

127ª Consulta Pública da ERSE

Revisão do MPGGS

Comentários Galp

13/02/2025

galp

ÍNDICE

INTRODUÇÃO E ENQUADRAMENTO DA PARTICIPAÇÃO DA GALP NA CONSULTA PÚBLICA	3
COMENTÁRIOS E CONTRIBUTOS	4
1. Implementação e resolução de restrições técnicas no PDBF (procedimento 8, 2.4, §40)	4
2. Prestação por unidade física vs. unidade de ofertas aFRR (documento justificativo, 6.4)	4
3. Atualização do processo de habilitação a cada 5 anos (MPGSS, Procedimento nº 3, 4.2, §51).....	4
4. Relação entre áreas de oferta e de rede (MPGSS, procedimento nº 4)	5
5. Disponibilização de informação em tempo real.....	5
6. Disponibilização do PHO	5
7. Inscrição de unidades de programação (MPGSS, procedimento nº 2, 2)	6
8. Contratação bilateral (MPGSS, procedimento nº 7, 2)	7
9. Ajuste de programa final em restrições	8
10. Procedimentos de liquidação (MPGSS, procedimento nº 26, 10)	8
11. Imputação dos encargos de regulação aos produtores não habilitados (procedimento nº 26, 9.1).....	9
12. Limitação do preço de banda de aFRR por aplicação do Despacho 4694/2014	9

Introdução e enquadramento da participação da Galp na Consulta Pública

A Galp, enquanto grupo integrado de energia e através das diferentes empresas suas participadas, atua como comercializador nos setores elétrico, do gás e dos combustíveis, contando com uma carteira de cerca de 318.000 clientes de eletricidade¹, 246.000 clientes de gás² e 1.463 estações de serviço, como promotora de projetos de geração de energia a partir de fontes renováveis (com uma capacidade instalada de 1,5 GW na Península Ibérica) e de autoconsumo, e ainda enquanto comercializador de eletricidade para a mobilidade elétrica e operador de pontos de carregamento. No âmbito do seu compromisso com a transição energética e contributo para a neutralidade carbónica, a Galp encontra-se ainda a desenvolver projetos inovadores, nomeadamente na produção de hidrogénio verde, sendo igualmente detentora da única refinaria a operar em Portugal, atualmente em projeto de reconversão profunda para contribuição para os objetivos de descarbonização.

O processo de consulta em análise pretende rever o manual de procedimentos da gestão global do sistema (MPGGS) para o adequar ao previsto no regulamento de operação das redes (ROR), destacando-se a criação do produto normalizado de restabelecimento da frequência com ativação automática (aFRR), em substituição da reserva de regulação secundária, entre outros desenvolvimentos regulamentares, como a criação do produto de mFRR para D-1, e a adaptação do manual à adoção do ISP15 e MTU15 e a possibilidade de ligação à rede com restrições.

Este documento reflete sobre alguns aspetos da proposta que consideramos poderem ser melhorados ou alvo de reflexão adicional.

¹ Dados ERSE a dezembro de 2024

² Dados ERSE a dezembro de 2024

Comentários e contributos

1. Implementação e resolução de restrições técnicas no PDBF (procedimento 8, 2.4, §40)

A ERSE propõe alargar às instalações de armazenamento as regras de mobilização de potência aplicáveis às centrais com bombagem, definindo que *"na determinação de mobilizações de potência a subir sobre Unidades de Programação correspondentes a centrais reversíveis de bombagem ou instalações de armazenamento, o GGS deve ter em conta a capacidade da albufeira a montante da dita central ou da instalação de armazenamento e a respetiva energia armazenada, tanto em termos de exequibilidade do programa total de venda de energia que pode ser requerido para resolução de restrições técnicas no PDBF, como em termos de exequibilidade de um programa de consumo para bombagem ou em instalação de armazenamento"*.

Não consideramos adequado o facto de ser da responsabilidade do GGS a exequibilidade do programa, devendo, em alternativa, ser responsabilidade do agente de mercado ajustar o programa nos mercados intradiários subsequentes.

