

RESPOSTA APREN

CONSULTA PÚBLICA ERSE N.º 127

Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do Setor Elétrico

Antes de mais, a APREN gostaria de congratular o empenho e esforço dedicado à atualização do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do Setor Elétrico (MPGGS) por parte da Entidade Reguladora dos Serviços Elétricos (ERSE), sendo esta proposta de revisão essencial para a capacidade de adaptação do Sistema Elétrico Nacional às novas realidades da transição energética, visto introduzir regras e ferramentas que garantem a eficiência, flexibilidade e segurança do mesmo.

Apesar da APREN fazer parte integrante do Conselho Consultivo da ERSE, e estar de acordo com grande parte do parecer apresentado pelo mesmo, não pode deixar de responder individualmente a esta consulta, apresentando uma visão individualizada do setor de eletricidade renovável em Portugal face à atualização do MPGGS. Neste sentido, não se pretende assim uma análise exaustiva do documento, mas uma análise holística focada apenas nos pontos que considera fundamentais para se atingir os objetivos necessários de eletrificação direta e indireta para a descarbonização da economia.

Numa perspetiva estratégica, a Associação saúda a aproximação do mercado elétrico nacional aos demais mercados europeus através da implementação dos produtos de balanço normalizado, nomeadamente de Reservas de Restabelecimento da Frequência com ativação Manual e Reservas de Restabelecimento da Frequência com ativação Automática (mFRR e aFRR, respetivamente), facilitando deste modo a integração da rede portuguesa no contexto europeu, bem como a troca de eletricidade de balanço na rede europeia. Ao mesmo tempo, esta adição traduzir-se-á numa melhoria na gestão da estabilidade da rede, garantindo-se uma resposta mais rápida a variações entre o consumo e produção face ao panorama atual. Paralelamente, a substituição da banda de regulação secundária por um mercado mais competitivo e eficiente, introduzirá uma otimização dos custos associados ao balanceamento do sistema, e incentiva uma maior participação dos diferentes agentes de mercado. Ainda sobre as atualizações de mercado introduzidas nesta atualização do MPGGS, a APREN gostaria de destacar a adoção de uma banda diária para a mFRR, o que otimiza e aprimora o planeamento da operação do sistema, reduzindo ao mesmo tempo os custos de alocação de reservas de potência.

Do ponto de vista operacional, a APREN considera positiva a adição de novas ferramentas para a gestão do sistema elétrico nacional, quer do ponto de vista da manutenção da estabilidade, através da introdução da gestão da injeção de produção não-habilitada, da observabilidade e controlabilidade em tempo real de unidades de potência acima de 1 MW melhorando a capacidade de gestão dos recursos energéticos distribuídos por parte do Operador Global do

Sistema (OGS), bem como a possibilidade da agregação de agentes de pequena dimensão, promovendo o aumento de capacidade de estabilização da rede, a inclusão de pequenos produtores e consumidores, e a democratização da participação no setor elétrico; tanto do ponto de vista económico, com a adoção da granularidade de 15 minutos, melhorando desse modo a sincronização com mercados elétricos externos, como de um ajuste mais preciso nas previsões de consumo e produção.

De um modo geral, estas novidades são fundamentais para que Portugal avance no processo de descarbonização e digitalização do setor elétrico, preparando o sistema para os desafios do futuro, garantindo a segurança de abastecimento a custos otimizados. Segue-se uma análise mais específica por tema do MPGGS, nomeadamente os quais a APREN considera que deveriam ser alvo de alguma alteração, reconsideração ou complementaridade.

1 – Resolução de Restrições Técnicas Internas

No ponto 2.1 do Procedimento 8 (Resolução de restrições técnicas internas), consta como obrigação de informação para verificação técnica, após a publicação do PDBF (Programa Diário Base de Funcionamento), a comunicação das potências máximas hidráulicas que podem ser mantidas durante 4 e 12 horas. No entanto, considera-se que essa obrigação deveria ser limitada às centrais de fio de albufeira. De facto, as centrais de fio de água, especialmente quando integradas em cascatas hidráulicas exploradas por diferentes produtores, não conseguem cumprir essa exigência de forma suficientemente fiável para utilização pelo GGS.

