



Consulta pública n. °105:

**Reformulação do Manual de Procedimentos da
Gestão Global do Sistema**

DOCUMENTO DE COMENTÁRIOS

EDP, S.A.

31 de março de 2022

Índice

1. Enquadramento.....	3
2. Comentários Gerais	5
2.1. Posição única de liquidação de desvios	5
2.2. Agregação de unidades físicas.....	7
2.3. Áreas de ofertas	8
2.4. Verificação do cumprimento da mobilização de serviços de sistema.....	12
2.5. Metodologia de cálculo de preço de desvios	13
2.6. Unidade de desvio de comercialização	15
2.7. Armazenamento e agregação	15
2.8. Contratação assente em regras de mercado.....	15
2.9. Papel do ORD no controlo da gestão das redes	16
2.10. Contratação de serviços de sistema de não frequência.....	17
2.11. Planeamento	17
2.12. Imputação de custos de neutralidade financeira aos consumos/produção não habilitados	18
3. Comentários Específicos	19
3.1. Procedimento n.º 1 3 Avisos da GGS	19
3.2. Procedimento n.º 3 1 Tipos de unidades de programação	20
3.3. Procedimento n.º 5 2 Inscrição ou alteração duma área de ofertas.....	20
3.4. Procedimento n.º 12 10.2 Energia de regulação secundária mobilizada	20
3.5. Procedimento n.º 13-A 2 Definição do serviço	23
3.6. Procedimento n.º 21 8 Penalização por incumprimento das instruções de despacho	23
3.7. Procedimento n.º 21 8.1 Incumprimento de instrução de despacho	23
3.8. Procedimento n.º 24 2 Relatório de monitorização.....	24
4. Lapsos de Redação.....	25

1. Enquadramento

O **Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico (MPGGS)**, aprovado pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) através da Diretiva n.º 10/2018, de 10 de julho, com as alterações introduzidas pela Diretiva n.º 14/2018, de 10 de agosto, pela Diretiva n.º 7/2019, de 26 de fevereiro, pela Diretiva n.º 9/2020, de 29 de maio, pela Diretiva n.º 4/2021, de 25 de janeiro, pela Diretiva n.º 13/2021, de 19 de julho e pela Diretiva n.º 16/2021, de 18 de novembro, **determina as responsabilidades e os processos relativos à atividade de Gestão Global do Sistema (GGS)**, desenvolvida pelo Operador da Rede de Transporte (ORT), relativamente a, entre outras, segurança de abastecimento e operação do Sistema Elétrico Nacional (SEN).

No âmbito da operação do SEN, foram tomadas decisões pela ERSE e pelo Conselho de Reguladores do MIBEL que afetam os procedimentos de liquidação da GGS e implicam a alteração do MPGGS em conformidade.

Neste sentido, a consulta pública em análise visa a adaptação do MPGGS à decisão 18/2020 da ACER (Agency for Cooperation of Energy Regulators), emitida a 15 de julho, relativa à harmonização da liquidação de desvios, que resulta do seguinte encadeamento de eventos:

2017

- **A 23 de novembro, foi publicado o Regulamento (UE) 2017/2195 da Comissão, Código de Rede de Balanço (EB GL)**, que determina os princípios de equilíbrio do sistema elétrico e resulta da concretização do estabelecido no 3º Pacote Legislativo Europeu de Energia de 2009, cujo objetivo prende-se com a criação e reforço do Mercado Interno de Energia da UE (União Europeia). Um dos requisitos deste documento consiste no **desenvolvimento de uma proposta para especificar e harmonizar as principais características da liquidação de desvios dos agentes de mercado, a enviar pelos ORT aos respetivos NRA (National Regulatory Authority) até o mais tardar um ano após a data de entrada em vigor do regulamento.**

2018

- Entre 16 de julho e 28 de setembro, os ORT realizaram uma consulta pública com a proposta de uma metodologia.

2019

- A 11 de fevereiro, a proposta regulamentar resultante foi enviada aos NRA.
- A 11 de julho, após análise, os NRA submeteram aos ORT um pedido de alteração daquela proposta, tendo recebido resposta da nova proposta a 14 de novembro.

2020

- A 16 de janeiro, o *chair* do *Energy Regulators Forum* informou a ACER, que os NRA não tinham chegado a acordo sobre a proposta de metodologia.
- Em resultado, **a ACER emitiu a Decisão 18/2020 a 15 de julho**, de acordo com o estabelecido no n.º 2 do artigo 6º do Regulamento EB, após a realização de uma consulta a interessados, uma consulta pública e várias reuniões entre a ACER, os NRA e os ORT.

A metodologia de harmonização de liquidação de desvios (ISH – *Imbalance settlement harmonization*) a incorporar no MPGGS resume-se em dois pontos fulcrais:

- a) Posição única do desvio (cálculo de posição, quantidade alocada e ajustamento de desvio)
- b) Preço de desvio (metodologia de cálculo de preço único de desvio, condições para aplicação de preços duais de desvio e definição do valor do preço de ativação ativada)

As datas-limite de implementação pelos ORT da posição única de desvio e do cálculo do preço de desvio são, respetivamente, 15 de janeiro de 2022 e 15 de julho de 2022.

Como tal, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) concede à GGS um **prazo de 4 meses para efetuar as adaptações necessárias aos sistemas**, solicitando ainda o início oportuno deste processo, antecipando assim a decisão final do MPGGS, a fim de mitigar o atraso de implementação da metodologia harmonizada de desvios.