2. Prestação por unidade física vs. unidade de ofertas aFRR (documento justificativo, 6.4)

Nos documentos da consulta, discute-se a possibilidade de participar com unidades físicas isoladas ou agregadas em unidades de ofertas de aFRR.

No caso de participação através de unidades de ofertas de aFRR, consideramos que não deve existir limite ao número de unidades de ofertas de aFRR constituídas por BSP. Além disso, consideramos que deve ser eliminada a relação entre a unidade de fornecimento de aFRR e a área da rede. Deve ser admissível apresentar ofertas a aFRR com instalações em diferentes geografias, podendo agrupá-las por preço, critérios tecnológicos, etc.

3. Atualização do processo de habilitação a cada 5 anos (MPGSS, Procedimento nº 3, 4.2, §51)

A ERSE propõe definir que *"a habilitação de uma Unidade Física ou grupo de Unidades Físicas para a prestação de um serviço deve ser reavaliada nos termos do Regulamento SO e do ROR, nomeadamente: a) Pelo menos de 5 em 5 anos (...)"*.

Consideramos que, para unidades físicas habilitadas sem alterações significativas, não se justifica a renovação do processo de habilitação de 5 em 5 anos. A exploração continuada e sem falhas na prestação de serviços de sistema deverá ser considerada prova de que os ativos estão a operar corretamente.

4. Relação entre áreas de oferta e de rede (MPGSS, procedimento nº 4)

Por forma a promover a transparência na relação comercial entre os agregadores e os seus clientes (entidades agregadas) sugerimos que sejam reconsiderados os critérios para a definição de área de oferta, por forma a permitir um maior número de unidades de programação. Esta proposta visa simplificar o processo de gestão de carteira, evitando desagregações e fusões entre instalações de diferentes clientes.

Propomos adotar o conceito de unidade de programação utilizado no mercado espanhol: uma unidade de programação não tem limite de unidades, permitindo que as unidades físicas >5 MW sejam agregadas numa única, com a possibilidade de 1 unidade de programação para 1 unidade física, o que permite uma melhor gestão financeira dos ativos de representação de terceiros. Como alternativa, sugerimos, que, no mínimo, que seja eliminada a relação entre área de rede e área de oferta, permitindo um maior número de entidades ou a criação de várias áreas de oferta para a mesma área de rede, facilitando a operação. Pretende-se, assim que um agente possa ter mais do que uma área de oferta, de geração ou consumo, para cada área de rede.

5. Disponibilização de informação em tempo real

Em resposta à consulta de interessados nº 7/2024 a ERSE remeteu para a consulta em análise no que toca à alteração das condições de disponibilização de dados em tempo real aos agentes de mercado. No entanto, não identificamos que esse tema tenha sido abordado.

Consideramos que é necessário aumentar a transparência e visibilidade sobre o funcionamento do mercado na área portuguesa do MIBEL, devendo o GGS começar a divulgar dados em tempo real, tal como já faz o seu homólogo espanhol, nomeadamente através da publicação dos PDBF (Programa Diário Base de Funcionamento), PDVP (Programa Diário Viable), PHF (Programa Horário Final) e PHFC (Programa Horário Final Contínuo) por área de oferta e tecnologia, bem como os respetivos re-despachos nos mercados de serviços de sistema.

Apresenta-se igualmente necessário que se disponibilize publicamente e em tempo real os dados de preços de desvio por excesso e por defeito.

A não disponibilização destes elementos em tempo real torna a área espanhola do MIBEL mais atrativa para prestação de serviços de sistema.

6. Disponibilização do PHO

Após a entrega física, é solicitado o PHO (Programa Horário Operativo) calculado pelo GGS para facilitar a monitorização dos programas finais de mercado.

7. Inscrição de unidades de programação (MPGSS, procedimento nº 2, 2)

Com o incremento substancial da entrada em mercado de novas unidades físicas, quer provenientes do regime de remuneração garantida ou novas instalações, consideramos positiva a proposta de dispensar o formalismo de apresentação de procuração para inscrição de instalações até 1 MW, pelo agregador.