2 - Valorização do serviço de banda aFRR

Neste âmbito, a APREN propõe que se considere a revogação do artigo n.º 3 do Despacho n.º 4694/2014, que limita o preço médio trimestral da banda de regulação secundária auferido pelos produtores portugueses à média trimestral do preço do serviço equivalente em Espanha, resultando num *cap* ao preço aplicado com ajuste após o facto (*ex-post*).

Consideramos necessária a sua revogação, por um lado, para assegurar a eliminação do *cap* ao preço de mercado, em conformidade com os princípios da legislação europeia e, por outro, para corrigir as distorções que está a causar no mercado de banda secundária, permitindo que a capacidade hídrica volte a participar em todas as horas. Importa salientar que este despacho tem vindo a limitar a participação das centrais convencionais no mercado de banda de regulação secundária.

3 - Agregação de produção para aFRR

Na visão da Associação, a mesma defende a definição de um calendário para a implementação de ofertas por portfolio e a eliminação da segregação dos ativos em áreas de oferta, com a verificação do cumprimento de prestação de serviço a cargo do BSP. Essa abordagem permitirá o despacho dos recursos de forma mais custo-eficiente, promovendo uma maior integração de fontes renováveis na prestação de serviço. Deste modo, perspectiva-se uma redução dos custos para o sistema e um suporte mais sólido à transição energética.

Adicionalmente, a APREN considera positiva a possibilidade de agregação de produção para aFRR, inclusive a consideração de um piloto por parte da REN para este funcionamento. Não obstante, é importante clarificar o funcionamento desta agregação, nomeadamente o horizonte temporal do piloto a ser realizado, e a partir de quando poderá haver esta agregação de unidades físicas para prestação de serviço de aFRR.

No que respeita aos requisitos técnicos para a prestação do serviço, realça-se que, à data, a participação de instalações de produção, armazenamento ou consumo que tenham uma potência inferior a 1 MW, é limitada, uma vez que não estão dotadas de um sistema que permitam responder ao ORD. Este tema tem sido alvo de discussão e trabalho conjunto entre o ORD, a DGEG e APREN, para se encontrar uma solução que responda às necessidades, e tenha um custo que não impacte a viabilidade económica dos projetos, mas ainda sem um consenso. É necessário agilizar e apostar na digitalização e modernização de soluções que permitam dinamizar este segmento de mercado, que tendencialmente irá aumentar a sua representação, exigindo-se como tal, que lhe sejam proporcionadas condições de participação e acesso aos novos mercados.

4 - Indisponibilidade das instalações de produção, armazenamento e consumo

Relativamente a ponto, presente no Procedimento 23, e mais concretamente no que diz respeito ao âmbito das indisponibilidades das instalações de produção, de armazenamento e de consumo, a APREN considera como benéficas a ampliação do escopo de aplicação deste procedimento, bem como a especificação de indisponibilidades para instalações de armazenamento e o reforço na comunicação das mesmas ao Gestor Global do Sistema.

A ampliação do âmbito é relevante porque, além dos grupos geradores, o novo texto inclui instalações de produção e armazenamento com potência superior a 1 MW, tanto habilitadas quanto não-habilitadas, bem como instalações de consumo com acesso à rede com restrições. Essa mudança reflete a evolução do setor elétrico nacional, onde o armazenamento de energia e a gestão da procura desempenham um papel cada vez mais estratégico.

Por outro lado, a inclusão de indisponibilidades para as infraestruturas referidas anteriormente também se mostra relevante, pois a nova redação não trata apenas da capacidade de geração, mas também de bombagem, consumo e armazenamento, considerando a crescente importância de baterias e outras formas de armazenamento num sistema elétrico de índole fortemente renovável.

Adicionalmente, o aumento do detalhe relativo às condições de disponibilidade torna os critérios mais precisos, mais concretamente, no que concerne a determinação das potências indisponíveis e dos períodos de indisponibilidade das referidas instalações.