Neste contexto, a EDP agradece a oportunidade e apresenta de seguida os seus comentários, esperando contribuir de forma positiva para esta consulta pública, e manifestando, desde já, plena disponibilidade para quaisquer esclarecimentos que a ERSE entenda convenientes.

2. Comentários Gerais

Como comentário geral, a EDP reconhece positivamente este primeiro passo de adequar a regulamentação nacional ao quadro legal europeu, em particular a harmonização de conceitos, o cumprimento com a Decisão ACER relativa à harmonização do settlement de desvios e a introdução nas normas transitórias do MPGGS das disposições do Regulamento UE 2017/2195, relativas à elaboração e publicação do relatório de monitorização das novas regras harmonizadas de liquidação de desvios.

Entende-se que o foco principal desta revisão seja o cumprimento da Decisão ACER n.º 18/2020. É, no entanto, de salientar que **ainda há outras disposições na legislação europeia que carecem de ser incorporadas no MPGGS e que não constam desta revisão, e algumas novas disposições contidas nesta proposta não parecem respeitar o disposto na legislação europeia, em particular no que diz respeito à definição de áreas de ofertas.**

É ainda de ressaltar a necessidade de adequar o Regulamento de Operação de Redes, em conformidade com a legislação europeia, decisões vinculativas da ACER e com o atual Decreto-Lei n.º 15/2022, nomeadamente no que diz respeito a:

1. Adequação de conceitos;
2. Princípio de contratação em mercado;
3. Neutralidade tecnológica

Na sequência da reunião promovida pela ERSE, no passado dia 26 de novembro de 2021, a EDP teve oportunidade de comunicar à ERSE a sua posição relativamente aos diferentes temas considerados na Decisão ACER 18/2020.

Neste documento de resposta à consulta pública, tendo por base a proposta de articulado e o documento justificativo, serão reanalisados os diferentes temas, sendo que também serão efetuados comentários específicos ao articulado.

2.1. Posição única de liquidação de desvios

A Decisão da ACER, tal como o EB GL (artigo 54.º), estabelece que:

- a) A zona de desvio deve coincidir com a zona de programação (exceto no caso do modelo de despacho central, que não é o caso português)

- b) No modelo de auto-despacho aplica-se uma posição única de desvio por *Balance Responsible Party* (BRP), pelo agregado de posições de programação pelas quais é responsável

Na verdade, o artigo 54.º (3) do EB GL já estabelecia a liquidação de desvios considerando uma posição única (ou em alternativa 2 posições – uma que agregasse os programas comerciais externos e internos de produção e outra que agregasse os programas comerciais externos internos de consumo).

Se o EB GL estabelecia (no seu artigo 54.º) que a zona de desvio deve coincidir com a zona de programação, o SO GL (Código de Rede de Operação de Sistema) estabelecia que, onde exista apenas uma zona de controlo (que é o caso em Portugal, com apenas um ORT), a zona de programação deve coincidir com a *bidding zone*.

Neste sentido, a articulação do EB GL e do SO GO já estabeleciam que a zona de desvio deveria ser igual à *bidding zone* (ou seja, uma zona nacional), eventualmente com separação entre posições de geração e de consumo.

Esta disposição deveria já ter sido aplicada, uma vez que, no limite o artigo 54.º do EB GL deveria ter sido aplicado até dezembro de 2020 (já considerando a possível derrogação máxima prevista).

A Decisão da ACER 18/2020 deixa de considerar a possibilidade de 2 posições de desvio e estabiliza uma posição única de cálculo de liquidação de desvio que passa por calcular o desvio de forma agregada por BRP, considerando todos os programas de produção e consumo pelos quais o BRP é responsável, e aplicando a este agregado a metodologia de preço.

Neste sentido, a proposta de articulado cria três modalidades de participação que poderão ser adotadas pelos agentes de mercado, individualmente ou simultaneamente:

- a) Agente de mercado participante nos mercados grossistas – o agente que participa nos mercados organizados diário e intradiário, no mercado de derivados ou em contratos bilaterais
- b) Agente de mercado habilitado a participar nos serviços de regulação e outros serviços de sistema, ou *Balance Service Provider* (BSP) – o agente que presta serviços de sistema a partir dos seus recursos de produção, consumo flexível ou armazenamento

- c) Agente de mercado responsável pelos desvios, ou BRP – o agente que se responsabiliza por um programa agregado de produção e/ou consumo e pelo pagamento dos desvios relativamente ao programa

Acrescenta-se ainda que o agente BRP poderá atuar por conta própria ou em nome de terceiros.

A EDP entende que as modalidades de participação presentes na proposta de articulado estão alinhadas com os princípios presentes no EB GL e na Decisão ACER 18/2020.

Neste âmbito, tendo em conta que as energias de desvio são determinadas por unidade de liquidação e que, para esse efeito, a unidade de liquidação corresponde 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, não é clara a razão que leva a ERSE a estabelecer um tratamento diferenciado para o CUR. Isto é, no caso particular do CUR, “que representa várias atividades, a que correspondem vários BRP e em resultado várias Unidades de Liquidação”.

A este respeito, a EDP entende que **o CUR não deveria ter associado um BRP, e subsequentemente uma Unidade de Liquidação, por cada atividade que representa**, já que desta forma não lhe é permitida uma posição única de desvios, que permitiria beneficiar o sistema com a respetiva redução de custos.

