justificação de resolver transições de programas na interligação e a resolução de congestionamentos nacionais que exigem uma ação mais rápida do que o mFRR, uma vez que não são necessidades de equilíbrio.** Recordamos que, embora o quadro europeu de balanço permita que seja utilizado para resolver congestionamentos (cf. n.º 14 do Artigo 29 do Regulamento EB) ou para não partilhar ofertas (cf. n.º 10 do Artigo 29 do

Regulamento EB), aunque não é uma via adequada, em el sentido de que altera la compartición de reservas a nível europeu. Para o efeito, o *Implementation framework for the European platform for the exchange of balancing energy from frequency restoration reserves with manual activation* desenvolve, no seu artigo 9.º, a metodologia a seguir. Adicionalmente, encontra-se em vigor o mecanismo de restrições técnicas a nível nacional, previsto no n.º 4 do artigo 49.º do ROR, devendo o GGS gerar o redespacho adequado, o qual deverá basear-se numa oferta para o efeito, com o seu preço atualizado em tempo real. Neste mecanismo de restrições técnicas, a procura activa em equilíbrio pode e deve participar, sem prejuízo das suas limitações que possam existir.

- **O GGS tem o poder de atribuir uma maior banda secundária em períodos de transição de interligação**, quer no proceso normal tras el mercado diário face o programa resultante de interligação, quer quando ocorrem transições indesejadas de programa em el horizonte intradiario, através de atribuição extraordinária de banda (cf. n.º 5 do Artigo 53 do ROR). Relembramos que é possível incentivar a prestação deste serviço através da geração renovável se for adotado um modelo mais descentralizado e flexível. Assim, acolhemos positivamente a avaliação que a ERSE faz deste aspecto no relatório ROR (cf. capítulo 4.5.2), esperando que esta solução de agregação seja aplicada igualmente a todos os tipos de capacidades, da mesma forma que está a ser desenhada em Espanha para PICASSO em relação às zonas de regulação.
- **Para além disso, não foi demonstrado que o uso de mFRR com ativação direta não resolva diretamente os problemas identificados.** Esta ferramenta está totalmente integrada na gestão do produto standar mFRR, garantindo compatibilidade com as demais ativações do MARI e alinhamento com as melhores práticas. Gostaríamos de perceber se a utilização deste produto de balanço específico não entra em conflito com as ativações diretas no âmbito do MARI e se poderão ocorrer efeitos opostos aos desejados na interligação no caso de sobreposição dos dois tipos de ativações.
- **O efeito regional deste produto de equilíbrio específico deve ser cuidadosamente avaliado**, uma vez que os recursos não nacionais (espanhóis ou europeus em geral) não podem participar neste produto de balanço específico e, portanto, não podem resolver estas necessidades do sistema português. Isto leva a condições desiguais de participação e utilização assimétrica do MARI na região. Em última instância, o produto de equilíbrio específico deverá estar aberto às capacidades espanholas se estas se destinarem a resolver problemas de la interconexão común.
- Por último, queremos sublinhar **a importância de haver uma maior controlabilidade das energias renováveis e a sua participação ativa em todos os serviços do sistema**, o que minimiza as necessidades deste e os condicionantes de operação em todos os horizontes temporais e áreas de operação, contribuindo, em simultâneo, para satisfazer aquelas. No contexto da transição energética, torna-se necessário dar passos decisivos neste

sentido, uma vez que poderemos encontrar dificuldades de integração ainda maiores, que nem a geração convencional nem o armazenamento, nem mesmo mecanismos de mercado *ad-hoc* como o proposto nesta consulta serão capazes resolver, sendo que devido o quadro regulamentar predominante para a promoção das energias renováveis recairão sobre a produção e armazenamento convencionais restrições de exploração ainda maiores impostas actualmente, com impacto agravado nas trocas transfronteiriças. Solicitamos à ERSE que realize um estudo detalhado da influência que a falta de controlabilidade e despachabilidade das energias renováveis tem atualmente no cálculo das capacidades NTC na interligação Portugal-Espanha e avalie soluções para minimizar a sua influência, sem recorrer a ações restritivas em geradores despacháveis e bombeamento.

Sem prejuízo do que acima se deixou exposto, tecemos os seguintes **comentários caso o produto mFRR rápida seja implementada:**

- **Não concordamos com a autorização dada pela ERSE ao GGS para consolidar o serviço de balanço específico.** Em qualquer caso, o modelo transitório deve servir para buscar melhorias e alternativas ortodoxas como as que propusemos acima, e não uma solução temporária até que se complete a fragmentação do mercado de equilíbrio através de um produto específico com ofertas específicas.
- **A metodologia de determinação do preço *pay-as-bid* e o valor do prémio no preço de 10% não se justificam (capítulo 5 do Procedimento 13A).** Considerando que a fixação do preço MARI é marginal, a seleção de ofertas MARI para ativação *ad-hoc* deverá ser ao preço marginal máximo do MARI nos períodos temporais afetados pela referida ativação, entre todos os tipos de ativações (programada ou ativação direta), acrescido de um prémio máximo de entre 20% desse marginal e 50% do marginal de PICASSO, quando implementado. Enquanto o PICASSO não for implementado, o prémio deverá ser aumentado para 70% do marginal do MARI (ou seja, o preço total seria 170% do MARI). Desta forma, podem ser refletidos no valor de um produto de balanço específico que está a meio caminho entre o mFRR e o aFRR os lucros cessantes de ativação no produto mFRR normalizado e, além do risco de penalidade pelo não cumprimento das instruções de despacho (cf. capítulo 9 do Procedimento 13A).
- No entanto, **lembramos que qualquer ativação neste sentido distorce a ordem de mérito de oferta do MARI**, ao refletir nela de alguma forma a potencial ativação do produto de equilíbrio específico. Portanto, a possibilidade de ativação não deve ser obrigatória para recursos de geração e bombeamento despacháveis. No entanto, o Capítulo 3 do Procedimento 13A exige que os recursos necessários para participar no serviço mFRR normalizado participem no serviço de equilíbrio específico, exceto no caso em que não estén em funcionamento previo (cf. parágrafos 7 e 9).
- **Não é suficientemente clarificado no Capítulo 4 do Procedimento 13A el proceso com que as ofertas mFRR são ativadas:**
 - Parágrafo 10.b): não está claro se serão utilizados primeiro os recursos disponíveis nas restrições técnicas que não sejam participantes do MARI.

- Parágrafo 10.c.ii): não se esclarece se as ofertas MARI serão reservadas para uso nacional, de acordo com o disposto no n.º 14 do Artigo 29 do Regulamento EB. Recordamos que a possibilidade de não partilha de ofertas no MARI (cf. n.º 10 do Artigo 29 do Regulamento EB) está sempre no último lado da ordem de mérito.
- Parágrafo 10.c.iii): deve ser especificado que a ativação nunca implicará arranques extemporâneos, exceto se o BSP sinalizar primeiro (ahora se disse que o GGS deve evitá-los). Además, cremos que não se especifica como é que essas ofertas serão sinalizadas (flag específica no ficheiro do envio?).
- Parágrafo 10.c.iv): deverá ser esclarecido se é necessário marcar a oferta com possibilidade de ativação direta para além da flag específica para ser ativada neste mercado *ad-hoc*.
- Parágrafo 11): não é esclarecido se os recursos disponíveis em restrições técnicas que não sejam participantes do MARI serão utilizados primeiro. Además, à semelhança do parágrafo 10, não se esclarece se serão evitados arranques extemporâneos.

Por fim, manifestamos o nosso total apoio à participação ativa da procura nos serviços do sistema. Neste sentido, **consideramos positivo o lançamento de um piloto de agregação de capacidades de procura inferiores a 1 MW**, de acordo com o anúncio feito pela ERSE na sessão de esclarecimento de 2 de novembro, por forma a conseguir o envolvimento de todos os tipos e dimensões de clientes. **Relativamente às atuais propostas da ERSE para a participação da procura no balanço, temos os seguintes comentários:**

- Directiva da ERSE “Aprovação de regras especiais de participação da procura nos serviços de sistema”. A norma não prevê o seu carácter transitório nem a sua avaliação periódica e a necessidade de tornar públicas as suas conclusões.
- Condições de liquidação do incumprimento pela procura. O MPGGS não prevê o seu carácter transitório nem a sua avaliação periódica e a necessidade de tornar públicas as suas conclusões.
- Ressaltamos a conveniência do agregador ou comercializador ser parte ativa do processo e não mero veículo para liquidar a prestação de um serviço (BRP). O seu papel como intermediário técnico-económico dinamizaria a participação da procura nos serviços do sistema, dando segurança a ambas as partes (GGS e recursos com potencial para prestar serviços), a semeando do SRAD em Espanha.
- A procura participante na energia BmFRR e mFRR deverá ser incluída no Procedimento 17 de gestão de indisponibilidades para que este recurso operacional seja gerido pelo GGS nas melhores condições. Recordamos que estas capacidades de balanço estariam também sujeitas à comunicação de factos relevantes e ao regime REMIT europeu.

Outros comentários à consulta:

- **Necessidades elásticas de mFRR:** falta transparência na metodologia. Embora os parâmetros sejam confidenciais, é pelo menos necessário publicar a base para a sua determinação.
- **Publicação de curvas, atribuições e preços:** afigura-se necessária uma publicação completa imediatamente após cada mercado, pelo que o parágrafo 99 do Procedimento 13 e o parágrafo 14 do Procedimento 13A devem ser alterados.
- Sobre o **Procedimento 22:**
 - Solicitamos que **o valor relativo a resolução de restrições técnicas no capítulo 5.2.4 inclua os valores provenientes da solução de restrições após o PDBF, incluindo a utilização do mFRR rápida** (e em correspondência com os componentes RTPHF e RTTPI dos capítulos 5.12 e 5.13), e esclarecer que são atribuídos ao consumo nacional dos clientes e não à compra de energia de bombagem ou baterias. Embora as ofertas de balanço sejam utilizadas para resolver restrições técnicas em tempo real, esse custo deve ser transferido para a procura nacional, nunca para geradores ou armazenamento. Para além disso, como referimos, o produto de reserva rápida mFRR pretende ser uma ferramenta para resolver restrições técnicas, pelo que não faz sentido atribuí-lo a todos os geradores.
 - Solicitamos a confirmação de que todas as componentes do encargo **ERS(t) do Capítulo 9** são liquidadas no âmbito do BRP, **mas apenas para consumo, assim entendido como as unidades de liquidação de consumo de clientes nacionais (unidades de Comercialização e de Clientes)**, não de aquisições de bombagem e baterias.
 - Solicitamos a confirmação de que o parágrafo 92 do capítulo 6.1. permite consolidar **desvios dos vários agentes de mercado não representados por apenas um agente em mercado**, através da mera comunicação de uma delegação contratual relativamente à responsabilidade pelos desvios (cfr. Procedimento n.º 23 do MPGGS), como é o caso das empresas do grupo IBERDROLA. **consolidar desvios de distintos agentes de mercado não representados** por uno solo em el mercado, simplemente comunicando una delegación contractual respecto a responsabilidad de desvios conforme al Procedimento n.º 23 do MPGGS vigente, ya que es el caso de las empresas de IBERDROLA:

“As energias de desvio determinam-se por unidade de liquidação de desvios, que, para esse efeito, correspondem ao conjunto de agentes de mercado com os quais o BRP tem responsabilidades de liquidação de desvios, independentemente das responsabilidades com outros encargos de regulação.”
 - **Liquidação semanal, capítulo 11.3.1:** é necessário confirmar se será publicada uma nota resumida com o valor a receber/pagar pelos BRP, conforme publicado pelo OMIE, REE e MIBGAS, e se ainda se será publicado um relatório com os direitos de crédito resultantes do incumprimento dos

agentes devedores, devidamente detalhado. **Liquidação semanal**, capítulo 11.3.1: confirmar será publicada uma nota resumida com o valor a receber/pagar pelos BRP, conforme publicado por OMIE, REE e MIBGAS, e un informe con derechos de recibimiento retenidos por impago dos agentes deudores, con el detalle de agentes incumplidores.

- O **produto RR** está próximo do seu desaparecimento para evitar sobreposição com a negociação intradiária quarto-horária. Como manifestado na recente consulta da ENTSOE, não somos a favor de prolongar a sua utilização através de metodologias de compensação que prevejam 96 gates, por tornar as operações em tempo real ainda mais complexas. Para além disso, a opção 3 proposta naquela consulta distorce o sinal de preço.
- Valorizamos positivamente a autorização dada no ROR ao GGS para formar um **mercado FCR** (n.º 10 do artigo 49). Esperamos que a proposta do GGS não faça distinções entre fornecedores obrigados e não-obrigados, para moldar adequadamente o sinal de inversão e a avaliação do produto.
- Esperamos que seja revogada a **metodologia de determinação do preço da banda secundária portuguesa** indexada à espanhola refletida no capítulo 10.1 do Procedimento 12 do MPGGS, nos termos da Diretiva n.º 7/2019. Esta indexação causa problemas de exploração económica às centrais hidroeléctricas, que devem ajustar o seu programa nos mercados intradiários para cumprir os seus compromissos, o que poderá gerar maiores distorções com o futuro modelo PICASSO ao ter que depositar ofertas de energia. Neste contexto, vamos solicitar, na consulta da ENTSOE “*All TSOs Proposal for Amendments – aFRR IF (Art. 21 of EB Regulation) and Pricing Methodology (Art. 30(1) of EB Regulation)*”, que as soluções propostas nela consulta não se implementem em uma LFC particular caso exista um condicionamento ex ante ou ex post da valorização das reservas aFRR como a que se aplica atualmente em Portugal ou se forem criados produtos de balanço específicos do tipo aFRR para reserva de ofertas nacionais.
- Consideramos ser muito positivo o passo dado no Procedimento 5 do actual MPGGS no sentido de **dissociar a organização da comercialização de energia no mercado diário e intradiário (Unidades de Programação) da organização dos recursos prestadores de serviços do sistema (Unidades de Oferta)**. Infelizmente, o modelo espanhol continua com rigidez na organização das Unidades de Programação, exigindo uma relação biunívoca entre a organização de acordo com o P.O. 3.1 e as regras de mercado do OMIE. Acreditamos que é possível avançar ainda mais no MPGGS ao reformar o modelo de prestação de aFRR para que seja gerido de forma descentralizada e promovendo a utilização de nomeações diretas ao GGS após os mercados diários e intradiários, para alcançar total flexibilidade na programação da operação, face ao despacho económico de energia realizado pelo OMIE, que deverá ser independente das zonas geográficas português e da repartição exigida pelo GGS por restrições técnicas. Entendemos que neste contexto não faz sentido continuar com a publicação do PHO e do PHOF, tal como proposto pelo MPGGS em consulta..
- Acreditamos que é essencial que os reguladores ibéricos continuem a trabalhar em conjunto para que o **modelo de liquidação de desvios quarto-horário (ISP) e a negociação de um quarto-horário no mercado (MTU)** sejam o mais coordenados

possível entre si e entre sistemas. No que respeita à negociação quarto-horária no mercado diário, devemos evitar restrições regionais aos produtos disponíveis dentro dos contemplados na decisão ACER n.º 37/2020, nem limitações à sua parametrização diferentes das da Europa Central. Da mesma forma, nos futuros leilões intradiários europeus (IDAs), os participantes no mercado ibérico deverão poder depositar ofertas de tipo *portfolio* para competir em igualdade de condições com os restantes participantes europeus e conseguir um despacho económico com flexibilidade suficiente, uma vez que o produtos disponíveis serão muito limitados.