Adicionalmente, propomos agilizar os procedimentos de inscrição de unidades físicas nos seguintes aspetos:

- O agente de mercado representante não deve introduzir no sistema do GGS informação técnica da instalação, evitando o potencial preenchimento erróneo quer por ausência de informação ou partilha pouco claro por parte do representado (i.e. gerador)

Damos como exemplo a prática do mercado elétrico espanhol, no qual o agente de mercado não introduz informação técnica no registo de instalações dado que a mesma já se encontra nas bases de dados do gestor do sistema

- O GGS deverá promover a digitalização do processo de representação de novas unidades físicas, em particular a troca de informação entre o GGS e operadores de rede, potenciando a agilização dos processos.

Esta garantia permitirá evitar situações em que o representante tenha de contactar entidades que não estão na sua abrangência de atuação, como por exemplo operadores de rede de distribuição. Da mesma forma permitirá que o representante não fique numa situação de impossibilidade de atuar ou iniciar a representação por responsabilidade de terceiros, o que cria desconfiança inicial do representado face à execução de processo por parte do representante.

- Para efeitos de previsibilidade sobre a data ativação de unidades físicas em mercado, deverá ponderar-se a criação de prazos ou datas fixas para a conclusão dos processos de alteração de agregador.

A criação de prazos ou datas fixas permitiria um maior alinhamento e gestão de expectativas entre todos os intervenientes, reduzindo significativamente o desconforto que existe pelos representados em relação aos representantes, dado que os representantes não conseguem garantir uma data de entrada do representado na sua carteira, tendo esta situação um potencial impacto económico no momento de liquidação económica no contrato comercial estabelecido entre representante e representado.

Por exemplo, no mercado elétrico espanhol, convencionou-se que todas as unidades físicas que mudem de representante só o poderão efetuar com referência ao dia 1 de cada mês.

- Deverá ser garantida, entre o GGS e operador de mercado, uma total coordenação para datas de entrada em mercado evitando que existam diferentes

entendimentos entre estas entidades potenciadores de atrasos na entrada em mercado de unidades físicas.

Deverá garantir-se que não existem limitações de entrada de unidades físicas nos 365 dias do ano, eliminando limitações de entradas em mercado, por exemplo, em domingos e feriados.

- O GGS, sendo a entidade crucial na gestão de entrada em mercado de novas unidades físicas deverá garantir um alinhamento total com a DGEG no que concerne às datas de entrada em mercado perante a transição de um regime de FiT.

Neste sentido, deve-se garantir que o dia e a hora de entrada em mercado presentes na informação emitida pela DGEG estão alinhados com os horários/dias de entrada em mercado definidos e alinhados entre operador de sistema e de mercado.

Pretende-se com esta situação garantir que não existe perda de receita para os geradores por atraso, por exemplo, na alteração de regimes de remuneração. A título de exemplo, identificamos casos em que, na transição do regime de remuneração garantida para regime de mercado, o gerador fica durante dias sem representante em mercado, e, portanto, impossibilitado de vender a sua produção.

Traçando um paralelo com a atividade de comercialização, um cliente final nunca fica sem comercializador associado durante um processo de mudança de comercializador. Deve ser adotada salvaguarda similar nos processos de agregação.

Muitas das questões identificadas poderão ser ultrapassadas quando o OLMCA iniciar a sua atividade de gestão de mudança de agregador. Questionamos para quando está previsto o início desta atividade reforçando a necessidade de esta arrancar com a maior brevidade possível e que, até lá, sejam adotadas medidas mitigadoras da sua inexistência.

8. Contratação bilateral (MPGSS, procedimento nº 7, 2)

A ERSE propõe alterações ao procedimento de transmissão da informação de celebração de contratos bilaterais pelos agentes de mercado ao GSS.