2.2. Agregação de unidades físicas

A nova proposta de regulamentação abandona a nomenclatura de produção em regime especial e produção em regime ordinário e introduz o conceito de unidade física habilitada e não habilitada para participar nos mercados de serviços de sistema, indo ao encontro do aprovado na última revisão da lei de bases do setor elétrico e prevendo também a entrada do consumo no mercado de serviços de sistema.

Quanto à agregação de unidades físicas, a nova versão do MPGGS determina que esta deverá ser feita por tecnologia e área de rede para as Instalações de Produção com menos de 1 MW de potência instalada.

Num contexto de introdução de centrais híbridas no SEN, a impossibilidade de agregação de unidades físicas de diferentes tecnologias ou potências superiores a 1MW é limitativa

e impede os agentes de mercado de retirar sinergias da operação de centrais híbridas, reduzindo assim a eficiência do seu portefólio, o que se traduz em custos acrescidos para o consumidor.

Adicionalmente, ainda que esteja prevista a nova unidade física de “agregação por tecnologia e área de rede para as Instalações de Produção com menos de 1 MW de potência instalada”, a EDP entende que a impossibilidade de participação em serviços de sistema por esta nova unidade cria limitações de participação em mercado, nomeadamente quanto a soluções no âmbito do autoconsumo.

Assim, a EDP defende que a agregação de unidades físicas deverá ser possível entre diferentes tecnologias e não deve ser limitadora quanto ao universo das instalações a considerar, sendo esta uma gestão que deve ficar por conta do BSP.

2.3. Áreas de ofertas

Na proposta de articulado, o conceito de áreas de ofertas substitui o conceito de áreas de balanço, sendo que estas apenas impactam a prestação de serviços de sistema pelo BSP e não a determinação do desvio de um BRP. Contudo, tal como anteriormente se verificava nas áreas de balanço, as áreas de ofertas são determinadas tendo por base a área de influência de um produtor ou consumidor, relativamente às áreas de rede definidas.

As áreas de ofertas são definidas como sendo o “conjunto de Unidades Físicas ligadas na mesma área de rede e pertencentes a um mesmo Agente de Mercado, para as quais se agregam, nomeadamente para a participação nos mercados de serviços de sistema”. No entanto, não é claro, quando se refere a aplicação “nomeadamente para a participação nos mercados de serviços de sistema”, a que outros conceitos se deveria aplicar (para além dos serviços de sistema), e se tem aplicação a todos os serviços de sistema (frequência e não frequência).

Naturalmente, é muito positivo que se elimine o conceito de área de balanço, para cumprir com a legislação europeia e decisões vinculativas da ACER. No entanto, **importa salientar que a prestação de serviços de sistema na sua globalidade não deverá ser considerada um serviço geográfico**, já que a estabilidade do sistema, garantida pelo equilíbrio entre a produção e o consumo, é avaliada a nível nacional. Como tal, os serviços de frequência nada têm a ver com restrições locais. Caso contrário, **serão criados constrangimentos num serviço que deve ser prestado na área de controlo.**

O mercado zonal da regulação europeia é um dos seus aspetos mais relevantes, e aplica-se não apenas aos mercados spot (diário e intradiário), mas também aos mercados de serviços de frequência.

Os serviços de frequência, assim como definido nos códigos de rede, têm como objetivo o controlo da frequência no LFC block (que coincide com a bidding zone) e nada têm a ver com a resolução de congestionamentos internos da rede nacional, para os quais existem outros mercados e instrumentos disponíveis à GGS. Pelo contrário, a introdução das áreas de ofertas cria uma complexidade excessiva que introduz ineficiências, contra-ativações e tende a aumentar os custos para o sistema.

Mesmo ao nível do Código de Rede de Operação de Sistema, convém recordar que se prevê que, caso uma determinada bidding zone abranja apenas uma zona de controlo, o âmbito geográfico da zona de programação coincide com o da bidding zone. Sendo Portugal um exemplo claro em que existe apenas uma área de controlo (gerida pela REN), a “área de ofertas” deveria ser a própria bidding zone, ou seja, uma área de ofertas nacional, e sem qualquer discriminação tecnológica.

A este respeito, a EDP salienta que os mercados europeus não funcionam numa lógica de áreas de ofertas, como se apresenta na presente proposta, que introduz fortes limitações ao modo como os agentes oferecem estes serviços, prejudicando o desempenho eficiente do mercado e conseqüentemente os benefícios associados do ponto de vista de redução global de custos. Partindo deste princípio, **a EDP defende que não deveriam existir áreas de ofertas, nem áreas de rede, para serviços de frequência.**

Assim, não se entende qualquer racional para estes "mercados locais" para problemas que na sua essência são geridos ao nível da área de controlo do TSO (em Portugal toda a área continental), pelo menos para serviços de balanço. Sem prejuízo de se prever que o TSO possa consoante as circunstâncias e com a devida justificação indicar alguma restrição no dia a dia, este carácter mais local deve ser circunscrito a produtos direcionados a resolver problemas locais.

Neste contexto, a EDP não pode deixar de clarificar que:

- a) Com base em informação do ORT em Portugal, **a rede de transporte não apresenta restrições ou congestionamentos significativos** quando comparada com a situação em outros Estados-Membros (e.g., Alemanha) com problemas mais

sérios na rede de transporte, e nos quais coexistem vários ORT. Aliás, este argumento tem sido inclusive a **justificação do ORT português para a desnecessidade de estabelecer um mercado de restrições**, uma vez que não existem situações de relevo que o justifiquem. Não se entende assim o racional apresentado para a manutenção das áreas de ofertas por temas de segurança operacional.