Consulta a interessados ERSE nº9/2023 - Proposta de operacionalização regulamentar do mercado de banda de reserva de restabelecimento de frequência com activação manual

Consulta a interessados nº10/2023 - Alteração do MPGGS para implementação do produto normalizado de Reservas de Restabelecimento da Frequência com activação manual

A MEGASA saúda e agradece o convite para participar nas consultas a interessados nº 9/2023 - Proposta de operacionalização regulamentar do mercado de banda de reserva de restabelecimento de frequência com activação manual” e nº 10/2023 – “Alteração do MPGGS para implementação do produto normalizado de Reservas de Restabelecimento da Frequência com ativação manual”, cujos comentários são a seguir apresentados.

Congratulamos também os avanços normativos na contribuição da procura nos Serviços de Sistema. A participação ativa da procura industrial nestes serviços é chave para avançar nos objetivos de descarbonização da geração elétrica e garantir ao mesmo tempo a segurança de fornecimento, mas também é importante na regulamentação da participação da procura ter em conta as características específicas e diferenciadoras dos processos industriais em relação à geração elétrica.

1. Proposta de prolongamento de BRR para o 1º semestre de 2024

- 1.1. A MEGASA considera que as propostas regulamentares agora apresentadas, que visam substituir a atual Banda de reserva de regulação (BRR) pela Banda de reserva de restabelecimento de frequência com ativação manual, representam alterações estruturais muito impactantes e que exigem um período de adaptação de forma que possa ser dada a melhor resposta por parte dos prestadores de serviço.
- 1.2. Tendo em consideração as necessidades de banda necessárias à gestão da rede e o necessário período de adaptação por parte dos agentes consumidores, a MEGASA propõe a realização de um leilão adicional da BRR, para duração durante o 1º semestre de 2024, que mantenha as regras associadas a este produto. Ao mesmo tempo deve ser estabelecido o planeamento e preparação de modo que o novo produto de banda de mFRR possa entrar em funcionamento no 2º semestre de 2024.

2. Mercado de Banda de mFRR

- 2.1. Limitação de participação na oferta para o leilão. Pg 10 Documento Justificativo Consulta interessados nº 9/2023.

- 2.1.1. “Quanto aos limites de participação na oferta por produto, deve ser assegurado que até 75% da capacidade em leilão deve ser adjudicada a unidades físicas associadas a instalações de consumo e, cumulativamente, a verificação da condição de limite de participação na oferta por bloco(s) de 10% das necessidades em leilão, que visa atingir uma melhor dispersão dos resultados pelas Áreas de Ofertas dos BSPs”. Não está na norma indicado claramente o conceito de bloco. No procedimento 15 identifica como bloco cada uma das 10 divisões em que o agente estrutura a oferta no leilão, mas no documento de convocatória é indicado a limitação que opera sobre a quantidade por leilão. Como exemplo indicamos a limitação do primeiro leilão: *“BmFRR ANO-2024 – o volume adjudicado deve observar os seguintes limites: não exceder, por Área de Oferta, 52 MW/quarto-hora; e serem atribuídos 75% do volume adjudicado a unidades físicas associadas a instalações de consumo”* (Destaque o nosso)
- 2.1.2. **O limite na oferta por bloco(s) de 10% das necessidades em leilão limita a participação dos agentes que possam oferecer maior potência à rede nas suas áreas de oferta, nomeadamente os eletrointensivos e contribuirá para que o volume de ofertas não cumpra as necessidades de banda, também não conseguindo o objetivo pretendido de “atingir uma melhor dispersão dos resultados pelas Áreas de Ofertas dos BSPs” e de facto, impedindo um dos outros objetivos pretendidos de “dotar o GGS de instrumentos que permitam, esgotados os instrumentos do lado da oferta no mercado de mFRR, poder atuar do lado da procura”.**
- 2.1.3. Como exemplo, tendo em conta as novas regras definidas para determinação da potência elegível, a MEGASA poderá disponibilizar uma potência de até 260MW/quarto-hora (147 MW/quarto-hora no Seixal e 113 MW/quarto-hora na Maia). Desta forma, o limite de 10% impede a MEGASA de fornecer a totalidade da potência que tem disponível e diminui drasticamente a oferta de banda a participar no leilão.
- 2.1.4. É relevante levar em consideração que no leilão da BRR para 2023, cujo produto era simples e menos exigente nas condições de prestação do serviço, foram contratados 316 MW dos 800 MW estabelecidos como necessidades do sistema, sendo que grande parte deste serviço foi contratado com consumidores eletrointensivos.
- 2.1.5. Além disso, esta limitação por Área de Oferta impede a MEGASA de agrupar as suas duas unidades e flexibilizar desta forma a sua participação, o que se torna uma assimetria das condições de participação entre os agentes. Estimamos que este impedimento de agrupamento incrementa entre 15-20% as penalizações associadas à prestação deste serviço ao Sistema.

2.1.6. Propõe-se, por isso, que esta limitação seja retirada, contribuindo assim para o cumprimento das necessidades do SEN.

2.2. Determinação na potência elegível para o leilão. Procedimento 15. Ponto 3.2.

2.2.1. A proposta prevê a alteração do método de determinação da potência elegível (Pel), sendo esta determinada através de um ensaio prévio. Em virtude dos prazos previstos para realização o leilão (30 de novembro) e da possibilidade de alguns agentes não poderem agendar o ensaio num prazo tão curto, ou no agendamento realizado, não poder ser realizado o ensaio como resultado de alguma incidência:

2.2.2. Propomos que a potência elegível para este leilão possa resultar do máximo resultante entre o método de cálculo utilizado atualmente para a BRR, correspondente à média do consumo entre 1 de junho e 31 de maio, e a realização facultativa do ensaio.

2.2.3. No futuro, o ensaio deve prever eventuais indisponibilidades e a possibilidade de repetição do ensaio.

2.3. Requisitos para participação no leilão

2.3.1. Entende-se que os agentes já habilitados para participação na BRR devem poder participar no leilão a realizar, sem que nesta fase lhe seja exigido o cumprimento de requisitos adicionais.

2.4. Maturidades previstas no leilão e sequência de realização. Documento “Convocatória do primeiro leilão”

2.4.1. A sequência de realização dos leilões para as várias maturidades de entrega previstas (anual, trimestral e mensal) deverá ser detalhada na convocatória a realizar, tal e como foi realizado na convocatória de leilão e BRR de novembro de 2022.

2.4.2. Conforme definido naquela convocatória, propomos que se inicie pela maturidade de maior prazo (anual), passando posteriormente para as maturidades trimestrais e depois mensais. Cada processo deve apenas iniciar-se após conhecimento dos resultados do anterior. Desta forma é possível disponibilizar a potência não adjudicada no leilão de maior prazo, contribuindo para a eficiência do Sistema e maior concorrência do leilão.

2.4.3. Para os agentes é também importante ter presente nesta fase se estão previstos leilões adicionais durante 2024 para as maturidades de mais curto prazo, isto é, maturidades trimestrais para o 2º semestre e mensais para os

meses de abril em diante. Esta informação condiciona fortemente a participação dos agentes para o presente leilão.

- 2.4.4. Propomos sejam desde já definida a existência de leilões adicionais para todos os trimestres e meses não indicados de 2024, sendo a potência a leiloar de 150 MW/quarto-hora para cada um dos períodos.**
- 2.4.5. Tendo em conta a incorporação da participação da geração, propomos também o aumento de potência a leiloar até 1050MW/quarto hora de forma a garantir uma oferta para a procura similar a existente em 2023 na BRR.**

2.5. Princípio de participação no produto mFRR

- 2.5.1. A proposta regulamentar prevê que os volumes contratados no leilão de BmFRR sejam considerados firmes e contratados, adquirindo o BSP responsável pelas Área de Ofertas contratada, a obrigação de cumprir com a Banda mFRR atribuída. Procedimento 15 alínea 59 –*“Os BSPs responsáveis pelas Áreas de Ofertas que foram adjudicadas no Mercado de Banda de mFRR, devem apresentar Ofertas de mFRR de ativação programada com a quantidade mínima correspondente à Banda de mFRR contratada.”*
- 2.5.2. E no ponto 87 do Procedimento 15: *“87 -Uma Área de Ofertas encontra-se em incumprimento na prestação do serviço de Banda de mFRR durante determinado período de liquidação, de 15 minutos, sempre que, por causas imputáveis ao respetivo BSP, não estabeleça na íntegra a Banda de mFRR contratada no mercado de contratação de Banda de mFRR previsto no ponto 5 do presente Procedimento.”*
- 2.5.3. A MEGASA considera que a prestação deste produto deve ter presente o diagrama de carga associado a cada prestador de serviço, nomeadamente à sua modulação de consumo diário e distribuição de consumo anual. Este princípio, aliás, caracteriza o modelo de consumo da MEGASA e de muitos dos consumidores eletrointensivos, que reage e se adapta quer aos sinais de preço horários de eletricidade, quer às necessidades de proceder a paragens para manutenção dos seus equipamentos, não lhe sendo possível (nem desejável para o sistema) um cumprimento integral da banda contratada todos os períodos.

- 2.5.4. Desta forma, propomos que a potência contratada no leilão deve estar sujeita à flexibilidade decorrente de cada perfil de consumo. Isto implica que quando o consumo previsto for inferior à banda contratada, as ofertas devem ser adaptadas à previsão de consumo existente, tal e como é no sistema BRR atual.**

- 2.5.5. Este princípio deve ser considerado no processo de liquidação de valores a receber e a pagar a cada agente, **tendo por princípio de que em nenhum caso, o valor a devolver pelo agente ultrapasse o valor a receber decorrente do leilão.** No limite, se num determinado período o agente tiver uma previsão de consumo nulo (por exemplo numa paragem anual para

manutenção), o valor a receber decorrente da banda adjudicada no leilão deve ser devolvido, sem que daí resulte prejuízo para o agente e para o sistema.

2.5.6. Neste ponto é importante compreender que o princípio da neutralidade tecnológica que rege os serviços de sistema não tem os mesmos efeitos no caso de um gerador ou de procura:

2.5.6.1. No caso de um gerador, não disponibilizar a potência contratada é prejudicial ao sistema, pelo que o não cumprimento deve ser penalizado.

2.5.6.2. No caso de procura, não disponibilizar essa energia porque não está sendo consumida é favorável para o sistema, pois os requisitos de mFRR serão reduzidos na mesma proporção que o consumo que não está sendo realizado. Além disso, incentivar a procura para não consumir durante horas de potencial ativação (stress do sistema, preços elevados) é consistente com uma maior eficiência do sistema, uma menor produção com emissões de CO₂ (desloca os ciclos combinados) e um menor custo energético.

2.5.7. Portanto, propomos que a penalidade não deve ser aplicada à procura.

2.5.8. **O estabelecimento de penalizações superiores à remuneração colocará em causa a possibilidade dos vários agentes apresentarem valores significativos de potência no leilão, e inclusivamente a sua participação**, penalizando tanto o prestador de serviço como a satisfação das necessidades de banda.

2.5.9. Da experiência tida com o BRR, o perfil de consumo das fábricas da MEGASA teria permitido que em determinados períodos tivesse sido possível realizar ofertas superiores à potência máxima permitida e contratada nos leilões, o que também poderá resultar num benefício para o sistema.

2.6. Fórmula de obrigação de pagamento. Procedimento 15. Ponto 8.2.

2.6.1. A fórmula de obrigação de pagamento proposta apresenta alterações significativas em relação ao cálculo de incumprimento existente atualmente para a BRR. Assim, para cada período de liquidação em que não se verifiquem ativações a proposta da ERSE é a seguinte:

$$VIBFRRS(t,ao) = \text{MÍN} \left(\text{MÍN}(BFRROS(t,ao) - BFRCS(t,ao); 0); \text{MÍN} \left(\sum_{ao} (PD_{\text{max}}(uf) - QVC(t,uf)) - BFRCS(t,ao); 0 \right); 0 \right) \\ \times PMBFRRS(t) \times 1.5$$

2.6.2. As várias definições presentes na fórmula geram algumas dúvidas na sua interpretação, pelo que julgamos necessário um esclarecimento mais detalhado de cada uma das variáveis definidas, assim como dos sinais (positivo ou negativo) em caso de instalação de geração e consumo. Destaca-se o conceito de **PD_{max} (potência declarada para o máximo técnico)**, que

depreendemos que para uma instalação de consumo assumamos sempre valor nulo.

2.6.3. Da nossa análise, para uma instalação de consumo o valor de incumprimento está dependente do mínimo de potência estabelecido entre:

- Mínimo da diferença entre a Banda de mFRR oferecida a subir para cada período de liquidação e a Banda de mFRR contratada em mercado de banda de mFRR e 0;
- Mínimo da diferença entre a quantidade verificada no ponto de ligação à rede corrigida segundo as potências declaradas (potência consumida no período) e a Banda de mFRR contratada em mercado de banda de mFRR e 0;

2.6.4. A fórmula determina que o valor de potência apurado seja multiplicado pelo preço marginal ponderado da banda de mFRR a subir, contratada em mercado da banda de mFRR (que se assume que seja o preço ponderado determinado no leilão) e por um fator de 1.5 vezes.