Por fim, a ampliação da obrigação de comunicação à GGS é fundamental para garantir maior transparência e previsibilidade na operação do sistema, incluindo agora informações sobre fornecimento de reativa, consumo em bombagem/armazenamento e alterações de parâmetros dinâmicos. Essas inclusões são essenciais para modernizar a regulação, tornando-a mais adaptada à realidade da transição energética e à necessidade de um sistema mais flexível, seguro e eficiente.

5 - Critérios para Determinação das Indisponibilidades

No âmbito dos critérios de determinação de indisponibilidades, saúda-se a especificação e clarificação dos critérios para determinação das potências e períodos associados a indisponibilidades das referidas instalações, padronizando desse modo a abordagem a seguir nestas situações.

Ao definir que a potência indisponível é a diferença entre a instalada e a efetivamente disponível, garante-se uma metodologia objetiva para medir a capacidade real de operação das instalações. A exigência de que a indisponibilidade só termine quando comunicada ao GGS evita ambiguidades e assegura que o operador do sistema tenha dados atualizados e confiáveis para a gestão do despacho de energia. Além disso, ao considerar que uma instalação indisponível só retoma a sua disponibilidade após a sua religação, exceto se dispensada pelo GGS, evita-se a indevida contabilização de recursos que ainda não estão operacionais.

Adicionalmente, a regra que permite a manutenção da disponibilidade da instalação durante ensaios, desde que os mesmos possam ser ajustados pelo GGS, garantem flexibilidade na operação sem comprometer a confiabilidade do sistema.

Finalmente, ao determinar que restrições na rede de transporte não afetam a disponibilidade da instalação se a mesma estiver apta a operar, evita-se a indevida penalização dos agentes de mercado a fatores externos fora do seu controlo.

6 - Banda Diária de mFRR (BDmFRR^{BSP})

A adoção de um mercado único para a contratação de capacidade de mFRR representa uma solução alinhada com as diretrizes europeias e promove maior eficiência na gestão do sistema elétrico. A existência de mercados separados pode fragmentar a liquidez, influenciando os resultados e tornando a contratação menos custo-eficiente. Como consequência, os custos associados à capacidade de mFRR poderiam ser elevados, impactando diretamente os consumidores finais. A consolidação em um único mercado favorece a eficiência econômica, beneficiando todo o sistema.

Além disso, a implementação de produtos específicos de balanço deve estar direcionada à garantia da segurança operacional e não à segurança de abastecimento. Questões relacionadas com a adequabilidade devem ser tratadas por meio de mecanismos mais adequados, como os de remuneração de capacidade ou reservas estratégicas, sempre em conformidade com as regras estabelecidas no regulamento europeu do mercado interno de eletricidade. Essa abordagem garante maior equilíbrio e previsibilidade, fortalecendo a sustentabilidade e a estabilidade do sistema elétrico.

Deste modo, a APREN sugere que se pondere a eliminação do produto específico de BDmFRR e a sua substituição pelo mercado único de contratação de capacidade de mFRR, em linha com as regras de contratação estabelecidas na legislação europeia. A implementação de dois mercados separados resultará, inevitavelmente, na separação de liquidez do mercado, distorcendo os resultados e tornando a contratação menos custo-eficiente.

7 - Valorização das Unidades de Desvio por Unidade de Liquidação

O Modelo Não Corrigido parte do pressuposto de que não há necessidade de trocas de informação específica entre os comercializadores/agregadores e outras entidades. Dessa forma, sem o acesso às informações relativas à ativação de serviços de sistema pelos clientes que compõem a carteira desses agentes, os sistemas de previsão de consumo e produção podem enfrentar desafios, impactando a precisão das previsões futuras.

No documento justificativo, a opção pelo Modelo Não Corrigido é sustentada pela expectativa de que as ativações das instalações de consumo para serviços de balanço serão, em geral, pouco expressivas em relação ao seu programa base. Assim, considera-se que os impactos financeiros decorrentes dos desvios provocados por essas ativações terão um efeito reduzido, o que fundamenta a decisão de não prever compensações para os comercializadores. Dado que essa premissa se baseia numa expectativa, recomenda-se a realização de um estudo aprofundado que permita consolidar e melhor fundamentar a escolha do Modelo Não Corrigido, garantindo um processo decisório e transparente para todos os envolvidos.