- b) As **restrições e congestionamentos na rede** ocorrem de forma variável no tempo e no espaço, o que significa que podem ocorrer em momentos específicos e para determinados elementos e zonas de rede, de uma forma dinâmica que **não se coaduna com a definição de zonas estáticas** como sejam as “áreas de oferta” que são adicionalmente determinadas por tecnologia.
- c) Naturalmente, o ORT, enquanto **Gestor do Sistema, deve poder indicar restrições de rede aos agentes de mercado que deveriam poder otimizar o seu portfolio de uma forma eficiente**, considerando as restrições indicadas pelo Gestor do Sistema após a realização do processo de validação técnica do sistema, na sequência da desagregação realizada pelos agentes de mercado após o encontro económico de mercado. Tal permitiria uma gestão substancialmente mais eficiente, considerando as restrições necessárias à segurança operacional, de acordo com a informação do Gestor de Sistema.

Esta evolução é ainda mais crítica quando se consideram circunstâncias como:

- i. A evolução para uma programação e ISP em 15', que implica uma maior complexidade de programação e despacho, que implica um elevado grau de eficiência, não compatível com esta desmultiplicação de programas sem qualquer racional que a suporte;
- ii. A participação de recursos de menor dimensão, como a procura, não se coaduna com a lógica de “área de balanço” que vemos ser replicada na participação de clientes industriais para os quais se continua a impor um programa por instalação sem a possibilidade de agregação e gestão de portfolio.

Adicionalmente, o conceito de constituição das áreas de ofertas agrava-se quando, no procedimento n.º 5 se detalha que as áreas de ofertas serão agrupamentos de centrais

térmicas, unidades físicas da mesma tecnologia ou instalações de consumo do mesmo agente ligadas a uma mesma área de rede.

Assim, a inclusão de unidades físicas em áreas de ofertas existentes ou a criação de novas áreas de ofertas é condicionada pelo agente de mercado, pela área de rede e pela tecnologia da unidade física. Como tal, unidades físicas de produção e consumo do mesmo agente de mercado ligadas à mesma área de rede terão que ter áreas de ofertas diferentes. O mesmo se aplica quando as unidades físicas são de tecnologias diferentes, como por exemplo solar e eólica.

A EDP entende que a segregação de áreas de ofertas por tecnologia não está alinhada com o princípio de neutralidade tecnológica. Este formato impede a participação conjunta em mercado grossista e de serviços de sistema das centrais híbridas e hibridizadas, o que inviabiliza qualquer sinergia criada pela sua constituição e, no futuro, qualquer atividade de agregação. Tendo em conta os projetos de hibridização que se perspetivam no futuro, esta modalidade deveria já ser prevista nesta revisão. O armazenamento já adjudicado no leilão de 2020, ou que vier a ser instalado, deverá ser afeto à área de ofertas correspondente ao centro produtor onde está ligado, podendo participar quer no mercado grossista, quer no mercado de serviços de sistema de modo agregado.

A derrogação proposta de 5 MW de capacidade total agregada para a não-inclusão em áreas de ofertas é insuficiente para o portfolio de um agregador (que será uma figura chave no engagement do consumidor à participação ativa em mercados) e constitui assim uma barreira ao desenvolvimento desta atividade, e na viabilidade de value stacking da flexibilidade agregada.

Adicionalmente importa referir que o GGS propõe, a título excecional a existência de áreas de ofertas constituídas por unidades físicas do mesmo agente de mercado, mas em diferentes áreas de rede, na medida em que o total não seja superior a 5 MW de potência habilitada a participar em serviços de sistema.

Neste âmbito importa também salientar que a ERSE, no documento justificativo, refere que: “as áreas de rede correspondem a um conjunto de subestações da RNT, nas quais se presume indiferente qual o recurso mobilizado, dentro das tipologias de unidades físicas definidas (Procedimento n.º 5), de forma a assegurar que requisitos fundamentais para a operação do SEN, como a previsibilidade e a controlabilidade dos fluxos de potência, EDP, S.A.

permanecem válidos a todo o instante”. Assim, **não é clara a razão inerente à segregação de áreas de ofertas por tecnologia.**

Em suma, **a EDP entende que o conceito de áreas de ofertas, pelo menos no que diz respeito a serviços de sistema de carácter não local (como é o caso dos serviços de frequência), deveria ser eliminado, bem como a sua discriminação por tecnologia, por não estar alinhada com a legislação europeia. Adicionalmente este conceito resultará, num elevado potencial de aumento dos custos finais para o sistema, por introduzir uma complexidade excessiva no controlo da frequência e por constituir uma barreira à hibridização e à agregação (e, por conseguinte, à participação de recursos distribuídos como é o caso da procura).**

2.4. Verificação do cumprimento da mobilização de serviços de sistema

De modo a garantir o cumprimento dos serviços de sistema adjudicados em mercado pelo GGS, foi introduzido um mecanismo de verificação do cumprimento da mobilização de serviços de sistema. Neste contexto, o incumprimento da prestação do serviço pelo agente de mercado dá origem a uma penalização.

A metodologia de cálculo do incumprimento toma como referência a soma de todas as mobilizações que alteram o programa de produção ou consumo do agente BSP, por áreas de ofertas, sendo de seguida determinada uma diferença por excesso ou por defeito, entre o programa final do agente e a posição real no mesmo referencial. O preço utilizado para a valorização do incumprimento corresponde ao preço médio ponderado de todas as ativações de regulação afetas à área de ofertas, agravado por um fator de 20%.