2.6.5. A introdução do fator de 1.5 vezes representa um aspeto muito negativo da fórmula apresentada, uma vez que possibilita que, para cada período, resulte uma perda superior ao valor resultante do leilão.

2.6.6. A MEGASA considera que esta situação compromete a sua participação no leilão, em virtude do risco de que ocorram perdas líquidas na prestação deste serviço.

2.6.7. Como princípio, a fórmula de obrigação de pagamento não deve permitir determinar um valor superior ao resultante do pagamento proveniente do leilão, pelo que a MEGASA propõe a eliminação do fator de 1.5 vezes.

2.6.8. Uma vez que no sistema agora proposto a remuneração da Banda estaria ligada à potência disponibilizada em cada período, não entendemos necessário fixar o cumprimento de mínimos de ofertas de banda nos períodos leiloados.

2.7. Incumprimento em caso de ativação

2.7.1. Após um episódio de ativação, que pode durar apenas 15 minutos, a procura industrial não consegue repor a potência contratada imediatamente, mas necessita de um período de transição para retornar ao seu estado operacional anterior. Surge então um incumprimento da banda disponível para o sistema, que é resultado de uma ativação, pelo que a MEGASA propõe:

2.7.2. Que as horas em que ocorreu a ativação do serviço, bem como a hora anterior e as quatro horas posteriores a esse período, não sejam consideradas para efeitos de cálculo da potência não cumprida.

2.7.3. Que as Áreas de Oferta que tenham participado numa ativação e posteriormente tenham recuperado o seu consumo, não sejam penalizadas por não participarem em ativações sucessivas que possam ocorrer nas 24 horas seguintes.

2.8. Período de liquidação de 15 minutos

2.8.1. O produto Banda de mFRR prevê períodos de integração de 15 minutos para efeitos de liquidação.

2.8.2. Muitos dos processos industriais e nomeadamente o siderúrgico, não se adequam a esta nova contabilização da energia. Abaixo apresentamos como exemplo um diagrama com o perfil de consumo do forno de arco elétrico, com referência às várias fases do processo de fusão e paragens técnicas durante o processo.

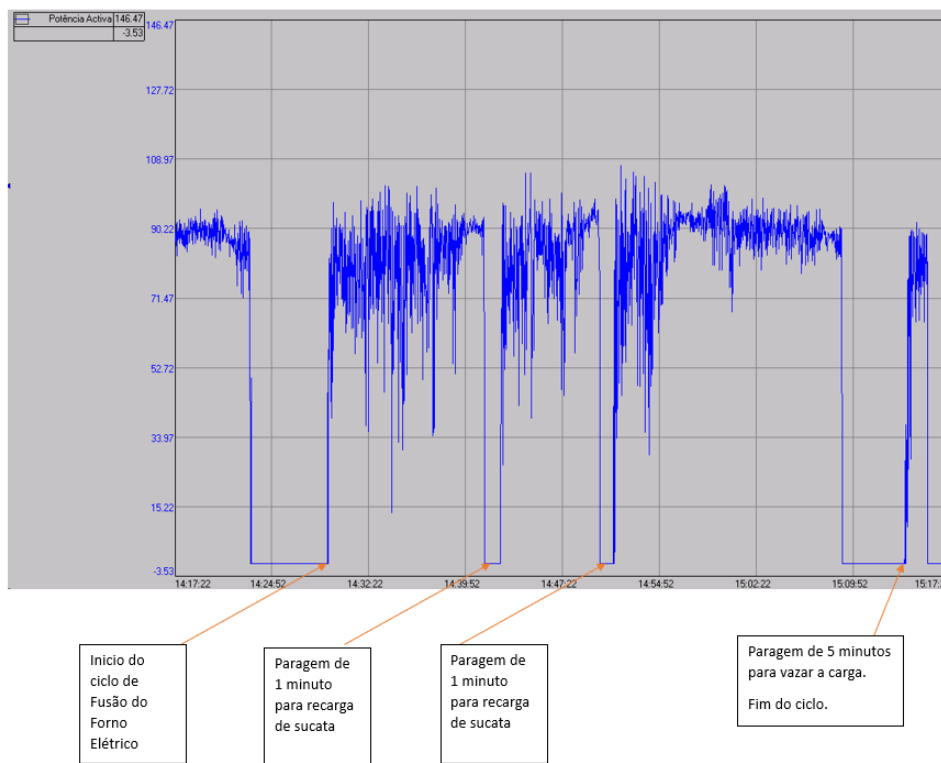


Figura 1 - Diagrama de carga forno de fusão SN Maia

2.8.3. Analisando o gráfico acima, relativo à fábrica da Maia, verificamos que o ciclo completo de fusão do forno de fusão tem uma duração média de 45 minutos, incluindo duas paragens intermédias de 1 minuto para recarga de sucata e uma paragem no final do ciclo com duração média de 5 minutos para vaziar o aço e preparar para um novo ciclo. Tendo em conta a complexidade do processo, torna-se difícil prever em que períodos quartos horários ocorrem as paragens de recarga e vazamento do forno. Tendo em conta esta situação, o período de contabilização quarto-horário será bastante penalizador para processos indústrias deste tipo, com desvios de energia

bastante elevados, e que **poderá inviabilizar a participação neste novo produto de regulação.**

2.8.4. Embora o período de liquidação da Banda de mFRR seja de 15 minutos, o agendamento das unidades de procura ainda é horário, o que gera alguma inconsistência na periodicidade dos dados. O incumprimento não poderá ser apurado em 15 minutos se a procura não poder alterar seus programas com base no mesmo período.

2.8.5. Assim, embora o período de liquidação deste novo serviço seja de 15 minutos, a MEGASA propõe que o cálculo do acompanhamento da prestação deste serviço deverá ser agregado ao nível horário.

2.9. Realização de ensaios de verificação de disponibilidade Procedimento 15. Ponto 7.2.

2.9.1. A proposta prevê a realização de um ensaio de verificação de disponibilidade, em sorteio a realizar. Um dos requisitos para o cumprimento é o de que se o valor da oferta, para o período da realização do ensaio, for inferior à Banda adjudicada em leilão, o ensaio é cancelado e considerado incumprimento. **A MEGASA defende que a banda contratada em leilão deve obedecer a um princípio flexível, que permita alterar o valor da oferta consoante a sua modulação de consumo.** Neste sentido, não concorda que nestes casos seja considerado o incumprimento, já que as ofertas em cada período estão sujeitas aos consumos modulados a cada momento.

2.9.2. Desta forma propomos que, caso a oferta para o período do ensaio a oferta seja inferior ao da banda contratada, o ensaio deve ser reagendado para um período posterior no qual a banda contratada esteja totalmente garantida.

2.9.3. Em caso de cumprimento de uma mobilização da totalidade da banda de mFRR contratada, e o agente solicite à GGS a consideração da mobilização para efeitos do ensaio de mobilização até 5 dias antes da data sorteada, a mobilização é considerada para o ensaio. A MEGASA concorda com este princípio.

2.10. Utilização de linhas de socorro

2.10.1. Tanto para a BRR como na atual proposta, prevê-se a suspensão de contrato em caso de utilização temporária (por período superior a 5 dias) de linhas de alimentação de recurso que não cumpram os requisitos definido no Procedimento 13 ou no presente Procedimento.

2.10.2. Esta limitação deve ser detalhada e flexibilizada mediante certas condições (indisponibilidades forçadas do agente, necessidades das redes).

2.10.3.No caso da MEGASA, a utilização de linhas de socorro é utilizada apenas para consumos essenciais não produtivos e para garantir segurança de equipamentos e pessoas em períodos de indisponibilidade da linha principal e da subestação respetiva.

2.10.4.As manutenções preventivas aos equipamentos da linha principal, nomeadamente linhas e subestação, podem exigir intervenções de maior duração. Além disso podem também ocorrer avarias que obriguem à sua utilização adicional.

2.10.5. Nesse sentido, propomos que utilização de linhas de socorro até 10 dias por ano que se preveja uma utilização adicional em caso de indisponibilidade fortuitas devidamente comunicadas.

2.11. Taxas comunicação

2.11.1.0 GGS deve disponibilizar informação diária que permita aos agentes monitorizar a sua taxa de fiabilidade e verificar a taxas de cumprimento dos canais de comunicação. De outra forma, os agentes apenas não terão informação suficiente que garanta o cumprimento do requisito.

2.12. Mobilizações

2.12.1.Entende-se necessário um esclarecimento detalhado relativo a mobilizações, nomeadamente a informação disponibilizada via webservice aquando de mobilização. Existem dúvidas se a informação será apenas sobre o valor médio de potência a consumir no período de liquidação ou haverá informação relativa aos períodos de rampa, entrega, ou outras informações.

2.12.2.Este ponto é fulcral para a adaptação dos sistemas de deslastre que terá que se ser concluída até final de 2023.

2.12.3. Propomos que a solicitação de ativação, passe para 12.5 minutos em vez de 7.5 minutos.

2.12.4.Consideramos que a verificação do incumprimento deve ser vista apenas contabilizando a potência média do quarto de hora mobilizado, no entanto é necessário um esclarecimento detalhado.

2.12.5.Se a informação de previsão de consumo (Desagrega) se mantiver com potências médias iguais para os 4 períodos de quarto de hora da mesma hora, não será razoável que o cumprimento seja calculado em período de quarto de hora, pelo que se deve manter horário.

2.13. UPACs que não utilize a RESP. Proposta de termos e condições aplicáveis à Banda de Reserva de Restabelecimento de Frequência com ativação manual. Art. 5 e Procedimento 15. Ponto 8.d.

2.13.1. A regulamentação proposta indica: *“No caso de uma Unidade de Produção em Autoconsumo que não utilize a RESP a aferição do cumprimento da prestação do serviço será efetuada pelo saldo entre consumo e produção no ponto de interligação com a RESP”.*

2.13.2. Entendemos que **esta norma deve ser interpretada de forma a considerar como potência disponível para mobilização a soma de eletricidade tomada da RESP e da eletricidade gerada na UPAC.**

2.13.3. Propomos para isso que seja acrescentada uma norma para, no caso de mobilização, seja autorizada de forma excepcional a injeção da geração da UPAC.

2.13.4. Propomos também que as instalações prestadoras do serviço mFRR tenham prioridade de acesso à capacidade de injeção à rede nos seus projetos de autoconsumo renovável.

2.13.5. Caso contrário estaríamos a desincentivar o investimento em geração de autoconsumo renovável e a inviabilizar grande parte dos projetos em carteira. Temos, portanto, de compatibilizar a prestação de serviços de procura com o incentivo a construção de capacidade de geração renovável em autoconsumo, sendo ambas políticas fundamentais para a descarbonização do consumo elétrico industrial.

2.14. Relé de frequência

2.14.1. Entendemos que o relé de deslastre de frequência é um instrumento importante para a gestão da rede, pelo que se propõe a sua manutenção através de remuneração adicional.



Álvaro Álvarez
Administrador

ALVARO
ALVAREZ
ALMODOVAR
Assinado de forma digital por ALVARO ALVAREZ ALMODOVAR
Dados: 2023.11.08 17:39:18 Z

SIDERURGIA NACIONAL - EPL S.A.

From:
To: [Consulta Interessados ERSE](#)
Cc:
Subject: Consulta interessados 10/2023 R-Tecnicos/2023/4827
Date: 8 de novembro de 2023 19:05:25 **Attachments:**
[image001.png](#)

Exmos. Senhores,

Apresentamos os nossos comentários, sob a forma de questões, relativas ao pedido de esclarecimento 10/2023.

Questão 1

- Como será realizada a articulação de ofertas de mercado e ativação entre os produtos StandardmFRR e Específico de Reserva Rápida?

Questão 2

- De que forma se propõe implementar a minimização de arranques definida como objetivo noarticulado? Existirá alguma métrica dedicada à avaliação deste critério? Existirá alguma entidade a qual será atribuída a responsabilidade de avaliar esta métrica?

Questão 3

- Qual a forma de que se revestirá a presença de produtores nos leilões de banda BmFRR? Poderão ser realizadas ofertas apenas para alguns dos produtos? Pretende-se o concurso de instalações de produção, ou apenas de bombagem e armazenamento? Como será feita a articulação das ofertas de mercado com os outros produtos, mFRR e Reserva Rápida? Qual será o processo físico de ativação?

Sem outro assunto de momento, subscrevo-me

Chief Operations Officer





Consulta de Interessados n.º 10/2023

**Alteração do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema
para implementação do produto normalizado de Reservas de
Restabelecimento da Frequência com ativação manual**

Comentários da REN

COMENTÁRIOS À ALTERAÇÃO DO MANUAL DE PROCEDIMENTOS DA GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA PARA IMPLEMENTAÇÃO DO PRODUTO NORMALIZADO DE RESERVAS DE RESTABELECIMENTO DA FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO MANUAL

1. Geral - Enquadramento

Considera-se que a proposta apresentada pela ERSE na CI n.º 10/2023 ao acolher uma parte substancial do que foi proposto pela REN à ERSE no documento relativo à alteração da redação do MPGGS, é genericamente positiva.

Nos pontos seguintes elencam-se alguns dos temas, que são objeto de propostas de alteração elaboradas pela REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A. (REN), com o objetivo de tornar a redação do MPGGS adequada à operacionalização e gestão do SEN. As alterações propostas pela REN incidem, assim, nos seguintes tópicos:

- Regras Especiais de participação da procura no mercado de serviços de sistema
- Definições
- Agente de Mercado vs BSP
- Agente de Mercado vs BRP
- Arranque de Grupos Termoelétricos
- Definição e Características do Produto Específico Transitório de Reserva Rápida de Restabelecimento da Frequência com Ativação Manual
- Área de Ofertas Participantes
- Restrição técnica para a transições do programa na interligação
- Coordenação entre o GGS e o ORD
- Publicação da descrição detalhada do processo de contratação de mFRR e do algoritmo utilizado no processo de contratação europeu de mFRR
- Ações Coordenadas de Balanço
- Contingências a considerar, na análise e critérios de segurança, e planos de segurança da GGS
- Reajuste do programa previsto para a resolução de restrições técnicas no PDBF
- Definição do serviço de Reservas de Restabelecimento da Frequência com ativação manual (mFRR)
- Entidades participantes no Mercado de Serviços de sistema
- Valorização do Serviço de mFRR
- Liquidação aos BSP
- Desvio
- Comunicação das ativações de RR e mFRR relativas a Instalações de Consumo
- Disposições Transitórias e Finais

2. Regras Especiais de participação da procura mercado de serviços de sistema

De modo a que a REN possa neutralizar, nos termos da regulamentação europeia, os efeitos de mobilizações de mFRR ou de RR de consumidores que participem no mercado de serviços de sistema, enquanto BSP, considera-se necessário que o Operador Logístico de Mudança de Comercializador forneça à REN, na sua qualidade de gestor global do SEN, informação sobre o Comercializador contratado a fornecer energia elétrica a cada instalação consumidora participante. Face ao exposto propõe-se a seguinte alteração.

