

CONSULTA PÚBLICA n.º 127

Proposta de Alteração do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema

Fevereiro de 2025

1. Enquadramento

Nesta Consulta Pública é proposta a **alteração ao Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema (MPGGS)** com o intuito de complementar a adoção do desenho europeu dos mercados de serviços de sistema e também incluir novas ferramentas da gestão do sistema, para gerir os efeitos da transição energética.

Em concreto, a proposta tem como finalidades: (i) a adoção de um pacote *standard* de reserva de restabelecimento da frequência com ativação automática (**aFRR**); (ii) a adoção de um produto *standard* da capacidade (banda) diária de reserva de restabelecimento da frequência com ativação manual (**mFRR**); (iii) a adoção de mecanismos para que os agregadores possam prestar serviços de sistema, e a (iv) concretização da imputação de responsabilidades pelo pagamento de custos de sistema, entre outras.

Neste enquadramento, a Greenvolt agradece a oportunidade de participar na presente Consulta Pública e manifesta, desde já, disponibilidade para prestar quaisquer esclarecimentos que se entendam convenientes.

2. Comentários

1. Inscrição de Unidades de Produção até 1MW

O MPGGS em vigor estabelece que um Agente de Mercado que agrega ou representa instalações de produção que são detidas por terceiros **“deve apresentar documento emitido pelo proprietário da Instalação de Produção, nos termos do modelo aprovado pelo GGS, conferindo-lhe poderes de representação** e de atuação perante o 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” quando pretenda proceder à inscrição de uma Unidade Física. Adicionalmente, é estabelecido que a referida formalidade **é “dispensada para as instalações de produção com potência instalada até 30 kW”**.

A REN, com base no racional de que esta dispensa a instalações até 30 kW não tem levantado problemas significativos, propôs alterar o limiar em que o formalismo da procuração é dispensado para instalações até **1 MW**.

A Greenvolt considera esta alteração de limiar no MPGGS muito positiva face à desburocratização que proporciona.

Não obstante, e ainda no que se refere a conferir poderes de representação de instalações detidas por terceiros, **subsiste uma limitação significativa que importa ultrapassar**. Referimo-nos à situação em que no caso de existirem vários CPE associados a um mesmo NIF (por exemplo, uma entidade com várias instalações dispersas geograficamente em Portugal Continental), apenas ser possível registar um único representante junto do OMIE e REN para os vários CPE. Esta situação tem as seguintes consequências adversas:

- 1) Uma mesma entidade é obrigada a escolher um único representante para todas as suas unidades de produção, o que limita significativamente as suas opções com potencial impacto nos custos;
- 2) Algumas unidades de produção podem ser impedidas de participar no mercado por não ser possível incluí-las na representação do mesmo agente.

Em concreto, existe registo de casos proprietários de Instalações de Produção que querem ser representadas por determinada entidade, mas apenas para um dos vários CPE associados ao NIF desse proprietário. Nestes casos, o GGS, informa que a procuração não pode ser alterada e que apenas pode existir um único representante por NIF.

Em suma, **gostaríamos de sugerir que o modelo de procuração para representante de produtores, incluísse na minuta o CPE em detrimento do NIF para a concessão de poderes de representação**, uma vez que existem NIFs aos quais estão associados vários CPE e pode haver interesse em constituir diferentes representantes para CPE diferentes, respeitantes ao mesmo NIF.

Por outro lado, importa garantir que são aceites **assinaturas digitais** neste processo. Tal é relevante para efeitos de agilização, desburocratização e redução de custos administrativos.

2. Requisitos de observabilidade e controlabilidade das unidades físicas (integração no SCADA)

A proposta de revisão do MPGGS debruça-se também sobre as obrigações de observabilidade e controlabilidade, sugerindo **regras distintas** para unidades físicas em mercado **pré existentes ao Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro (DL n.º 15/2022)**, face às que existem para as que foram criadas posteriormente.

No caso das **novas unidades físicas**, as regras estabelecem obrigações de **observabilidade e controlabilidade**, por razões de segurança de abastecimento, para **«os centros eletroprodutores e sistemas de armazenamento autónomos com potência instalada superior a 1 MW e de UPAC com injeção de energia excedentária superior a 1 MVA»**.

No caso, dos **centros electroprodutores pré-existent**s ao DL n.º 15/2022 em regime de mercado e com potência de ligação superior ou igual a 10MW (Tipo C e Tipo D) que não cumprem os requisitos de integração no SCADA e de receção de instruções de despacho, a ERSE propõe a sua adaptação e integração nestes sistemas, **conferindo um prazo de 18 meses para o efeito**. A este respeito, cumpre assinalar que este prazo se revela manifestamente insuficiente.