Desse modo, a Associação defende que os comercializadores / agregadores deverão ter acesso à informação de ativação dos serviços de sistema dos clientes que compõem o seu agregado, em tempo útil, de forma que consigam dotar os seus sistemas de previsão de informação de ativação.

8 - Mecanismo de Controlo da Injeção de Produção

A proposta de MPGGS objeto da presente discussão inclui um mecanismo de controlo da injeção de produção, aplicável a unidades físicas não-habilitadas e sem tarifa garantida.

Segundo a proposta da ERSE, este mecanismo tem como elemento essencial o cumprimento dos requisitos básicos de observabilidade e de controlabilidade, definidos pelo GGS, que incluem a integração da instalação no SCADA do GGS e a capacidade de trocar dados com o GGS em tempo real, seja para transmitir o estado de funcionamento da instalação, seja para receber *setpoints* de potência, no caso de atuação do mecanismo.

É conhecimento geral, e o documento justificativo da ERSE reporta esta situação, que existem casos de unidades físicas em mercado que não cumprem os requisitos de integração no SCADA e de receção de instruções de despacho porque, aquando da fase de licenciamento, esse requisito técnico não estava em vigor. No total, o GGS estima que cerca de 4 GW de potência (de ligação) de centros electroprodutores eólicos e fotovoltaicos acima de 1 MW não esteja integrada no SCADA.

Para estas unidades físicas, em particular as que estejam em regime de mercado, a ERSE vem propor um período transitório de adaptação ao novo quadro legal e regulamentar, prevendo a obrigação de instalação dos equipamentos necessários no prazo de 18 meses, salvo se o Regulamento das Redes vier a dispor de modo diferente.

Esta medida é desproporcional e retroativa, indo contra o princípio da não retroatividade das leis. Vai impor investimentos que não foram tidos em consideração, pondo em risco a estabilidade financeira dos ativos.

A APREN é sensível aos argumentos apresentados na proposta, mas estas centrais na sua maioria serão alvo de intervenção no futuro através de reequipamento, e terão de implementar as exigências do GGS.

Numa fase de alterações de implementação e adaptação dos mercados dos serviços de sistemas, e sem uma proposta nesta revisão para balanço financeiro em caso de resdespacho como definido no Regulamento (UE) 2024/1747 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho de 2024, que altera os Regulamentos (UE) 2019/942 e (UE) 2019/943 no que diz respeito à melhoria da configuração do mercado da eletricidade da União, considera-se desproporcional esta medida, ainda mais no prazo estipulado.

Por último, a Portaria n.º 73/2020, de 16 de março, no artigo 3.º, especifica-se quando as instalações existentes devem dar resposta aos requisitos não exaustivos do RFG, sugere-se aplicação do mesmo princípio.

9 – Controlo de Tensão e Gestão de Potência Reativa

Ao abrigo deste procedimento, a APREN salienta que, ao passo da obrigação da prestação deste serviço com carácter obrigatório e não remunerada por geradores do tipo D, o mesmo enquadramento não se encontra alinhado com o disposto no quadro legal europeu e nacional. Importa salientar que o Decreto-Lei n.º 17/2022 prevê também a contratação bilateral para os serviços, quando justificado pela especificidade do serviço.

Com a utilização, nas condições atuais, das centrais hidroelétricas para a realização deste serviço, os produtores incorrem em custos relevantes, nomeadamente ao nível do desgaste dos equipamentos, custos de operação e manutenção, consumo de energia dos equipamentos auxiliares associados ao funcionamento dos grupos e da própria central, quando em modo de compensação síncrona, ou em possíveis perdas de oportunidade, quando em modo de produção com gestão de reativa, sem usufruir de qualquer retribuição em contrapartida.

Considera-se, assim, que o serviço de regulação de tensão e gestão de potência reativa deve evoluir para reconhecer uma remuneração aos prestadores, nomeadamente através do estabelecimento de mercados regionais não discriminatórios para fornecimento ou consumo de energia reativa. Tendo em conta a diversidade de modelos implementados noutros Estados-Membros europeus, é essencial que a ERSE promova e incentive um processo de diálogo com os agentes do setor, com o objetivo de identificar o melhor mecanismo de contratação e compensação.