Ponto	Proposta de Redação	Proposta de Alteração
Novo Artigo	(novo artigo)	Para efeito da presente Diretiva, enquanto não for atribuída a licença de Operador Logístico de Mudança de Comercializador e Agregador, nos termos do artigo 153.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, o Operador Logístico de Mudança de Comercializador assegura a troca de informação com o GGS, para que este possa efetuar a segregação das carteiras de BRP, sempre que aplicável.

3. Definições

Propõe-se a seguinte alteração na redação da seguinte definição:

Ponto	Proposta de Redação do MPGGS	Proposta de Alteração
g)	g) Banda de Reserva de Restabelecimento da Frequência com ativação manual - Margem de variação da potência em que uma Área de Ofertas pode ser mobilizada a subir, através duma ativação programada, num tempo inferior a 12,5 minutos, partindo do ponto de funcionamento em que se encontra e que seja entregue num período de 5 minutos;	g) Banda de Reserva de Restabelecimento da Frequência com ativação manual - Margem de variação da potência em que uma Área de Ofertas pode ser mobilizada a subir, através duma duma de uma ativação programada, num tempo inferior a 12,5 minutos, partindo do ponto de funcionamento em que se encontra e que seja entregue num período de 5 minutos;

4. Agente de Mercado vs BSP

Tendo em atenção o âmbito da presente consulta de interessados, i.e., a adaptação do MPGGS para incorporar as alterações à implementação do produto normalizado de mFRR, considera-se extemporâneo realizar a referida alteração que, na opinião da REN, deve ser acompanhada de uma alteração mais profunda do Procedimento n.º 9 do MPGGS.

Ponto	Proposta de Redação do MPGGS	Proposta de Alteração
5 Proc n.º 7	d) Para o horizonte de programação, o BSP deve fornecer indicação do número de minutos necessário para realização do paralelo dos grupos, tendo em atenção o estado em que se encontram os grupos termoelétricos.	d) Para o horizonte de programação, o Agente de Mercado BSP deve fornecer indicação do número de minutos necessário para realização do paralelo dos grupos, tendo em atenção o estado em que se encontram os grupos termoelétricos.
6 Proc n.º 9	i)A GGS deverá receber dos BSP, a informação relativa à repartição por Unidade Física, da energia programada no PDBF, em cada Unidade de Programação;	i)A GGS deverá receber dos Agentes de Mercado BSP , a informação relativa à repartição por Unidade Física, da energia programada no PDBF, em cada Unidade de Programação;

Adicionalmente, tendo em atenção que as repartições por Unidades Físicas têm impacto nos mercados de serviços de sistema, nomeadamente, na definição do ponto de funcionamento que deve ser tido em

consideração para a prestação do serviço de regulação secundária e na validação das ofertas que serão apresentadas, consideramos que é uma responsabilidade do BSP e não do Agente de Mercado.

Ponto	Proposta de Redação do MPGGS	Proposta de Alteração
35 Proc n.º 7	O Agente de Mercado comunica à GGS as repartições quarto-horárias, por Unidade Física, da programação resultante da participação no mercado diário, no mercado intradiário e através de contratação bilateral.	O Agente de Mercado BSP comunica à GGS as repartições quarto-horárias, por Unidade Física, da programação resultante da participação no mercado diário, no mercado intradiário e através de contratação bilateral.
36 Proc n.º 7	As repartições quarto-horárias, por Unidade Física, apresentadas pelo Agente de Mercado devem respeitar as declarações de disponibilidade, as limitações impostas pela GGS e a Banda de Regulação Secundária contratada em cada Unidade Física.	As repartições quarto-horárias, por Unidade Física, apresentadas pelo Agente de Mercado BSP devem respeitar as declarações de disponibilidade, as limitações impostas pela GGS e a Banda de Regulação Secundária contratada em cada Unidade Física.
37 Proc n.º 7	Nas situações em que a receção do PIBCIC após o mercado intradiário contínuo não ocorra até 10 minutos após o fecho de negociação, a GGS considera, para efeitos da operação dos mercados de serviços de sistema, a repartição por Unidade Física comunicada pelo Agente de Mercado.	Nas situações em que a receção do PIBCIC após o mercado intradiário contínuo não ocorra até 10 minutos após o fecho de negociação, a GGS considera, para efeitos da operação dos mercados de serviços de sistema, a repartição por Unidade Física comunicada pelo Agente de Mercado BSP .
38 Proc n.º 7	Se até 10 minutos após o fecho da negociação não for recebido o PIBCIC e se o Agente de Mercado não procedeu à atualização da repartição por Unidade Física, a GGS utiliza a última repartição por Unidade Física válida.	Se até 10 ao minutos 10 após o fecho da negociação não for recebido o PIBCIC e se o Agente de Mercado BSP não procedeu à atualização da repartição por Unidade Física, a GGS utiliza a última repartição por Unidade Física válida.

5. Agente de Mercado vs BRP

Não se considera adequado que o Agente de Mercado não tenha visibilidade sobre as limitações, que foram impostas às suas Unidades de Oferta, porque estas irão restringir, de forma potencialmente relevante, a possibilidade de realizar transações no mercado, nomeadamente intradiários (sessões regionais e mercado contínuo). Desta forma, propõem-se as seguintes alterações:

Ponto	Proposta de Redação do MPGGS	Proposta de Alteração
55 Proc n.º 9	Como resultado do processo de resolução de restrições técnicas no PDBF, a GGS põe à disposição do ONME, do ORD, dos BRP e dos BSP, nos prazos estabelecidos neste Manual, a seguinte informação: ... c) Informação que a GGS coloca à disposição dos BRP:	Como resultado do processo de resolução de restrições técnicas no PDBF, a GGS põe à disposição do ONME, do ORD, dos Agentes de Mercado BRP BSP e dos BSP, nos prazos estabelecidos neste Manual, a seguinte informação: ... c) Informação que a GGS coloca à disposição dos Agentes de Mercado BRP BSP :
56 Proc n.º 9	A GGS coloca à disposição do ONME, do ORD, dos BRP e dos BSP qualquer atualização dos ficheiros resultante do processo de resolução de restrições técnicas no PDBF.	A GGS coloca à disposição do ONME, do ORD, dos Agentes de Mercado BRP BSP e dos BSP qualquer atualização dos ficheiros resultante do processo de resolução de restrições técnicas no PDBF.

6. Arranque de Grupos Termoelétricos

No parágrafo 19.º do Procedimento n.º 7 do MPGGS é indicado que a GGS deve ter em conta “*as ofertas de reserva disponíveis de unidades físicas não obrigadas à prestação do serviço*” no entanto, considera-se que no momento em que a GGS toma a decisão de arrancar um grupo termoelétrico as ofertas que foram apresentadas pelos BSPs não são firmes, isto é, só podem ser consideradas firmes após o fecho do período de receção de ofertas de mFRR ou RR que é 25 e 60 minutos antes do período de entrega, respetivamente.

Entre o momento em que a GGS toma a decisão de arrancar grupos termoelétricos e o fecho do período de receção das ofertas, as ofertas de mFRR e RR podem ser removidas/substituídas e, por consequência, o GGS estaria a assumir um risco que poderia por em causa a segurança do abastecimento.

Ponto	Proposta de Redação do MPGGS	Proposta de Alteração
19 Proc n.º 7	Quando se preveja um desequilíbrio entre a geração e o consumo que origine um valor abaixo do valor mínimo de segurança de mFRR ou de RR, incluindo as ofertas de reserva disponíveis de unidades físicas não obrigadas à prestação do serviço, a GGS requer o arranque de grupos termoelétricos	Quando se preveja um desequilíbrio entre a geração e o consumo que origine um valor abaixo do valor mínimo de segurança de mFRR ou de RR, incluindo as ofertas de reserva disponíveis de unidades físicas não obrigadas à prestação do serviço, a GGS requer o arranque de grupos termoelétricos

7. Definição e Características do Produto Específico Transitório de Reserva Rápida de Restabelecimento da Frequência com Ativação Manual

A REN propõe uma clarificação à descrição do serviço, uma vez que se considera que o mesmo poderá ser mobilizado não apenas como uma antecipação ou adiamento do programa de Áreas de Ofertas, mas também como uma alteração ao seu programa para o caso da resolução de congestionamentos de rede, podendo afetar o programa resultante de ativação de ofertas programadas ou diretas de mFRR das instalações habilitadas do SEN.

Ponto	Proposta de Redação do MPGGS	Proposta de Alteração
2 Proc n.º 13-A	O produto transitório de reserva rápida possibilita a antecipação ou adiamento do programa de Áreas de Ofertas específicas, por forma a 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 rápida de modo a evitar que o SEN se encontre no estado de emergência ou para recuperar deste estado.	O produto transitório de reserva rápida possibilita a antecipação ou adiamento alteração do programa de Áreas de Ofertas específicas, por forma a resolver em tempo real as restrições técnicas resultantes das transições do programa estabelecido na interligação internacional, com antecipação ou adiamento do respetivo programa, e a resolução de congestionamentos que necessitem de uma ação rápida de modo a evitar que o SEN se encontre no estado de emergência ou para recuperar deste estado.
5 Proc n.º 13-A	O serviço transitório de reserva rápida consiste na alteração do programa das Áreas de Ofertas mobilizadas, antecipando ou adiando o seu programa resultante do mercado diário, do mercado intradiário, da contratação bilateral, das reservas de reposição e de ativação programada de mFRR.	O serviço transitório de reserva rápida consiste na alteração do programa das Áreas de Ofertas mobilizadas, de acordo com os seguintes processos: ,antecipando ou adiando o seu programa resultante do mercado diário, do mercado intradiário, da contratação bilateral, das reservas de reposição e de ativação programada de mFRR.

- I. Antecipação ou adiamento do programa de Áreas de Oferta resultante do mercado diário, do mercado intradiário, da contratação bilateral e de reservas de reposição, para garantia de realização em segurança das transições do programa da interligação.
- II. Alteração do programa de Áreas de Ofertas resultante do mercado diário, do mercado intradiário, da contratação bilateral, de reservas de reposição e de ativação de mFRR, para resolução de congestionamentos

De modo a possibilitar os objetivos preconizados para este produto específico considera-se que o período de entrega deverá ter um tempo mínimo de 1 minuto e máximo de 12.5 minutos. A duração máxima do período de entrega tem que ser suficiente para permitir uma mobilização do mesmo volume pelo produto estandardizado mFRR. Relembra-se que o produto específico é um escalão, isto é, não têm rampa e, por consequência deverá ter um período de entrega superior a 5 minutos.

Ponto	Proposta de Redação do MPGGS	Proposta de Alteração
Tabela Proc n.º 13-A	Modo de ativação	Direta Manual
	Duração mínima do Período de Entrega: 5 minutos	Duração mínima do Período de Entrega: 5 -1 minutos
	Duração máxima do Período de Entrega: 5 minutos	Duração máxima do Período de Entrega: 12,5 minutos
	(nova linha)	Período de rampa: 0 minutos
	(nova linha)	Período de desmobilização: 0 minutos

8. Área de Ofertas Participantes

A REN é da opinião que não se pode considerar como critério as Áreas de Ofertas ativadas para prestar mFRR porque para poder-se evitar arranque de grupos, terá de se empregar outro critério. Face ao exposto, propõe-se que se utilize como critério as ofertas de mFRR apresentadas pelos BSPs.

Considera-se que este critério é aceitável, durante este período transitório, e que outro critério, nesta fase transitória, pode atrasar a entrada em funcionamento.

Ponto	Proposta de Redação do MPGGS	Proposta de Alteração
7 Proc n.º 13-A	As Áreas de Ofertas ativadas para prestar mFRR, em ativação programada, no período quarto-horário em curso ou no período seguinte consideram-se elegíveis para a prestação do serviço transitório de reserva rápida, podendo ser mobilizadas pela GGS.	As Áreas de Ofertas ativadas para as quais se tenham apresentado ofertas de mFRR para prestar mFRR , em ativação programada, no período quarto-horário em curso ou no período seguinte consideram-se elegíveis para a prestação do serviço transitório de reserva rápida, podendo ser mobilizadas pela GGS.
10 Proc n.º 13-A	c) ii) A GGS seleciona ainda as Áreas de Ofertas sinalizadas pelo respetivo BSP como aptas à prestação do serviço, mesmo que não estejam programadas no período de 15 minutos corrente, nem no subsequente	c) ii) A GGS pode, ainda , selecionar ainda as Áreas de Ofertas que não estejam programadas no período de 15 minutos corrente, nem no subsequente, desde que estejam devidamente sinalizadas, pelo respetivo BSP, como aptas à prestação do serviço; mesmo que não estejam programadas no período de 15 minutos corrente, nem no subsequente
10 Proc n.º 13-A	c) iv) A GGS tem em conta o preço das ofertas de mFRR com ativação direta das Áreas de Ofertas que tenham sido identificadas nas alíneas anteriores.	c) iv) A GGS tem em conta o preço das ofertas de mFRR com ativação programada e direta das Áreas de Ofertas que tenham sido identificadas nas alíneas anteriores.

9. Restrição técnica para a transições do programa na interligação

O serviço transitório de reserva rápida pode cativar ofertas de mFRR de ativação programada e direta, dependendo do momento em que se identifica a necessidade de antecipar ou adiar o programa da(s) Área(s) de Ofertas.