Consideramos que, com o intuito de se promover uma maior agilidade nos processos de celebração de contratos bilaterais entre agentes de mercado, o operador de sistema deverá promover a digitalização do processo de celebração e baixa de contratos bilaterais permitindo que esta informação, seja visível de forma transparente e acessível aos agentes de mercado envolvidos.

Aquando do cumprimento de envio e correspondente validação por parte do operador de sistema, de toda a documentação necessária, o operador de sistema deverá promover, de maneira célere, a disponibilização do número de contrato bilateral afeto à celebração permitindo que os agentes de mercado possam operacionalizar e testar o envio dos contratos bilaterais no ambiente definido para o efeito.

Com a disponibilização do número de contrato bilateral, o operador de sistema deverá garantir que estão criadas as condições imediatas para que o agente de mercado possa proceder ao envio de ficheiros de teste no ambiente definido, sem que o agente de mercado tenha de efetuar novas solicitações de parametrização a outro departamento, potenciando esta situação risco operacional para as entidades celebrantes do contrato bilateral.

9. Ajuste de programa final em restrições

Aquando da aplicação de restrições de geração a unidades físicas, após mercado diário ou em tempo real, deverá garantir-se que existe ajuste (em valor igual ao da restrição) no programa final das unidades de programação que contemplam as unidades físicas restritas, evitando que o agente de mercado tenha uma afetação económica no conceito de desvio em defeito.

Igualmente e por uma questão de transparência de mercado, o GSS deverá disponibilizar ao representante os valores das restrições horárias (ou em quartos de hora) por unidade física.

10. Procedimentos de liquidação (MPGSS, procedimento nº 26, 10)

No que respeita à disponibilização de dados de instalações de produção ligadas à rede de mobilidade elétrica (Mobi-e), propomos aproveitar a revisão em curso para prever a publicação de dados até ao momento final de liquidação em m+7, permitindo que os representantes destas instalações possam promover a liquidação atempada de medidas de geração definida no contrato comercial entre representante e representado.

A falta de compatibilização dos processos de disponibilização de dados entre a rede de mobilidade elétrica e a atividade de geração tem-se mostrado um entrave à representação de instalações de produção que integrem pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica.

11. Imputação dos encargos de regulação aos produtores não habilitados (procedimento nº 26, 9.1)

A ERSE propõe passar a repercutir parte dos encargos de regulação (pagamentos com os encargos com a banda de aFRR e banda de mFRR D-1) *"sobre a injeção na RESP das unidades físicas não habilitadas, através dos respetivos BRP"*, excecionando desta regra as UPAC, cogerações, produção com remuneração garantida, em regime bonificado de apoio à remuneração, ou sujeita ao pagamento de contribuições ao SEN como contrapartida da obtenção de título de reserva de capacidade atribuído na modalidade de procedimento concorrencial, e instalações de produção ou de armazenamento com potência de ligação à rede até 10 MW. Até aqui, estes encargos eram unicamente repercutidos sobre o consumo.

Esta imputação de encargos de regulação a produtores que optem por não contribuir para a estabilização e equilíbrio do SEN, através da prestação de serviços de sistema, é adequada, criando um incentivo à prestação destes serviços.

No documento justificativo, a ERSE refere a necessidade de implementar alterações como esta com gradualismo, mencionando que *"as rubricas de encargos de regulação a incluir na repercussão sobre as unidades físicas não habilitadas podem ser revistas no futuro"* (pág. 84). Concordamos e recomendamos a revisitação deste tema em consultas futuras, alertando que o aumento do valor e imprevisibilidade dos encargos de regulação imputados ao consumo tem vindo a revelar-se um fator de risco acrescido para a estabilidade das ofertas dos comercializadores a clientes finais.

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

Não obstante este tema se encontrar para lá das competências da ERSE, reforçamos que a manutenção da aplicação da limitação do preço de banda de aFRR por aplicação do Despacho 4694/2014, de 1 de abril, é inadequada, uma vez que, como a própria ERSE indica, as condições que levaram à implementação deste mecanismo já não se observam.