A ERSE defende que a introdução deste mecanismo resulta da alteração do cálculo dos desvios, que ao considerar a posição única do agente responsável pela liquidação de desvios (BRP) deixa de penalizar os incumprimentos das mobilizações para prestar serviços de sistema, caso o agente corrija o seu programa através de alterações noutras áreas de ofertas. Adicionalmente, refere que a garantia do cumprimento das mobilizações das energias de serviços de sistemas é ainda mais relevante para a estabilidade do sistema num cenário futuro, que passa a incluir mais agentes BSP de dimensão mais reduzida ou de características dispersas (agregação, participação do consumo ou do armazenamento).

Por último, salienta que caso o agente não seja mobilizado para prestar serviços de sistema, a única verificação a que estará sujeito será a do cumprimento do programa total em mercado organizado ou contratos bilaterais, determinado para a posição global do agente de mercado BRP, sendo, neste sentido, cumprida a Decisão da ACER 18/2020 sobre a harmonização do apuramento e valorização de desvios.

A EDP questiona a introdução deste mecanismo pois entende que o agente de mercado habilitado a fornecer serviços de sistema deveria poder atuar de forma agregada, após verificação técnica do mercado, já que a estabilidade do sistema é analisada a nível nacional e sem limitações geográficas. Desta forma, este seria capaz de otimizar o seu portefólio, reduzindo os custos de operação do SEN.

2.5. Metodologia de cálculo de preço de desvios

No modelo proposto a ERSE define o preço de desvio como a média ponderada das energias de regulação ativadas:

- $P_d(h)$ – preço do desvio por defeito – corresponde ao preço médio ponderado de energia de regulação a subir, considerando os preços e as respetivas energias de ativação
- $P_e(h)$ – preço do desvio por excesso – corresponde ao preço médio ponderado de energia de regulação a descer, considerando os preços e as respetivas energias de ativação

Relativamente à opção de utilização do preço médio ponderado, a EDP entende que este modelo se traduzirá em preços de desvios mais baixos do que a adoção do preço marginal. Contudo, o preço marginal tem a seu favor uma menor complexidade na sua implementação, maior transparência e um maior incentivo à auto-regulação do mercado de forma eficiente, no sentido de se auto-balancear (reduzindo assim a necessidade de reserva para o sistema), seja a nível individual ou do sistema como um todo, reduzindo assim os custos globais.

No respeitante à aplicação de preço único ou preço dual o articulado define que:

- Preço Único – aplicado sempre que no período de liquidação apenas tenha sido ativada energia de regulação num dos sentidos ou sempre que no período de liquidação tenham sido ativadas energias de regulação nos dois sentidos desde

que a ativação de serviços de sistema num dos sentidos seja inferior a um valor residual da energia correspondente a ativações de serviços de sistema em sentido contrário – sendo que este valor residual deverá resultar de proposta da GGS a aprovar pela ERSE, apresentada até 9 meses após a entrada em vigor do MPGGS

- Preço Dual – aplicado nos restantes casos.

Importa também referir que, caso tenham sido ativadas energias de regulação nos dois sentidos, valorizam-se os desvios por defeito com o preço do desvio por defeito e os desvios por excesso com o preço de desvio por excesso.

Em relação ao uso do preço dual para a liquidação dos desvios, a EDP reconhece a base legal da sua adoção nas derrogações previstas na Decisão ACER 18/2020, apesar de considerar que se deve convergir para um preço único, na medida em que o preço dual pode constituir um desincentivo ao princípio fundamental dos BRP "prestarem ajuda na regulação do sistema", de forma eficiente, como está aliás definido nas características gerais da liquidação do Procedimento nº 21.

A EDP não partilha a conotação geralmente negativa sobre autoequilíbrio expressa pela ERSE no documento justificativo, onde se refere que o ISP horário juntamente com o preço único impactaria negativamente o sistema. O autoequilíbrio dos agentes (naturalmente que sujeito às regras de atuação em mercados e à respetiva supervisão) deve ser visto como uma oportunidade para reduzir o desvio total do sistema, deixando os agentes livres de ajustar as próprias posições nos demais mercados e reduzindo as necessidades de atuação do próprio TSO, com impacto positivo no sistema. Por esta razão, **a EDP sugere rever a derrogação para que seja aplicada unicamente a todos os ISP com duração igual ou superior a 30 minutos, conforme previsto na Decisão ACER 18/2020, assegurando desta forma que o uso do preço dual convirja para preço único no momento em que se transite para um ISP de 15 minutos.**

Ainda sobre o tema do autoequilíbrio, a EDP considera que a presente proposta de MPGGS carece de uma oportuna aplicação do artigo 17(3-4) do Regulamento 2017/2195 que prevê a possibilidade de os BRP, antes da hora de fecho do mercado intradiário, poderem alterar os programas comerciais internos e externos necessários para o cálculo da sua posição final e, após a hora de fecho do intradiário, poderem ainda alterar os programas comerciais internos.

2.6. Unidade de desvio de comercialização

No atual MPGGS, alguns dos agentes de mercado comercializadores podem aderir à Unidade de Desvio de Comercialização para a liquidação de desvios, que atua assim como um BRP. A proposta de articulado vem propor a manutenção, por um período máximo de 7 meses a partir da data de entrada em vigor do MPGGS, do modelo atual, sendo que após este período, o serviço em causa terá que ser contratado em mercado a um BRP.