Ponto	Proposta de Redação do MPGGS	Proposta de Alteração
2 Proc n.º 13-A	O serviço transitório de reserva rápida consiste na alteração do programa das Áreas de Ofertas mobilizadas, antecipando ou adiando o seu programa resultante do mercado diário, do mercado intradiário, da contratação bilateral, das reservas de reposição e de ativação programada de mFRR.	O serviço transitório de reserva rápida consiste na alteração do programa das Áreas de Ofertas mobilizadas , antecipando ou adiando o seu programa resultante do mercado diário, do mercado intradiário, da contratação bilateral, das reservas de reposição e de ativação programada e direta de mFRR.
3 Proc n.º 13-A	As Áreas de Ofertas ativadas para prestar mFRR, em ativação programada, no período quarto-horário em curso ou no período seguinte consideram-se elegíveis para a prestação do serviço transitório de reserva rápida, podendo ser mobilizadas pela GGS.	As Áreas de Ofertas ativadas para prestar mFRR, em ativação programada e direta , no período quarto-horário em curso ou no período seguinte consideram-se elegíveis para a prestação do serviço transitório de reserva rápida, podendo ser mobilizadas pela GGS.
4 Proc n.º 13-A	iv) A GGS tem em conta o preço das ofertas de mFRR com ativação direta das Áreas de Ofertas que tenham sido identificadas nas alíneas anteriores.	iv) A GGS tem em conta o preço das ofertas de mFRR com ativação programada e direta das Áreas de Ofertas que tenham sido identificadas nas alíneas anteriores.

10. Coordenação entre o GGS e o ORD

Tendo em atenção o reduzido tempo compreendido entre o período de fecho de receção das ofertas e o momento de submissão das ofertas para a plataforma europeia, para a execução dos processos necessários, considera-se que o ORD, tal como proposto no ponto 66, deve submeter as limitações às Unidades Físicas, que serão tidas em conta no processo de validação das ofertas de mFRR.

Adicionalmente, as Ofertas de mFRR serão por Área de Ofertas e não por Unidade Física o que impossibilita uma validação ao nível de instalação/ponto de injeção por parte do ORD.

Face ao exposto, propõe-se a seguinte alteração.

Ponto	Proposta de Redação do MPGGS	Proposta de Alteração
67 Proc n.º 13	A validação da viabilidade técnica das ofertas de mFRR pelo ORD é feita em cooperação com a GGS, previamente à ativação das reservas.	A identificação, pelo ORD, das limitações que serão aplicadas às Unidades Físicas ligadas na sua rede, que serão tidas em conta pela GGS na validação da viabilidade técnica das ofertas de mFRR, pelo ORD é feita em cooperação com a GGS, previamente à ativação das reservas.

11. Publicação da descrição detalhada do processo de contratação de mFRR e do algoritmo utilizado no processo de contratação europeu de mFRR

Considerando a natureza europeia desta troca de reservas, a descrição detalhada do processo de contratação de mFRR e do algoritmo, utilizado no processo de contratação europeu de mFRR, será acessível ou por publicação de documento ou pela ligação que o GGS publica no seu sítio na internet para a página da ENTSO-E que contém a referida informação completa e permanentemente atualizada com todas as alterações ao projeto *Manually Activated Reserves Initiative (MARI)*.

Só assim será, plenamente, assegurada a necessária coerência e homogeneidade com a informação relevante publicada ao nível europeu. Assim, propõe-se:

Ponto	Proposta de Redação do MPGGS	Proposta de Alteração
97 Proc n.º 13	A GGS publica no seu sítio na Internet um documento com a descrição detalhada do processo de contratação de mFRR e do algoritmo utilizado no processo de contratação europeu de mFRR através da plataforma europeia de contratação de mFRR, no prazo correspondente ao início da implementação do serviço, mantendo essa informação atualizada.	A GGS publica disponibiliza no seu sítio na Internet o documento ou o endereço da página da internet dedicada onde está publicada um documento com a descrição detalhada do processo de contratação de mFRR e do algoritmo utilizado no processo de contratação europeu de mFRR através da plataforma europeia de contratação de mFRR, no prazo correspondente ao início da implementação do serviço, mantendo essa informação atualizada.

12. Ações Coordenadas de Balanço

Sublinha-se que a metodologia de partilha dos custos de redespacho e trocas compensatórias, previstas no Regulamento (UE) 2015/1222, da Comissão, de 24 de julho, que estabelece orientações para a atribuição de capacidade e a gestão de congestionamentos, determina que as Ações Coordenadas de Balanço passarão a ser valorizadas ao preço de desvio. Assim, considera-se que somente após o início da sua aplicação é que as mobilizações de mFRR, para desagravamento do desvio do sistema, deverão ser tidas em conta na formação do preço do desvio.

Ponto	Proposta de Redação do MPPGS	Proposta de Alteração
23 Proc n.º 20	Para a resolução de uma Ação Coordenada de Balanço, a mobilização de mFRR para desagravamento do desvio do sistema é identificada, mas não é considerada na formação do preço do desvio, para o devido tratamento no Procedimento de Liquidação.	Para a resolução de uma Ação Coordenada de Balanço, a mobilização de mFRR para desagravamento do desvio do sistema é identificada, mas não é considerada na formação do preço do desvio, para o devido tratamento no Procedimento de Liquidação.
7 Disp Trans	Até à aprovação das metodologias de partilha dos custos de redespacho e trocas compensatórias previstas no Regulamento (UE) 2015/1222, da Comissão, de 24 de julho, que estabelece orientações para a atribuição de capacidade e a gestão de congestionamentos, a valorização da energia das ações coordenadas de balanço a que se refere a secção 3.3 do Procedimento 20, sobre a gestão da interligação, é efetuada ao preço marginal do mercado diário da área inicialmente importadora, com direito de recebimento pela energia não recebida, decomposta em duas parcelas de acordo com o estabelecido no Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da interligação Portugal-Espanha, aprovado pela ERSE no âmbito do RARI.	Até à aplicação aprovação das metodologias de partilha dos custos de redespacho e trocas compensatórias previstas no Regulamento (UE) 2015/1222, da Comissão, de 24 de julho, que estabelece orientações para a atribuição de capacidade e a gestão de congestionamentos, a valorização da energia das ações coordenadas de balanço a que se refere a secção 3.3 do Procedimento 20, sobre a gestão da interligação, é efetuada ao preço marginal do mercado diário da área inicialmente importadora, com direito de recebimento pela energia não recebida, decomposta em duas parcelas de acordo com o estabelecido no Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da interligação Portugal-Espanha, aprovado pela ERSE no âmbito do RARI, e a mobilização de mFRR para desagravamento do desvio do sistema que esteja associada a uma Ação Coordenada de Balanço é identificada, mas não é considerada na formação do preço do desvio, para o devido tratamento no Procedimento de Liquidação.

13. Contingências a considerar na análise e critérios de segurança, e planos de segurança da GGS

Tendo em consideração que um centro eletroprodutor não está associado a uma instalação de armazenamento, propõe-se uma clarificação no sentido de incluir a falha simples de um grupo em modo bombagem nas análises de segurança da GGS.

No âmbito dos critérios de segurança propomos a inclusão da verificação da existência de mFRR, uma vez que a resolução de congestionamentos está associada à existência deste produto.

Na opinião da REN, os Planos de Salvaguarda devem contemplar medidas com o objetivo de prevenir o desencadeamento de incidentes que possam ter uma importante repercussão negativa tanto no abastecimento de energia elétrica como no funcionamento das instalações de produção, bombagem,

armazenamento e de consumo, não devendo ficar circunscrito às instalações que estão identificadas como utilizadores de rede significativos. Relativamente aos planos de teledisparo propõe-se a não incorporação das instalações de consumo nestes planos.

Propõe-se eliminar as Secções 6.2.1 e 6.2.2 descritivas dos Planos de Deslastre Automático de Cargas e Deslastre Seletivo de Cargas uma vez que estes planos ficam remetidos para o 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, conforme secção 6.4.

Ponto	Proposta de Redação do MPGGS	Proposta de Alteração
7 Proc n.º 6	Os estudos de análise de segurança devem contemplar, como carácter geral, a falha simples de um qualquer dos elementos do sistema (Critério N-1): grupo gerador ou instalação de produção ou de armazenamento (no modo de injeção ou de consumo), circuito de linha, transformador ou reactância, bem como considerar as seguintes contingências:	Os estudos de análise de segurança devem contemplar, como carácter geral, a falha simples de um qualquer dos elementos do sistema (Critério N-1): grupo gerador ou instalação de produção (no modo gerador ou bomba) ou de armazenamento (no modo de injeção ou de consumo), circuito de linha, transformador ou reactância, bem como considerar as seguintes contingências:
10 Proc n.º 6	A tabela seguinte resume os critérios de segurança face às contingências, sendo que, em todas as situações, deve-se verificar que: a) Não existe corte de consumos; b) frequência se encontra dentro das margens estabelecidas pelas regras da ENTSO-E; c) Existe a reserva de regulação primária e secundária disponível estabelecida no presente Procedimento.	A tabela seguinte resume os critérios de segurança face às contingências, sendo que, em todas as situações, deve-se verificar que: a) Não existe corte de consumos; b) frequência se encontra dentro das margens estabelecidas pelas regras da ENTSO-E; c) Existe a reserva de regulação primária, secundária e de restabelecimento da frequência com ativação manual disponível estabelecida no presente Procedimento.
45 Proc n.º 6	Os Planos de Salvaguarda contemplam as medidas a adotar para evitar que o SEN se encontre fora do estado normal ou, se isso acontecer, para recuperar esse estado no menor tempo possível, com o objetivo de prevenir o desencadeamento de incidentes que possam ter uma importante repercussão negativa tanto no abastecimento de energia elétrica como no funcionamento das instalações de produção, bombagem, armazenamento e de consumo, identificadas como utilizadores de rede significativos.	Os Planos de Salvaguarda contemplam as medidas a adotar para evitar que o SEN se encontre fora do estado normal ou, se isso acontecer, para recuperar esse estado no menor tempo possível, com o objetivo de prevenir o desencadeamento de incidentes que possam ter uma importante repercussão negativa tanto no abastecimento de energia elétrica como no funcionamento das instalações de produção, bombagem, armazenamento e de consumo, identificadas como utilizadores de rede significativos.
46 Proc n.º 6	As ações corretivas pós-contingência, incluindo planos de teledisparo das instalações de produção, bombagem, armazenamento e de consumo, identificadas como utilizadores de rede significativos, que os operadores devem adotar para devolver o sistema ao estado normal de funcionamento.	As ações corretivas pós-contingência, incluindo planos de teledisparo das instalações de produção, bombagem e de armazenamento e de consumo , identificadas como utilizadores de rede significativos , que os operadores devem adotar para devolver o sistema ao estado normal de funcionamento.
47 Proc n.º 6	Nos planos de salvaguarda, a GGS pode estabelecer planos de teledisparo de instalações de produção, bombagem, armazenamento e de consumo, identificadas como utilizadores de rede significativos ou	Nos planos de salvaguarda, a GGS pode estabelecer planos de teledisparo de instalações de produção, bombagem e de armazenamento e de consumo , identificadas como utilizadores de rede

outros elementos da RNT em zonas congestionadas, nas quais determinadas contingências possam provocar sobrecargas ou a perda de estabilidade nessa zona de rede.

significativos ou outros elementos da RNT em zonas congestionadas, nas quais determinadas contingências possam provocar sobrecargas ou a perda de estabilidade nessa zona de rede.

51-61 (...)
 Proc n.º 6

Eliminação integral da secção “6.2.1 Deslastre Automático de Cargas”

62-67 (...)
 Proc n.º 6

Eliminação integral da secção “6.2.2 Deslastre Seletivo de Cargas”

14. Reajuste do programa previsto para a resolução de restrições técnicas no PDBF

Propõe-se não restringir o reajuste do programa previsto para a resolução de restrições técnicas no PDBF às indisponibilidades (parciais ou totais) das Unidades de Produção. Julga-se que deve prever-se o ajuste para situações de indisponibilidades em geral (como por exemplo para a bombagem).

Ponto	Proposta de Redação do MPGGS	Proposta de Alteração
Secção 2.6	<u>2.6 Indisponibilidades das unidades de produção após publicação do PDBF</u>	<u>2.6 Indisponibilidades das unidades de produção físicas após publicação do PDBF</u>
52 Proc n.º 9	No caso de uma indisponibilidade parcial ou total, para o dia objeto da programação, numa Unidade de Produção programada e limitada para a resolução de restrições técnicas no PDBF, antes das 12:00 horas, a GGS reajusta o programa previsto para a resolução de restrições técnicas no PDBF, de acordo com a última informação disponível em relação às indisponibilidades das Unidades de Produção.	No caso de uma indisponibilidade parcial ou total, para o dia objeto da programação, duma de uma Unidade de Produção Física programada e limitada para a resolução de restrições técnicas no PDBF, antes das 12:00 horas, a GGS reajusta o programa previsto para a resolução de restrições técnicas no PDBF, de acordo com a última informação disponível em relação às indisponibilidades das Unidades de Produção Físicas .
53 Proc n.º 9	Se a informação for recebida após as 12:00 horas, a GGS procede à publicação do PDVD sem considerar a referida indisponibilidade da Unidade de Produção, abordando a resolução da restrição técnica após a publicação do PDVD, utilizando para o efeito as ofertas referidas no ponto Error! Reference source not found. do presente Procedimento.	Se a informação for recebida após as 12:00 horas, a GGS procede à publicação do PDVD sem considerar a referida indisponibilidade da Unidade de Produção Física , abordando a resolução da restrição técnica após a publicação do PDVD, utilizando para o efeito as ofertas referidas no ponto Error! Reference source not found. do presente Procedimento.
54 Proc n.º 9	Uma vez declarada a indisponibilidade de uma Unidade de Produção e tendo ela sido considerada no processo de resolução de restrições técnicas no PDBF, sem que tenham sido aplicadas sobre a dita unidade limitações de programa por razões de segurança, o Agente de Mercado pode recorrer ao mercado intradiário para recomprar o programa previsto no PDVD e que não pôde produzir.	Uma vez declarada a indisponibilidade de uma Unidade de Produção Física e tendo ela sido considerada no processo de resolução de restrições técnicas no PDBF, sem que tenham sido aplicadas sobre a dita unidade limitações de programa por razões de segurança, o Agente de Mercado pode recorrer ao mercado intradiário para recomprar o programa previsto no PDVD e que não pôde produzir.