De acordo com a ERSE, os custos dos equipamentos necessários à integração no SCADA do GGS e da respetiva operação e manutenção não são significativos no quadro da atividade económica do produtor com dimensão significativa. No entanto, dá nota que importa definir critérios com proporcionalidade, nomeadamente contrastando o valor da segurança da operação do SEN face à dimensão da potência em jogo com o da própria viabilidade da atividade de produção.

A redação proposta para o MPGGS prevê ainda uma **possibilidade de aprovação, pelo GGS, de requisitos específicos ou da dispensa de cumprimento dos requisitos, perante a apresentação**

de razões devidamente fundamentadas pelo produtor. Esta cláusula visa enquadrar, por exemplo, situações de centros eletroprodutores com tecnologias e sistemas de controlo que já não sejam adaptáveis ao novo enquadramento com custos razoáveis ou cujo fim de vida útil esteja próximo (com mais de 20 anos decorridos desde a entrada em exploração), não permitindo diluir o custo de adaptação por um período de exploração adequado.

Importa também considerar os casos em que determinada instalação, pré-existente ao DL n.º 15/2022, tenha comprometido a sua produção, por exemplo, através da celebração de um PPA por vários anos. Esta instalação não poderá prestar serviços de sistema, neste caso, não fará sentido solicitar a integração do SCADA, o que deveria também ficar inscrito na regulamentação.

Adicionalmente, sobre **os centros eletroprodutores que partilham o ponto de ligação à RESP**, devem ser considerados pela **“soma da potência de todos os módulos geradores, a qual constitui a potência de ligação à RESP”** para efeitos dos requisitos dos geradores.

Neste ponto, interessa clarificar a que módulos de geração se aplica a obrigatoriedade de instalação do SCADA, tendo também em conta que os módulos de geração podem ser detidos por diferentes entidades/promotores. Em concreto, importa esclarecer **o procedimento a seguir, nos casos em que a agregação de centros eletroprodutores compartilha ligação à RESP, quer estes sejam detidos por um único promotor, quer estes sejam detidos por diferentes promotores.** Efetivamente, não fica claro se será necessário integrar um único SCADA ou se deverá ser integrado um SCADA por centro eletroprodutor.

Adicionalmente, seria de capital importância **definir claramente o conceito de ponto de ligação à RESP.** Não fica claro se nos estamos a referir ao Posto de Seccionamento (exploração ORD) ou a um eventual ponto de ligação/interconexão à rede a montante das instalações. Face ao exposto, sugerimos a inclusão deste conceito no ponto 5 das Definições.

3. Participação de unidades físicas agregadas

A participação de unidades agregadas está ainda a emergir nos mercados de serviços de sistema ou de flexibilidade e resposta da procura. Quando o MPGGS foi alvo de alteração com a Diretiva 19/2023 e trouxe a implementação do serviço de mFRR, foram estabelecidas regras para a participação da procura em unidades físicas agregadas.

A presente revisão do MPGGS vem iniciar o detalhe da regulamentação da participação em agregação, criando disposições específicas para esta realidade.

A proposta de MPGGS vem clarificar o papel dos centros de controlo (procedimentos sobre Unidades Físicas), que se torna determinante para viabilizar a gestão conjunta de diversas unidades físicas.

No que se refere à **qualificação**, é indicado que cabe ao GGS publicar os requisitos para habilitação, sendo que a alteração significativa das carteiras de agregação pode implicar a repetição do processo de habilitação. A ERSE propõe que o processo de reabilitação ocorra apenas perante uma variação superior a 25% da potência habilitada da carteira ou se a variação for superior a 10 MW, face à potência pré-qualificada sujeita a um processo de habilitação.

A Greenvolt considera adequada a proposta da ERSE.

Modelos de agregação e efeitos sobre o tratamento dos desvios do BRP:

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

Características de diferentes modelos de agregação independente:

Modelo de agregação	Responsabilidade pelos desvios provocados pela ativação	Aprovisionamento da energia	Troca de informação	Faturação do comercializador ao cliente	Faturação do acesso às redes
Não corrigido	BRP	Aprovisionamento de energia do BRP não é corrigido. Se o BRP se desviar “a favor do sistema”, o preço de desvio é um benefício.	Não há troca de informação específica	O comercializador fatura o cliente com base nos valores do contador	A faturação do acesso considera os valores do contador
Corrigido	Agregador/BSP Cálculo do desvio do BRP é ajustado para descontar ativação	Aprovisionamento de energia pelo BRP não é corrigido. Agregador deve compensar o cliente pela energia que este pagou ao BRP mas não consumiu (ativação a descer consumo).	O BRP recebe os valores de consumo ajustado pela ativação.	O comercializador fatura o cliente com base nos valores do contador ajustados pela ativação A faturação do acesso pode ser feita usando os valores do contador, não ajustados.	A faturação do acesso pode considerar os valores do contador ou os valores ajustados
Liquidação central	Agregador/BSP Cálculo do desvio do BRP é ajustado para descontar ativação	Aprovisionamento de energia do BRP é corrigido pela aplicação de um preço de transferência Este preço é pago pelo agregador e recebido pelo BRP, no caso de uma ativação a subir consumo.	O GGS (entidade central) estabelece as liquidações aos agregadores/BSP e aos BRP, não disponibilizando informação específica sobre instalações participantes em agregação. Só são trocados dados agregados das ativações, por BRP e por agregador.	O comercializador fatura o cliente com base nos valores do contador A diferença entre as quantidades faturadas ao cliente e a energia comprada em mercado é compensada pelo preço de transferência	A faturação do acesso considera os valores do contador

A Greenvolt considera a proposta da ERSE adequada, tendo em conta a argumentação apresentada no documento justificativo. Pelo menos numa primeira fase, e sendo este o modelo que exige menos alterações, além de já contar com uma experiência positiva em diversos países, concordamos com a escolha do modelo de agregação não corrigido.

4. aFRR e mFRR

No que se refere à informação concernente ao serviço standard de reservas de Restabelecimento da Frequência com ativação automática (aFRR), como no que concerne ao produto standard de reservas de restabelecimento da frequência com ativação manual (mFRR), **entendemos que os mecanismos de remuneração não estão descritos de forma clara.**

No caso do serviço **aFRR**, importa clarificar a remuneração total a receber pelo agente participante:

- Banda de aFRR – o participante selecionado através da sua oferta irá receber o preço marginal x quantidade ofertada para ser ativada?
- Energia ativada em aFRR – o participante irá ser remunerado também pela energia ativada (a subir ou a descer) x preço da Banda de aFRR?

No caso do serviço **mFRR**, colocam-se as mesmas questões.

Por exemplo, quando uma instalação de armazenamento é acionada para aumentar o consumo, ou seja, para consumir energia da rede, o GGS remunera essa energia consumida ao agente de mercado? A que preço? Deste modo, estes serviços de sistema (aFRR e mFRR) conferem uma remuneração pela energia ativada, bem como pela disponibilidade?

5. Imputação de Encargos de Regulação

O crescimento da produção não renovável não-despachável, tem vindo a aumentar a imprevisibilidade também do lado da produção, o que leva a que se vejam aumentadas as necessidades de reserva e de energia de balanço.

O incremento da contratação de serviços de sistema pelo GGS, espelha-se numa tendência de aumento no custo unitário dos serviços de sistema (tanto por transferência do preço de energia no mercado diário e intradiário, como pela maior necessidade de ativação de serviços de sistema).

Face a esta realidade, a ERSE tem vindo a defender que os encargos com serviços de sistema não imputados aos desvios **devem ser tendencialmente suportados pelos utilizadores não ativos no mercado de serviços de sistema**, para incentivar a sua participação.

Assim:

- As instalações não prestadoras de serviços de sistema devem ser incluídas na responsabilização pelos encargos de regulação
- Esta responsabilidade deve incidir apenas sobre as instalações de produção e de armazenamento autónomo com **potência superior a 1 MW**, considerando que apenas estas têm obrigações legais de observabilidade e controlabilidade pelo GGS, para assegurar a segurança de abastecimento.

Neste âmbito são propostas as seguintes isenções:

- produção em autoconsumo;
- produção com tarifa garantida e outros regimes especiais (fora de mercado);
- instalações de cogeração;
- Unidades físicas com potência de ligação à rede até 10 MW (não incluindo os 10 MW).

A este respeito cumpre indicar, que embora se compreenda o objetivo subjacente à proposta, que é o de estimular a participação responsabilizando a produção que não participa nos mercados de serviços de sistema, **entendemos que existem mais casos que deveriam ser alvo de isenção de elegibilidade para pagamento.**

Suponhamos uma instalação que comprometeu toda a sua produção através de um PPA durante vários anos, esta instalação não poderá prestar serviços de sistema (a energia já foi comprometida). Adicionalmente, nos contratos/acordos subjacentes a essa instalação não foram considerados eventuais custos de financiamento dos serviços de sistema. **Note-se que o impacto de uma medida como esta é imprevisível e pode alterar totalmente a rentabilidade de um projeto.** Apenas deveriam ser imputados custos a entidades que possam efetivamente prestar serviços de sistema e não decidam não o fazer.