A este respeito, **a EDP concorda com a opção da ERSE de eliminar a Unidade de Desvio de Comercialização, entendendo que esta opção está alinhada com os princípios presentes no Regulamento de Mercado Interno de Eletricidade (Regulamento (UE) 2019/943) e na Decisão da ACER 18/2020.**

2.7. Armazenamento e agregação

A alínea b) do ponto 4 do artigo 18.º do Regulamento EB GL já prevê a participação agregada do consumo, produção e armazenamento em serviços de sistema: “Possibilitar que instalações de consumo, instalações de armazenamento de energia e instalações geradoras de uma zona de programação se agreguem para oferecer serviços de regulação”. Assim, **a EDP entende que a participação no mercado grossista e no mercado de serviços de sistema, através da agregação:**

- a) **das instalações de armazenamento, quer de modo autónomo, quer ligadas a centro produtores,**
- b) **das instalações de consumo e**
- c) **das instalações geradoras, incluindo as instalações de produção com menos de 1 MW de potência instalada,**

deveria ser contemplada nesta revisão do MPGGS.

Além disso, **alertamos que algumas alterações propostas pela ERSE (como sejam as áreas de ofertas com diferenciação geográfica), já abordadas neste documento, serão prejudiciais à futura entrada dessas tecnologias nestes mercados.**

2.8. Contratação assente em regras de mercado

A ERSE reconhece no documento justificativo que a os códigos de rede impõem normas específicas para a contratação de capacidade de balanço, contudo essas regras não estão

refletidas nesta proposta de revisão do MPGGS. **Continua a ser obrigatória a prestação de capacidade de reserva primária e terciária sem qualquer tipo de remuneração para a geração, o que contraria os princípios de neutralidade tecnológica e de contratação em regime de mercado definidos na regulação europeia**, bem como as boas práticas aplicadas na Europa (veja-se por exemplo a contratação comum de capacidade de FCR na europa central).

Neste contexto, a EDP reitera também a sua posição em relação ao produto específico de capacidade terciária, reservado ao consumo para instalações com potência superior a 4MW. **A banda de reserva de regulação tem todas as características de um produto standard de capacidade terciária, mas continua a ser contratada através de um mecanismo dirigido apenas a uma tecnologia** (aberto apenas à procura), e que exclui clientes de menor dimensão ainda que através de um portfolio de agregação.

Considerando a natureza deste serviço, que se entende como provisório, **considera-se que deve ser definido um prazo para a transição para um produto standard e tecnologicamente neutro**.

No que diz respeito ao mercado de banda secundária, acresce que as disposições europeias preveem a contratação de produtos unidireccionais para incentivar a neutralidade tecnológica com a participação de todas as tecnologias, algo que não está ainda previsto nesta proposta, mantendo a obrigação de oferta em ambas as direcções.

2.9. Papel do ORD no controlo da gestão das redes

Em virtude da possibilidade de participação em serviços de sistema de agentes habilitados conectados à rede de distribuição, a EDP salienta que, de acordo com o articulado proposto, a mobilização destes recursos apenas depende da ação do GGS, sem a validação prévia do ORD. Ora, tendo em conta que o ORD é a entidade responsável por garantir a segurança e o bom funcionamento da rede de distribuição, é fundamental que este operador tenha a possibilidade de validar previamente este tipo de ações.

Assim, e de acordo com o n.º 4 e o n.º 5 do artigo 182.º do Regulamento (EU) 2017/1485, de 2 de agosto, a EDP entende que a versão final do articulado deve prever a validação, por parte do ORD, da quantidade ofertada em serviços de sistema por agentes ligados à rede de distribuição, assim como a possibilidade de este colocar limites temporários à ativação devido a constrangimentos locais na rede de distribuição.

Adicionalmente, realçamos a necessidade de estabelecer procedimentos de comunicação entre o GGS e o ORD que permitam operacionalizar com sucesso as ações mencionadas.

Por último, a EDP entende que o processo de pré-qualificação de fornecedores de serviços de sistema ligados à rede de distribuição deve incluir um pedido de Parecer ao ORD, conforme o estabelecido pelo n.º 3 do artigo 182.º do Regulamento (EU) 2017/1485.

2.10. Contratação de serviços de sistema de não frequência

O Clean Energy Package estabelece que, também a contratação de serviços de sistema de não frequência seja feita através de mecanismos de mercado. Estes serviços incluem o controlo de tensão, as injeções rápidas de corrente reativa, a inércia, a corrente de curto-circuito, a capacidade de arranque autónomo e a capacidade de funcionamento isolado.

Uma vez que em Portugal nenhum destes serviços é objeto de um mercado próprio, a EDP gostaria de salientar algumas boas práticas aplicadas em outros Estados Membros da UE e que poderiam ser introduzidas no nosso sistema. Em Espanha, por exemplo, vai ser introduzido um mercado de energia reativa para resolver problemas de tensão locais. Na Irlanda existe já um mercado para a contratação de inércia para o sistema, nos estados nórdicos já foi implementado um mercado para reservas ultrarrápidas e na Itália o TSO está também a conduzir um piloto neste âmbito com contratação por leilão. Em relação ao arranque autónomo, em muitos países europeus esta contratação é feita por leilão.

Com efeito, está a decorrer uma consulta relativa aos termos e condições aplicáveis no âmbito da contratação da prestação de serviços de arranque autónomo. **Questiona-se se este tema não deveria igualmente constar da própria revisão do MPGGS.**

2.11. Planeamento

Em relação ao planeamento da implementação dos códigos de rede apresentado, a EDP reconhece a esforço feito pela ERSE de atribuir mais transparência a este processo.