10 - Comparticipação da Produção Não-Habilitada nos Encargos de Regulação do SEN

De acordo com o documento justificativo da presente consulta, as instalações de produção ou de armazenamento autónomo que não participem nos serviços de sistema devem ser incluídas na responsabilidade pelos custos de regulação do SEN, em igualdade com o consumo, sendo assim incentivadas a essa participação.

Essa responsabilidade deve incidir apenas sobre instalações de produção e armazenamento autónomo com potência superior a 10 MW, e isenta igualmente unidades que em regime de tarifa garantida e outros regimes especiais; produção em autoconsumo, instalações de cogeração.

A ERSE refere que, o universo de unidades físicas abrangidas é reduzido, sendo que no SEN, atualmente, a maior componente da produção corresponde às unidades físicas habilitadas, depois à produção com tarifa garantida. Assim, o efeito global da medida será reduzido de início, estimando-se um impacto de redução de 0,16 €/MWh no custo médio com os encargos de regulação suportados pelo consumo.

A APREN considera que esta medida é penalizadora e discricionária, podendo ter impacto elevado em unidades em regime de mercado, que presentemente têm preços capturados reduzidos e com baixa previsibilidade. Por outro lado, dada a incerteza que ainda existe na participação nos mercados de serviços de sistema, e o investimento para integrar estes serviços pode não compensar e criar ainda mais dificuldades aos produtores, tendo em consideração o panorama atual do mercado ibérico.

Esta medida não deve ser implementada sem cenários de previsão do impacto da medida nos agentes de mercado que serão abrangidos e, por outro lado, sem uma análise do que está a ser prática no mercado espanhol e em outros mercados.

11 – Considerações finais

As alterações adicionais propostas no âmbito do MPGGS devem ser analisadas considerando os impactos gerais sobre os agentes de mercado, abrangendo comercializadores, operadores, produtores, consumidores e demais participantes, garantindo um equilíbrio entre inovação, eficiência e viabilidade operacional.

A implementação de alterações deve priorizar a simplificação e harmonização dos processos, promovendo a redução de custos administrativos e operacionais para todos os agentes, sendo que os processos devem tornar-se mais claros e padronizados de forma a aumentarem a eficiência do mercado e facilitar a participação dos agentes já existentes e dos que pretendem ingressar neste mercado.

As alterações que venham a originar novos encargos ou requisitos devem ser acompanhadas de uma análise detalhada, quanto ao impacto económico para os agentes de mercado, atendendo os respetivos custos e sustentabilidade económica.

Deve ser promovida a adaptação às novas exigências tecnológicas, como ferramentas de gestão avançada e integração de dados através de incentivos e suporte técnico.

Esta digitalização beneficia não apenas os agentes individualmente, mas o sistema como um todo ao melhorar a previsibilidade e eficiência operacional.

As alterações que venham a ser propostas devem garantir que todos os agentes de mercado tenham condições e formas de participação ativa nos novos mercados de flexibilidade e nos mecanismos de regulação do sistema, designadamente nas aFRR e mFRR.

Estas alterações propostas devem incluir mecanismos que minimizem a incerteza regulatória para os agentes de mercado, sendo adicionalmente importante que o processo de transição seja acompanhado de cronogramas claros e previsíveis, assegurando tempo suficiente para a adaptação dos agentes às novas regras.

As medidas a serem implementadas devem estar alinhadas com os objetivos de estabilidade e resiliência do SEN, de forma a promover a integração de fontes renováveis e recursos distribuídos.

A participação ativa de todos os agentes de mercado no processo regulatório é essencial, devendo para isso, a ERSE promover consultas públicas e fornecer transparência em relação às decisões e aos processos regulatórios.

Sugere-se que a ERSE promova a realização de workshops, sessões técnicas e mecanismos de feedback contínuo no intuito de aumentar o conhecimento e confiança dos agentes no mercado.