15. Definição do serviço de Reservas de Restabelecimento da Frequência com ativação manual

Propõe-se a consideração de que os níveis das reservas primária e secundária podem se esgotados, perante incidências que provoquem desequilíbrios entre a geração e o consumo, e que a restituição de ambas será garantida com a ativação da mFRR.

Ponto	Proposta de Redação do MPGGG	Proposta de Alteração
4 Proc n.º 13	A energia de mFRR é mobilizada para assegurar a correta exploração do SEN, nomeadamente quando, perante incidências que provoquem desequilíbrios entre a geração e o consumo capazes de esgotar as reservas de restabelecimento da frequência com ativação automática existentes, a cobertura do consumo e o funcionamento em segurança do sistema exigem uma reserva adicional de potência ativa.	A energia de mFRR é mobilizada para assegurar a correta exploração do SEN, nomeadamente quando, perante incidências que provoquem desequilíbrios entre a geração e o consumo capazes de esgotar as reservas de restabelecimento da frequência com ativação automática existentes, as reservas primária e secundária, a cobertura do consumo e o funcionamento em segurança do sistema exigem uma reserva adicional de potência ativa.
5 Proc n.º 13	A restituição dos níveis de reservas de restabelecimento da frequência necessários deve ser garantida através da ativação de mFRR, com uma antecedência que permita a sua execução, nos termos definidos nas características do serviço.	A restituição dos níveis de das reservas de restabelecimento da frequência reservas primária e secundária necessários deve ser garantida através da ativação de mFRR, com uma antecedência que permita a sua execução, nos termos definidos nas características do serviço.

16. Entidades participantes no Mercado de Serviços de sistema

Não estão previstos requisitos respeitantes à redundância de Centros de Controlo, comunicações e à operacionalidade contínua dos Agentes de Mercado, que participam no Mercado de Serviços de Sistema. Neste sentido propomos a inclusão de um novo ponto, de forma a clarificar que os Agentes de Mercado habilitados a prestar serviços de sistema e identificados como utilizadores de rede significativos estão sujeitos aos requisitos mínimos, conforme estabelecido no 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 (Regulamento ER).

Relativamente às Unidades Físicas participantes no mercado de mFRR, propomos não limitar a participação neste mercado às Unidades Físicas correspondentes aos geradores mencionados no Regulamento de Operação das Redes. Neste sentido, propomos um complemento ao texto do ponto 19 do procedimento 13, dando a possibilidade de participação facultativa a outras Unidades Físicas.

Ponto	Proposta de Redação	Proposta de Alteração
(novo ponto na secção 5)	(novo ponto na secção 3)	Os Agentes de Mercado habilitados a participar no Mercado de Serviços de Sistema e identificados

como utilizadores de rede significativos devem possuir Centros de Controlo, com a capacidade de assegurar uma operação em contínuo, equipados com os meios materiais e humanos necessários para receberem e executarem as ativações de mFRR, emitidas pela GGS. Desta forma, deverá ser assegurada a existência de um centro de controlo principal e um centro de controlo redundante, sendo que pelo menos um deles se localiza em território nacional, e a existência de canais de comunicações redundantes, diretamente ligados ao sistema informático da GGS, de acordo com o disposto no Regulamento ER.

19
Proc n.º 13

As Unidades Físicas correspondentes aos geradores mencionados no Regulamento de Operação das Redes como tendo obrigação de prestação do serviço de mFRR, ou as Unidades Físicas para quem as primeiras tenham transferido contratualmente essa obrigação, sob validação da GGS, bem como as instalações que tenham contratado a prestação do serviço de mFRR, nomeadamente através do mercado de banda, devem obter a respetiva habilitação nos termos da presente secção.

As Unidades Físicas correspondentes aos geradores mencionados no Regulamento de Operação das Redes como tendo obrigação de prestação do serviço de mFRR, ou as Unidades Físicas para quem as primeiras tenham transferido contratualmente essa obrigação, sob validação da GGS, bem como as instalações que tenham contratado a prestação do serviço de mFRR, nomeadamente através do mercado de banda, devem obter a respetiva habilitação nos termos da presente secção. *As restantes Unidades Físicas podem participar, na prestação deste serviço de sistema, desde que tenham uma capacidade de oferta superior a 1 MW e obtenham a correspondente habilitação junto da GGS, que a outorgará a todas as Unidades Físicas, que demonstrem capacidade técnica e operativa para prestar este serviço nas condições requeridas.*

17. Valorização do Serviço de mFRR

Propõe-se que a harmonização da valorização da energia de mFRR resultante das ofertas de mFRR ativadas, bem como das necessidades de mFRR satisfeitas no processo de ativação direta para a zona LFC portuguesa, com as mesmas regras acordadas para a plataforma europeia.

Ponto	Proposta de Redação	Proposta de Alteração
13 Proc n.º 13	A energia de mFRR resultante das ofertas de mFRR ativadas, bem como das necessidades de mFRR satisfeitas no processo de ativação programada, valoriza-se em cada período de entrega ao correspondente preço marginal de mFRR com ativação programada da zona LFC portuguesa.	A energia de mFRR resultante das ofertas de mFRR ativadas, bem como das necessidades de mFRR satisfeitas no processo de ativação programada, valoriza-se em cada período de entrega ao correspondente preço marginal de mFRR com ativação programada da zona LFC portuguesa. A energia de mFRR resultante das ofertas de mFRR ativadas, bem como das necessidades de mFRR

A energia de mFRR resultante das ofertas de mFRR ativadas, bem como das necessidades de mFRR satisfeitas no processo de ativação direta, em cada sentido de regulação, valoriza-se em cada período de entrega ao correspondente preço marginal de mFRR, no respetivo sentido de regulação, do processo de ativação direta da zona LFC portuguesa.

satisfeitas no processo de ativação direta da zona LFC portuguesa, em cada sentido de regulação, valoriza-se em cada período de entrega ao correspondente preço marginal de mFRR, no respetivo sentido de regulação, do processo de ativação direta da zona LFC portuguesa, para o período de ativação (QH) e para o período seguinte ao de ativação (QH+1), ao correspondente preço, para o sentido de regulação a subir:

$$\text{Preço Subir}_{AD}(t = QH) = \text{Máx}(\text{Preço Marginal}_{AP}(t = QH); \text{Preço Marginal Subir}_{AD}(t = QH))$$

$$\text{Preço Subir}_{AD}(t = QH + 1) = \text{Máx}(\text{Preço Marginal}_{AP}(t = QH + 1); \text{Preço Marginal Subir}_{AD}(t = QH))$$

Ou, para o sentido de regulação a baixar:

$$\text{Preço Baixar}_{AD}(t = QH) = \text{Min}(\text{Preço Marginal}_{AP}(t = QH); \text{Preço Marginal Baixar}_{AD}(t = QH))$$

$$\text{Preço Baixar}_{AD}(t = QH + 1) = \text{Min}(\text{Preço Marginal}_{AP}(t = QH + 1); \text{Preço Marginal Baixar}_{AD}(t = QH))$$

18. Liquidação aos BSP

A valorização da Energia de Regulação Secundária e da energia de mFRR não estão detalhados na equação que determina os direitos de recebimento ou obrigações de pagamento de cada BSP do procedimento nº22.

O serviço transitório de reserva rápida pode cativar ofertas de ativação programada e direta, dependendo do momento em que se identifica a necessidade de antecipar ou adiar o programa da(s) Área(s) de Ofertas, por este motivo, propomos que se considere também na equação de direitos de recebimento ou obrigações de pagamento do BSP a valorização da energia de restrição técnica para as transições do programa na interligação afeta a ativações de mFRR programadas.

Ponto	Proposta de Redação	Proposta de Alteração
5.1 Proc n.º 22	$LIQ^{BSP}(t, a) = RTPDVD^{BSP}(t, a) + RTPHF^{BSP}(t, a) + RTTPI^{BSP}(t, a) + ACB^{BSP}(t, a) + RCC^{BSP} + PC^{BSP}(t, a) + EVD^{BSP}(t, a) + mFRR^{BSP}(t, a) + BRS^{BSP}(t, a) + BRR^{BSP}(t, a) + RR^{BSP}(t, a) + EIID^{BSP}(t, a) + CB^{BSP}(t, a)$	$LIQ^{BSP}(t, a) = RTPDVD^{BSP}(t, a) + RTPHF^{BSP}(t, a) + RTTPI^{BSP}(t, a) + ACB^{BSP}(t, a) + RCC^{BSP} + PC^{BSP}(t, a) + EVD^{BSP}(t, a) + mFRR^{BSP}(t, a) + BRS^{BSP}(t, a) + BRR^{BSP}(t, a) + RS^{BSP}(t, a) + RR^{BSP}(t, a) + EIID^{BSP}(t, a) + CB^{BSP}(t, a)$
5.1.3 Proc n.º 22	$RTTPI^{BSP}(t, a) = \sum_{ao \in a} VERTTPIADS(t, ao) + \sum_{ao \in a} VERTTPIADB(t, ao)$ <p>Onde:</p> <p>...</p>	$RTTPI^{BSP}(t, a) = \sum_{ao \in a} VERTTPIAP(t, ao) + \sum_{ao \in a} VERTTPIADS(t, ao) + \sum_{ao \in a} VERTTPIADB(t, ao)$ <p>Onde:</p>

Onde:

$VERTTPIAP(t, ao)$ Direito de recebimento ou obrigação de pagamento, resultante da soma algébrica das valorizações da mobilização de reserva rápida de ativação manual e programada, para a resolução de restrições técnicas estabelecidas Procedimento n.º 13-A por Área de Ofertas de cada BSP a, valorizadas de acordo com o estabelecido no referido Procedimento.

...

(novo ponto)

Energia de
Regulação
Secundária
(RS^{BSP})

Proc n.º 22

O valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento relativos à valorização da energia de regulação secundária, durante o período de liquidação t , de 15 minutos, afeta ao BSP a:

$$RS^{BSP}(t, a) = \sum_a \sum_{ao} VRSS(t, ao, uf) + \sum_a \sum_{ao} VRSB(t, ao, uf)$$

Onde:

	PREÇO POSITIVO	PREÇO NEGATIVO
ENERGIA A SUBIR	$VRSS(t, ao, uf) < 0$	$VRSS(t, ao, uf) > 0$
ENERGIA A BAIXAR	$VRSB(t, ao, uf) > 0$	$VRSB(t, ao, uf) < 0$

$VRSS(t, ao, uf)$ Valorização da energia de regulação secundária ativada para o processo de controlo de frequência, durante o período de liquidação t , por Unidade Física uf , agregada por Área de Ofertas ao .

$VRSB(t, ao, uf)$ Valorização da energia de regulação secundária ativada para o processo de controlo de frequência, durante o período de liquidação t , por Unidade Física uf , agregada por Área de Ofertas ao .

Direito de recebimento ou obrigação de pagamento, resultante da soma algébrica das valorizações de energia de regulação secundária, resultante da diferença da integral do sinal de controlo emitido pelo regulador central e o respetivo programa base de funcionamento, por Unidade Física em telerregulação, contida em cada Área de Ofertas.

(novo ponto)

Energia de
mFRR
($mFRR^{BSP}$)

Proc n.º 22

O valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento relativos à valorização da energia de mFRR, durante o período de liquidação t , de 15 minutos, afeta ao BSP a:

$$mFRR^{BSP}(t, a) = \sum_a VEmFRRAP(t, ao) + \sum_a VEmFRRADS_{MTU0}(t, ao) + \sum_a VEmFRRADS_{MTU1}(t, ao) + \sum_a VEmFRRADB_{MTU0}(t, ao) + \sum_a VEmFRRADB_{MTU1}(t, ao)$$

Onde:

	PREÇO POSITIVO	PREÇO NEGATIVO
ENERGIA A SUBIR	$VEmFRRAP(t, ao) < 0$ $VEmFRRADS_{MTU0}(t, ao) < 0$ $VEmFRRADS_{MTU1}(t, ao) < 0$	$VEmFRRAP(t, ao) > 0$ $VEmFRRADS_{MTU0}(t, ao) > 0$ $VEmFRRADS_{MTU1}(t, ao) > 0$
ENERGIA A BAIXAR	$VEmFRRAP(t, ao) > 0$ $VEmFRRADB_{MTU0}(t, ao) > 0$ $VEmFRRADB_{MTU1}(t, ao) > 0$	$VEmFRRAP(t, ao) < 0$ $VEmFRRADB_{MTU0}(t, ao) < 0$ $VEmFRRADB_{MTU1}(t, ao) < 0$

$VEmFRRAP(t, ao)$ Valorização da energia de mFRR de ativação programada, quantificada em escalão por Área de Ofertas ao , a preço marginal de mFRR de ativação programada, para o período de liquidação t , afeta ao BSP a.

$VEmFRRADS_{MTU0}(t, ao)$ Valorização da energia de mFRR de ativação direta a subir, quantificada em escalão por Área de Ofertas ao , a Preço Subir_{AD}($t=QH$) estabelecido no ponto 13 do Procedimento n.º 13, para o período de liquidação t .

$VEmFRRADS_{MTU1}(t, ao)$ Valorização da energia de mFRR de ativação direta a subir, quantificada em escalão por Área de Ofertas ao , a Preço Subir_{AD}($t=QH+1$) estabelecido no ponto 13

do Procedimento n.º 13, para o período de liquidação t e com ativação em $t-1$.

$V_{EmFRRADB_{MTU0}}(t,ao)$ Valorização da energia de mFRR de ativação direta a baixar, quantificada em escalão por Área de Ofertas ao , a Preço Baixar $_{AD}(t=QH)$ estabelecido no ponto 13 do Procedimento n.º 13, para o período de liquidação t .

$V_{EmFRRADB_{MTU1}}(t,ao)$ Valorização da energia de mFRR de ativação direta a baixar, quantificada em escalão por Área de Ofertas ao , a Preço Baixar $_{AD}(t=QH+1)$ estabelecido no ponto 13 do Procedimento n.º 13, para o período de liquidação t e com ativação em $t-1$.

19. Desvio

O capítulo 6.1.4 do procedimento n.º 22 faz referência ao Programa de Liquidação (PL) que deixou de fazer sentido com a nova metodologia de cálculo dos desvios. Com a separação de responsabilidades entre AM, BSP e BRP, o PL dificulta o escrutínio entre as três entidades e obriga estas entidades ao processo inverso de discriminação das componentes do PL. Por este motivo, não implementamos o PL, disponibilizando o PHFC e Ajustamentos em separado por AM, BSP e BRP (Harmonizamos com Espanha).