Não obstante, seria benéfico ter visibilidade sobre um planeamento mais exaustivo e detalhado, nomeadamente sobre a participação de armazenamento, agregação independente e centrais híbridas nos serviços de sistema (e.g., requisitos de qualificação e participação considerando as diferentes tecnologias) e da passagem ao sistema de programação quarto-horária, além da aplicação de todas as outras disposições em falta

do EBGL (nomeadamente o princípio geral de contratação dos serviços de sistema necessários, como a FCR, com base em mecanismos de mercado e cumprindo com os requisitos estabelecidos na legislação europeia).

A EDP, tomando como exemplo o projeto "hoja de ruta" da REE em Espanha, pede uma maior transparência e envolvimento dos agentes de mercado no planeamento, estabelecendo momentos de abertura ao diálogo e à partilha de informações com os agentes do setor, organizando webinars regulares sobre os temas específicos para assegurar uma implementação sólida, adequada e profícua de toda a regulação europeia.

2.12. Imputação de custos de neutralidade financeira aos consumos/produção não habilitados

De acordo com o documento justificativo, a REN propôs que os custos de neutralidade financeira, resultantes dos custos totais da atividade de funcionamento do mercado deduzidos das receitas dos desvios cobrados aos BRP e que são hoje imputados ao consumo, deveriam recair sobre o consumo e a produção, ambos não habilitados.

Esta medida proposta pela REN pretende “promover a adesão aos serviços de sistema de um maior número de agentes, potencialmente melhorando a quantidade e qualidade dos serviços de regulação e reduzindo os custos dos desvios da regulação”.

Adicionalmente, também é referido que “a contribuição do consumo para os serviços de sistema, através da habilitação e participação nestes serviços, deve ser premiada pela não imputação de custos não relacionados com os desvios, na medida em que se reconheça que a participação ativa nos mercados de serviços de sistema contribui para reduzir estes custos. Em contraponto, a produção não habilitada contribui parcialmente para os custos de gestão do sistema não relacionados com os desvios, devendo contribuir para o seu financiamento, em certa medida.”

Neste contexto, a EDP entende que **o facto relevante, e que deveria determinar a não imputação dos custos de neutralidade financeira, é a prestação efetiva de serviços de sistema, e não apenas a condição de habilitação para a prestação destes serviços.** Isto é, a mera condição de habilitação para a prestação de serviços de sistema não garante a participação efetiva nesses serviços, sendo esta participação a que deveria ser premiada pela não imputação de custos não relacionados com os desvios.

Adicionalmente, a EDP também faz notar que, no curto prazo, os desenvolvimentos a realizar para a harmonização dos mercados de serviços de sistema a nível europeu e o aumento do papel dos BSP nesses mercados, tendem a dar menor visibilidade ao GGS sobre os ativos que prestam serviços de sistema.

Face ao exposto, e de forma a não fomentar a criação de situações transitórias, que prejudicam a estabilidade regulatória, a **EDP defende a manutenção da metodologia atual para a imputação de custos de neutralidade financeira**. Salientamos, igualmente, que parece existir uma incongruência entre o que é referido pela ERSE no documento justificativo e a proposta de articulado, já que, por um lado, no documento justificativo se menciona que *“embora a ERSE tenha optado por não incluir esta alteração na presente proposta, para não a desfocar do objetivo de implementação da Decisão 18/2020 da ACER, pretende-se discutir este tema em futuras alterações do MPGGS, reconhecendo a sua pertinência”*, e por outro lado, a alínea s) do ponto 11.3.2. do articulado estabelece o *“Encargo para o sistema a imputar ao consumo e produção não habilitados;”*.

Por último, e relativamente à mesma alínea s) do ponto 11.3.2. do articulado, a EDP entende que, por motivos de transparência no processo de liquidação, o total dos encargos e proveitos que resultam no encargo para o sistema a imputar ao consumo, devem ser discriminados via webservice.

3. Comentários Específicos

3.1. Procedimento n.º 1 | 3 Avisos da GGS

No ponto 3 deste Procedimento estabelece-se que *“em complemento às disposições do presente Manual de Procedimentos, a GGS, Gestão Global do Sistema, pode emitir normas complementares, sob a forma de Avisos da GGS, ... com prévio conhecimento da ERSE ...”*.

Questiona-se o porquê de a emissão de Avisos da GGS com normas complementares deixarem de depender de aprovação da ERSE, bastando a sua tomada de conhecimento.

A supervisão da Entidade Reguladora sobre o funcionamento dos mercados de serviços de sistema, especialmente considerando as grandes mudanças que devem ser implementadas, dever-se-ia intensificar em vez de diminuir, pelo que não se entende esta alteração e sugere-se que se mantenha a necessidade de aprovação pela ERSE.

3.2. Procedimento n.º 3 | 1 Tipos de unidades de programação

Este número introduz uma diferenciação ao nível das unidades de programação cujo alcance não é totalmente claro. Parece impor a separação de uma unidade de compra de energia de um comercializador, entre os clientes habilitados a participar em serviços de sistema e os restantes, com duas unidades de programação mesmo que apenas para efeito da compra de energia, a qual é ainda mais desagregada por área de ofertas (sobre a qual apresentámos já os nossos comentários). O mesmo se aplica às restantes atividades, como é o caso da produção.