A metodologia que determina a aplicação de preços duais para o desvio, de acordo com o artigo 11.º, n.º1, alínea a), da Decisão da ACER n.º 18/2020 apenas faz referência a ativações de reservas de restabelecimento da frequência nos dois sentidos. Este entendimento encontra-se detalhado com bastante clareza na documentação do grupo de trabalho (ISH).

Ponto	Proposta de Redação	Proposta de Alteração
6.2 Proc n.º 22	<p>A GGS aplica a metodologia de preços duais para o desvio, nos períodos de liquidação, em que existam ativações de energia de regulação nos dois sentidos, com a justificação prevista no artigo 11.º, n.º1, alínea a), da Decisão da ACER n.º 18/2020, de 15 julho de 2020, conforme exigido pelo artigo 52.º, n.º 2, alínea d), subalínea i), do Regulamento EB.</p> <p>...</p> <p>Excetuam-se da situação anterior e aplica-se preço único de desvio aos períodos de liquidação em que a energia correspondente a ativações de serviços de sistema num dos sentidos seja menor ou igual a um valor residual da energia correspondente a ativações de serviços de sistema no sentido contrário.</p>	<p>A GGS aplica a metodologia de preços duais para o desvio, nos períodos de liquidação, em que existam ativações de energia de regulação reservas de restabelecimento da frequência nos dois sentidos, com a justificação prevista no artigo 11.º, n.º1, alínea a), da Decisão da ACER n.º 18/2020, de 15 julho de 2020, conforme exigido pelo artigo 52.º, n.º 2, alínea d), subalínea i), do Regulamento EB.</p> <p>...</p> <p>Excetuam-se da situação anterior e aplica-se preço único de desvio aos períodos de liquidação em que a energia correspondente a ativações de serviços de sistema reservas de restabelecimento da frequência num dos sentidos seja menor ou igual a um valor residual da energia correspondente a ativações de serviços de sistema no sentido contrário.</p>

20. Comunicação das ativações de RR e mFRR relativas a Instalações de Consumo

A potência contratada pelas instalações consumidoras pode variar mensalmente, para que não existam dúvidas que possam impactar a operacionalização da repartição propomos uma metodologia para determinar a potência contratada.

No ponto 10.5 deste capítulo é importante clarificar na sua redação final como se materializa a “existência de inconsistências injustificadas e reiteradas dos programas de consumo”.

Ponto	Proposta de Redação	Proposta de Alteração
10.4 Proc n.º 22	<p>10.4 Comunicação das ativações de reserva relativas a instalações de consumo</p> <p>No âmbito da troca de informação prevista no parágrafo anterior e para os casos em que as instalações de consumo participem de forma agregada na prestação de serviços de reserva, o respetivo BSP comunica à GGS, previamente à comunicação entre esta e o ORD, a repartição da ativação por cada instalação de consumo e por qualquer outra instalação sujeita à aplicação das tarifas de acesso às redes nos termos do Regulamento Tarifário.</p> <p>Caso o BSP não envie a informação de repartições referida no parágrafo anterior, no prazo definido, a GGS assume uma repartição pro rata em função da potência contratada de cada instalação.</p>	<p>10.4 Comunicação das ativações de reserva RR e mFRR relativas a instalações de consumo</p> <p>No âmbito da troca de informação prevista no parágrafo anterior e para os casos em que as instalações de consumo participem de forma agregada na prestação de serviços de reserva, o respetivo BSP comunica à GGS, previamente à comunicação entre esta e o ORD, a repartição da ativação por cada instalação de consumo e por qualquer outra instalação sujeita à aplicação das tarifas de acesso às redes nos termos do Regulamento Tarifário.</p> <p>Caso o BSP não envie a informação de repartições referida no parágrafo anterior, no prazo definido, a GGS assume uma repartição pro rata em função da potência contratada de cada instalação. Para o efeito a GGS assume também que a potência contratada para cada instalação consumidora corresponde à energia máxima consumida num quarto de hora, ajustada para perdas, nos últimos 12 meses anteriores.</p>

21. Disposições Transitórias e Finais

O ponto 15 deste capítulo deve fazer referência à alínea (e) do Ponto 1 do Artigo 11.º da Decisão ACER 18/2020 e não à secção 6.2 do Procedimento 22 (Liquidação).

Também é determinante ter um preço para a regulação secundária até à implementação da plataforma nacional de contratação de aFRR.

O serviço transitório de reserva rápida, não permite identificar as ofertas cativadas e conseqüentemente não é possível garantir o preço da oferta cativada. Por este motivo, até à implementação da plataforma europeia de contratação de mFRR, propõe-se uma metodologia transitória de valorização da energia de restrição técnica para as transições do programa na interligação.

Ponto	Proposta de Redação	Proposta de Alteração
15	<p>Enquanto o período de liquidação de desvios for de uma hora, na determinação do preço de desvio aplica-se a metodologia de preço de desvio dual, conforme estabelecida na secção 6.2 do Procedimento 22, sobre Liquidação.</p>	<p>Enquanto o período de liquidação de desvios for de uma hora, na determinação do preço de desvio aplica-se a metodologia de preço de desvio dual, de acordo com a alínea (e) do Ponto 1 do Artigo 11.º da Decisão ACER 18/2020 conforme estabelecida na secção 6.2 do Procedimento 22, sobre Liquidação.</p>
(novo ponto)	<p>Valorização da energia de regulação secundária</p>	<p>Até à implementação da plataforma nacional de contratação de aFRR, a valorização da energia de regulação secundária, a subir e a baixar, para cada</p>

(novo ponto)
Valorização da
energia de
restrição
técnica para a
transições do
programa na
interligação

período de liquidação, tem em conta os seguintes elementos:

a) A valorização da energia de regulação secundária mobilizada em cada Unidade Física, a subir, considera o máximo dos seguintes preços: 120% do preço marginal do mercado diário, o preço marginal de mFRR de ativação programada e os preços de mFRR de ativação direta a subir conforme definimos no ponto 13 do procedimento n° 13;

b) A valorização da energia de regulação secundária mobilizada em cada Unidade Física, a baixar, considera o mínimo dos seguintes preços: 80% do preço marginal do mercado diário, o preço marginal de mFRR de ativação programada e os preços de mFRR de ativação direta a baixar conforme definimos no ponto 13 do procedimento n° 13.

Até à implementação da plataforma europeia de contratação de mFRR, a valorização da energia de restrição técnica para as transições do programa na interligação, a subir e a baixar, para cada período de liquidação, tem em conta os seguintes elementos:

a) A valorização da energia de regulação secundária instruída em cada Área de Ofertas, a subir, considera o máximo dos preços que se seguem, majorado por um fator de +10%: o preço marginal do mercado diário, o preço marginal de mFRR de ativação programada e os preços de mFRR de ativação direta a subir conforme definimos no ponto 13 do procedimento n° 13;

b) A valorização da energia de regulação secundária instruída em cada Área de Ofertas, a baixar, considera o mínimo dos preços que se seguem, minorado por um fator de -10%: o preço marginal do mercado diário, o preço marginal de mFRR de ativação programada e os preços de mFRR de ativação direta a baixar conforme definimos no ponto 13 do procedimento n° 13.

From:
To: [Consulta Interessados ERSE](#)
Cc:
Subject: ERSE Consulta de Interessados nº 9 e nº 10 R-Técnicos/2023/4825
Date: 8 de novembro de 2023 19:47:09 **Attachments:**
[image002.png](#)

Boa tarde.

A Secil agradece a oportunidade que a Entidade Reguladora do Sector Energético (ERSE) lhe possibilita para participar na Consulta a Interessados 9/2023 sobre:

“Proposta de operacionalização regulamentar do mercado de banda de Reserva de Restabelecimento de Frequência com activação manual” E na Consulta a Interessados 10/2023 sobre:

“Alteração do MPGGS para implementação do produto normalizado de Reservas de Restabelecimento da Frequência com activação manual”.

Com base nas alterações propostas ao nível da operacionalização regulamentar do mercado de banda de reserva (CI_9) e da implementação de um produto normalizado de reserva (CI_10) para o restabelecimento de frequência com ativação manual, a Secil apresenta algumas dúvidas/questões/sugestões relativamente aos pontos abaixo indicados.

1. Alteração dos equipamentos de medida e controlo das unidades físicas;
2. Implementação dos novos canais de comunicação;
3. Desenvolvimento de novas plataformas de comunicação e adequação dos sistemas de comunicação;

Sobre estes pontos, e uma vez que todos os novos sistemas estão neste momento em desenvolvimento e ainda sem possibilidade de efetuar testes de funcionalidade, manifestamos a nossa preocupação sobre a operacionalidade do novo sistema de comunicação e da nova plataforma de gestão/operacionalidade do Mercado de Banda mFRR.

Neste pressuposto, sugerimos que seja equacionado um **período de transição** para a passagem para o novo sistema de gestão durante o ano de 2024.

4. Novos testes de habilitação para poder participar no Mercado de Banda de mFRR; Entendemos que as Unidades Físicas que participaram durante o ano de 2023 e que realizaram os seus ensaios de disponibilidade com sucesso **deveriam ser dispensadas** dos testes de habilitação para a participação no Mercado de Banda de mFRR.
5. Novos testes para cálculo da potência elegível no âmbito da Banda de Reserva de mFRR; Verificamos que a atual revisão do Procedimento 15 e o tempo necessário para a sua respetiva aprovação/publicação teremos um muito curto espaço de tempo para a realização dos ensaios de Potência Elegível, sugerimos que para o leilão de BmFRR a realizar no ano de 2023 seja **possível optar** às Unidades Físicas de manter a forma de cálculo anterior de Potência Elegível ou realizar o ensaio se assim o pretenderem.
6. Habilitação para participação no leilão do Mercado de Banda de mFRR; Entendemos que a data de 30 de novembro para a realização do leilão de BmFRR é **muito ambiciosa** uma vez que as alterações ao Procedimento 15 terão de ser aprovadas e analisadas.

7. Maturidade da realização dos diversos leilões do Mercado de Banda de mFRR;
Seria importante realizar os diversos leilões em **períodos temporais diferentes** uma vez que poderia ser uma oportunidade de novas Unidades Físicas, habilitadas durante o ano 2024, poderem candidatar-se a prestar o serviço no Mercado de Banda de Reserva e não esperar por novo leilão no fim do ano de 2024.

8. Testes de Disponibilidade da Unidade Física;
Consideramos muito importante introduzir uma alteração ao proposto. Quando uma Unidade Física apresenta um **programa abaixo do valor de Banda Contratada** e for selecionada para a realização do teste de disponibilidade não pode ser considerado como incumprimento, mas sim cancelado e adiado para nova data.

9. Taxa de disponibilidade dos canais de comunicação e medida;
Considerar um novo mecanismo/publicação onde possa ser identificado qual a **disponibilidade dos canais de comunicação e medida** de cada Unidade Física semelhante ao que existia na Interruptibilidade.

10. Alteração das fórmulas de incumprimento da prestação do serviço de Banda de Reserva de mFRR (Banda Disponível, Programa de Consumo e Instruções de Despacho);
Relativamente ao ponto 10 consideramos que seria importante serem fornecidos **exemplos práticos da aplicação** das diferentes formulas de incumprimento como o $VIBFRRS(t,ao)$ presente no Procedimento 15 e como o $EIID^{BSP}(t,a)$ presente no Procedimento 22.

Reiterando os agradecimentos pelo convite à participação nesta consulta, colocamo-nos à disposição para esclarecimentos adicionais.

Melhores Cumprimentos.



Dá forma às ideias

Diretor Executivo

Fábrica de Maceira Liz
2405-019 Maceira LRA

www.secil.pt

A informação contida nesta mensagem, incluindo os ficheiros anexos, é privilegiada e confidencial. Se recebeu esta mensagem por engano, agradecemos que nos contacte imediatamente e que elimine a mensagem e ficheiros anexos sem os reproduzir, guardar, utilizar ou transmitir. Esta mensagem, bem como os ficheiros anexos, não vinculam necessariamente a Secil – Companhia Geral de Cal e Cimento, S.A. ou qualquer outra entidade do Grupo Secil. The information contained in this message, and any files attached hereto, is privileged and confidential. If you received this message by mistake, please contact us immediately and delete this message and files attached without copying, storing, using or transmitting them. This message and any files enclosed hereto do not necessarily bind Secil – Companhia Geral de Cal e Cimento, S.A. or any other entity from the Secil Group.

I | SU ELETRICIDADE

ERSE

Consulta de Interessados N.º 10/2023

Alteração do MPGGS para implementação do produto normalizado de Reservas de Restabelecimento da Frequência com ativação manual

Comentários da SU ELETRICIDADE

novembro de 2023

Consulta de Interessados N.º 10/2023

Alteração do MPGGS para implementação do produto normalizado de Reservas de Restabelecimento da Frequência com ativação manual

I. COMENTÁRIOS GERAIS

A SU ELETRICIDADE, enquanto Comercializador de Último Recurso e Agregador de Último Recurso (AUR), é um Agente de Mercado e BRP com algumas especificidades, razão pela qual as alterações decorrentes do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do Setor Elétrico (MPGGS) têm grande impacto nos nossos sistemas. Por forma a garantir a correta adequação dos nossos sistemas, é necessário assegurar o recebimento atempado da informação, bem como o cumprimento de todos os testes necessários. Deste modo, a SU ELETRICIDADE informa que precisa de um período de testes, no mínimo de 1 mês, para realização de todos os testes necessários decorrentes da implementação da Liquidação Semanal.

Relativamente à atividade do AUR, no que diz respeito à aquisição de eletricidade a produtores com potência de ligação atribuída até 1 MW, é necessário alinhar as demais disposições do MPGGS com o estabelecido na Diretiva n.º 5/2021 da ERSE, de 24 de fevereiro, que aprovou a definição do parâmetro de encargos suportados pelos produtores em regime especial no âmbito da norma transitória do artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, em particular, a parcela da remuneração relativa à componente variável que cobre os desvios à programação e outros encargos, que é relativa ao mês «m» conforme estabelecido na referida Diretiva.

Uma vez que do MPGGS não decorre a necessidade do Gestor Global do Sistema (GGS) receber as contagens reais por Unidade Física para efeito do cálculo do Desvio e outros encargos, comprometendo o procedimento atual de envio desta informação à SU ELETRICIDADE, é necessário garantir uma

solução que assegure que a SU ELETRICIDADE continue a receber as produções reais da carteira de produtores com potência de ligação atribuída até 1 MW, discriminada por Unidade Física, permitindo deste modo a imputação do encargo por produtor com base na liquidação mensal pelo Gestor Global do SEN, conforme estabelecido na Diretiva n.º 5/2021 da ERSE, de 24 de fevereiro.

II. COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS

- **PARTE I – DISPOSIÇÕES GERAIS**

Capítulo 2.º – Âmbito e aplicação

Não é mencionada a distinção entre Agregador de Último Recurso e Agregadores (alínea c)). Contudo, no presente documento é salientada a distinção entre Comercializadores de Último Recurso e Comercializadores (alíneas d) e e)). Neste sentido, consideramos por demais pertinente que o documento em apreço também distinga os vários tipos de Agregadores.

Capítulo 5.º – Definições

Verifica-se que na atual proposta de alteração ao MPGGS são retiradas do capítulo das definições, o conceito de Agente de Mercado, Comercializador e Comercializador de Último Recurso. Adicionalmente, podemos ressaltar que pese embora se tenha incluído no capítulo anterior a sigla de AUR, não é, de igual modo incluído nas definições, o conceito de Agregador nem de Agregador de Último Recurso. Havendo referência a estas entidades ao longo do documento, sugerimos a inclusão destas nas definições do presente documento.

- **PARTE II – PROCEDIMENTOS**

PROCEDIMENTO 7 – PROGRAMAÇÃO DE EXPLORAÇÃO E RESOLUÇÃO DE DESVIOS

Atendendo aos pontos 2.6 e 8.35 do presente procedimento, consideramos ser necessário clarificar se o disposto se aplicará futuramente às ofertas decorrentes do 1º Leilão Solar de julho de 2019.

PROCEDIMENTO 22 - PROCEDIMENTOS DE LIQUIDAÇÃO

Ponto 5.2. – Liquidação aos BRP

As definições das parcelas da fórmula da liquidação, $LIQ^{BRP}(t,a)$ (ponto 76), não refletem a alteração da fórmula para

$$LIQ^{BRP}(t,a) = DESV^{BRP}(t,a) + ERS^{BRP}(t,a) + EDG^{BRP}(t,a) + RTPDBF^{BRP}(t,a).$$

Neste sentido, sugerimos que sejam feitas alterações na definição das parcelas de liquidação, nomeadamente: (i) período de liquidação h deve ser substituído por **período de liquidação t** ; (ii) substituir a definição da parcela ERC^{BRP} , que foi eliminada nesta nova versão, pela **parcela ERS^{BRP}** e respetiva definição; e (iii) adicionar a **parcela $RTPDBF^{BRP}$** e respetiva definição.

- **PARTE III - DISPOSIÇÕES TRANSITÓRIAS E FINAIS**

Secção II – Disposições finais

Capítulo 14.º - Prazo de Implementação da Liquidação Semanal

O ponto 25, disposto no n.º 1 do presente capítulo, refere que a implementação da Liquidação Semanal dos valores afetos aos direitos de recebimento e às obrigações de pagamento, devidas à respetiva participação na área portuguesa do MIBEL, produz efeitos com o início do funcionamento da plataforma nacional de mFRR. O mesmo se aplica à implementação das alterações decorrentes da Decisão ACER 18/2020, relativa à harmonização da metodologia de tratamento dos desvios que, de acordo com o ponto 26 do n.º

2 do capítulo 14.º, também apenas produzem efeitos com o início do funcionamento da plataforma nacional de mFRR.

Não obstante, após leitura do n. º3 dos pontos 27 e 28 do capítulo em apreço, relativos aos prazos de implementação das medidas associadas ao produto normalizado de mFRR, não podemos deixar de salientar que a SU ELETRICIDADE precisa de pelo menos 1 mês para assegurar a realização de todos os testes necessários à implementação da Liquidação Semanal. Deste modo, sendo a SU ELETRICIDADE um agente de mercado com algumas especificidades, é necessário a disponibilização atempada da informação específica da SU, de forma a não comprometer a correta adequação dos nossos sistemas decorrentes da implementação das referidas alterações.

CONSULTA INTERESSEADOS 9/2023 e 10/2023 –MERCADO DE BANDA DE RESERVA DE RESTABELECIMENTO DE FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO MANUAL (mFRR) e ALTERAÇÃO DO MANUAL DE PROCEDIMENTOS DA GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA (MPGGS)

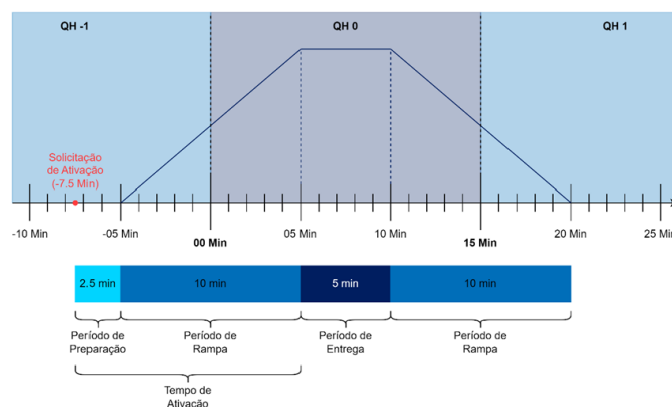
QUESTÕES RELATIVAS À PROPOSTA DE OPERACIONALIZAÇÃO REGULAMENTAR DA BANDA DE mFRR

A. ESQUEMA DE PRESTAÇÃO DO SERVIÇO DE mFRR COM ATIVAÇÃO PROGRAMADA

De acordo com Art.º 4º da Proposta de Termos e Condições Aplicáveis à Banda de Reserva de Restabelecimento de Frequência com Ativação Manual, o produto consiste na «Banda de mFRR», que se define como a margem de variação da potência em que uma Área de Ofertas pode ser mobilizada a subir, através duma ativação programada, num tempo inferior a 12,5 minutos, partindo do ponto de funcionamento em que se encontra, e que seja entregue num período de 5 minutos. Adicionalmente é apresentada a Figura 3.1, que reproduzimos abaixo, na Consulta Interessados 10/2023.

1. Para efeitos de clarificação de todos os possíveis prestadores de serviço, consideramos que seria útil uma breve descrição de um caso prático com referência a um valor de potência teórico, sobre o processo de redução de potência e timings associados tendo em conta o momento de ativação e períodos de rampa.
2. É nosso entendimento que o cumprimento da ativação deve ter em conta o integral de 15m, pelo que as rampas de subida e descida apresentadas na figura abaixo têm carácter meramente ilustrativo. Confirmam este entendimento?

Figura 3-1 – Esquema da prestação do produto de energia de mFRR com ativação programada



Fonte: GGS

3. Como é apurado o cumprimento das mobilizações? Tem como referência o programa de consumo/produção?
4. O período de entrega da potência máxima pode ser maior que os 5 min? Isto é, a rampa de entrega pode ser menor ou deslocada para o final do período anterior.

B. INCUMPRIMENTO DO SERVIÇO DE BANDA DE RESERVA DE RESTABELECIMENTO DA FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO MANUAL E DO PROGRAMA POR UNIDADE FISI

5. No ponto 8.2 do Procedimento 15, é apresentada a fórmula que de cálculo que determina obrigação de pagamento em caso de incumprimento. Consideramos que seria útil para efetiva clarificação dos potenciais prestadores de serviço BmFRR que fosse apresentado um caso exemplificativo de possível incumprimento e penalidades associadas.
6. Solicita-se que seja clarificado em que consiste a variável $PD_{max}(uf)$ e que valor máximo poderá assumir na perspectiva do consumo e geração?
7. Consideramos que o fator agravante de 1,5 vezes considerado na fórmula de cálculo de incumprimento é demasiado penalizador e deveria ser revisto.

C. ENSAIOS PARA DETERMINAÇÃO DA POTÊNCIA ELEGIVEL

De acordo com a proposta apresentada, o início de aplicação do serviço de BmFRR deve reconhecer as unidades físicas já habilitadas, nomeadamente para prestar o serviço de reserva de regulação, não obrigando à repetição dos ensaios de habilitação, salvo por decurso do período definido para requalificação.

8. As instalações que participam na BRR no decurso do ano 2023, estão dispensadas da realização do ensaio referido no ponto 3.2 da Proposta de Procedimento 15, relativo à determinação da potência elegível? Se sim a potência passível de ser admitida a leilão de BmFRR corresponde à potência máxima da BRR?

D. COMUNICAÇÃO SCADA REN

No documento justificativo de consulta a interessados 10/2023, a ERSE propõe um período transitório de adaptação das instalações de consumo participantes no mercado de reserva de regulação, de 6 meses, para cumprimento dos requisitos de comunicação em tempo real entre o GGS e a unidade física. Esta previsão não ignora, no entanto, que por via da participação no serviço de banda de reserva de regulação, a maioria destas instalações já cumprirão os requisitos previstos no serviço de mFRR.

9. Confirmam que uma instalação que esteja atualmente a prestar BRR terá efectivamente um prazo de 6 meses após início da prestação do serviço para comunicação entre a unidade física e SCADA da GGS?

E. OFERTAS E COMUNICAÇÃO GGS_ FTP_ WEB SERVICES

De acordo com o Documento Justificativo de Consulta a Interessados 9/2023, a ERSE refere que os “(...) prestadores de serviço passam a ter um tratamento análogo aos restantes prestadores do serviço no que diz respeito à mobilização da mFRR para equilíbrio do SEN, cessando a criação de ofertas “por defeito” pela GGS.

10. No serviço de BRR as Ofertas de Reserva de Regulação das Unidades Físicas contratadas eram colocadas por defeito na curva de ofertas com as quantidades repartidas pelo Agente de Mercado, tendo sempre em atenção às quantidades adjudicadas e com preço definido por defeito = preços ofertados no decil de preço superior, para as horas correspondentes no dia imediatamente anterior ao dia para o qual se constitui a oferta. Este mecanismo de preço por defeito deixa de existir? Continua a ser utilizado o FTP para apresentação de planos de consumo e ofertas por parte do agente ou é tudo efetuado via web services?
11. O que acontece se por algum motivo não forem enviados planos de consumo/produção e consequência da ausência de planos?
12. O que acontece se por algum motivo não for remetida uma oferta e consequência da ausência dessa oferta?
13. Como são enviadas as instruções de mobilização? Via web services do novo SIME ou através do programa operacional PO via sFTP?
14. Existe algum teto máximo relativamente ao valor das ofertas a apresentar pelos agentes habilitados?

F. PARTICIPANTES | SERVIÇO DE BmFRR

A proposta de operacionalização regulamentar do mercado de banda de reserva de restabelecimento de frequência com ativação manual (BmFRR), vem permitir a prestação do serviço por novos participantes, designadamente produção e armazenamento.

Neste enquadramento vimos questionar o seguinte:

15. Instalações de cogeração que estejam a operar em regime de autoconsumo, com venda de excedentes em mercado, em que o trânsito de energia com a rede elétrica de serviço público (RESP) é determinado no ponto de interligação, estão aptas à prestação do serviço de BmFRR no pressuposto que cumprem os requisitos, designadamente uma potência elegível mínima de 1 MW por unidade física?

16. Instalações de cogeração que estejam a operar em regime de autoconsumo, podem ter um transitio excedentário ou deficitário no ponto de interligação em função do regime de operação. Nestes casos a unidade participa como instalação consumidora ou produtora? É possível participar simultaneamente com consumo e geração?
17. Como é determinada a potência elegível máxima para uma instalação de cogeração que esteja a operar em regime de autoconsumo nos moldes acima referidos?
18. Em concreto, quais as unidades de geração que estão impedidas e obrigadas a participar na BmFRR?
19. No acaso de uma UPAC fazendo-se a aferição do cumprimento no ponto de interligação, a potência tem em conta o delta total entre o momento antes e o após mobilização? i.e. por exemplo consumo -20 MW antes e injeção de +10 MW após mobilização, resultando num delta/contributo líquido de 30 MW?

G. LEILÃO | DATAS E POTÊNCIA A LEILOAR

20. Tendo em conta que está a ser implementado um novo produto com especificidades e complexidades distintas da Banda de Reserva de Regulação e que subsistem diversas questões por esclarecer, consideramos que a data indicativa para a realização do leilão, 30/11/2023 é demasiado ambiciosa e deve ser adiada, permitindo assim necessários esclarecimentos e potenciando a participação de prestadores de serviço. Deverá ser igualmente ponderada a extensão da vigência da BRR até consolidação do tema da banda de mFRR.
21. A ERSE refere que o valor de 825 MW deve ser considerado para efeitos das necessidades do sistema a serem adjudicadas durante o ano de 2024, considerando para o efeito que as necessidades do sistema são satisfeitas pelo produto BmFRR. Para além do leilão previsto, são esperados leilões adicionais?

H. INTEGRAÇÃO FUTURA NO MARI EUROPEU

Numa fase inicial, apenas estará em funcionamento a plataforma nacional de mFRR. Após a realização de todos os testes de integração necessários e de se cumprirem os objetivos definidos, o GGS iniciará o processo de utilização da plataforma MARI tendo como prazo a data de 24 de Julho de 2024.

22. Quais as alterações/implicações práticas que um prestador da mFRR à data de 1 Jan/2024 poderá vir a ter com a integração e utilização da plataforma MARI por parte do GGS?



I. RELÉ DE DESLASTRE DE FREQUÊNCIA

Para o efeito, no caso do consumo, a proposta apresentada para mFRR reflete a eliminação da obrigatoriedade de instalação de relé de deslastre por frequência, nas instalações de consumo/áreas de oferta, no processo de habilitação, por proposta do GGS, sem prejuízo da aplicação das condições técnicas exigidas ao abrigo do artigo 7.º da Portaria n.º 112/2022, de 14 de março, que regulamenta o estatuto do cliente eletrointensivo.

23. Quais as cargas que os consumidores que não prestam serviço de BmFRR terão de deslastrar em caso de atuação do relé de deslastre de frequência por se encontrarem abrangidos pelo referido estatuto?

Lisboa, 06 Novembro 2022

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