Assim, recomendamos clarificar que as unidades de programação não devem de uma forma genérica ser diferenciadas desta forma (que abrange a própria compra e venda em mercados spot ou via contratos bilaterais), mas sim, considerar que, para efeitos de serviços de sistema (e assumindo que os próprios critérios de habilitação diferem entre eles) se consideram os critérios de habilitação. Desta forma, poder-se-á ter uma unidade de programação com ativos habilitados e não habilitados à prestação de serviços de sistema, evitando-se criar uma excessiva complexidade da participação dos mercados de energia por parte dos agentes de mercado.

3.3. Procedimento n.º 5 | 2 Inscrição ou alteração duma área de ofertas

Na presente proposta, a ERSE refere que as áreas de rede propostas não alteram a atual distribuição de unidades físicas pelas áreas de balanço, com exceção da separação da área de rede do Minho segundo os níveis de tensão de 150 e 400 kV, sob proposta da REN.

Face aos comentários realizados no ponto 2.3 - Áreas de Ofertas -, a EDP entende que não deve haver uma maior desagregação das áreas de ofertas já existentes, mas sim a eliminação deste conceito, alinhando assim a regulamentação nacional com o quadro legal e regulamentar europeu, e desta forma não prejudicando o desempenho eficiente do mercado e consequentemente os benefícios associados do ponto de vista de redução global de custos.

3.4. Procedimento n.º 12 | 10.2 Energia de regulação secundária mobilizada

A energia de regulação secundária 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.”

De facto, ocorreram situações pontuais no mercado onde o preço da energia de regulação secundária a baixar foi superior ao preço de mercado diário, o que acontece quando temos agentes a fazer ofertas de compra de energia acima do preço de mercado diário. Um destes exemplos aconteceu no dia 02/02/2022:

Preço de Reserva de Regulação

2022-02-02



HORA	Energia Secundária		Energia Reserva		Preço	
	Subir	Descer	Subir	Descer	Subir	Descer
1	10,7	9,5	0,0	42,2	211,32	165,90
2	0,0	14,7	0,0	134,4		159,90
3	9,7	0,0	10,5	2,1	222,22	3000,00
4	22,0	0,0	0,0	248,7	222,22	155,55
5	10,6	0,0	4,4	92,1	150,00	155,55
6	0,0	45,6	8,1	73,9	222,22	155,55
7	0,0	17,2	161,6	2,1	211,32	3000,00
8	24,2	0,0	0,0	330,5	252,50	165,90
9	50,8	10,4	0,0	392,4	257,00	205,69
10	18,9	26,0	0,0	516,9	246,50	168,56
11	6,1	30,9	0,0	478,7	252,50	165,90
12	57,1	0,0	0,0	592,4	240,09	165,90
13	38,0	9,1	44,8	3,5	230,50	159,90
14	0,0	21,8	0,0	430,1		159,90
15	17,1	0,0	0,0	45,1	211,32	145,20
16	59,5	0,0	90,9	2,1	211,32	3000,00
17	64,3	0,0	169,5	12,3	234,40	186,02
18	33,8	3,4	0,0	502,9	265,00	168,56
19	29,6	0,0	0,0	465,8	272,50	205,69

- Nas horas 3, 7 e 16, o preço de reserva de regulação a descer foi de 3000 €/MWh. O preço de mercado diário foi de 182 €/MWh na hora 7.

Energia de Regulação Secundária

2022-02-02



Valores Anuais

Área Balanço	HORA 1	HORA 2	HORA 3	HORA 4	HORA 5	HORA 6	HORA 7	HORA 8	HORA 9	HORA 10	HORA 11	HORA 12
ACAVADB	0,0	0,0	0,0	0,0			0,0	0,0		0,0	0,0	0,0
ACIMPOS												
ADOURO								0,0	0,0	0,0		
AGUADIA										0,0		
AGUADIB	0,0					0,0	0,0	0,0			0,0	0,0
ALARES	-8,3	-1,7	2,6	4,6	0,4	-24,9	-11,2	12,2	28,4	18,9	-0,9	22,3
AMONDEB				0,0	0,0	0,0					0,0	0,0
AMONDEG								0,0	0,0	0,0		
APEGO2	-1,2	-3,5	5,5	15,9	9,8	-17,9	-4,0	9,6	-10,4	-11,0	6,1	12,8
ARIBATE	10,7	-9,5	1,6	1,5	0,4	-2,8	-2,0	2,4	22,4	-15,0	-30,0	22,0
ASLVAYS												
ATEJZEZ												0,0
DOUSUPB	0,0											
TOTAL	1,2	-14,7	9,7	22,0	10,6	-45,6	-17,2	24,2	40,4	-7,0	-24,8	57,1

- A centrais que prestaram o serviço de reserva de regulação secundária na hora 7 tiveram que comprar energia a 3000 €/MWh, o que penalizou bastante quem prestou este serviço.

A valorização da energia de regulação secundária está dependente das ofertas de terceiros e, caso haja um erro nas ofertas de um outro agente, o preço apurado pode ter um impacto negativo na valorização desta energia, penalizando o agente que está a prestar o serviço de telerregulação.

De modo a minimizar este risco, propomos que os preços da energia de regulação secundária sejam balizados pelo preço de mercado diário. Assim, propomos que seja acrescentado o seguinte texto no final do ponto 10.2 do procedimento n.12:

“O preço apurado para a valorização da energia de reserva de regulação secundária deve ser maior ou igual que o preço de encontro do mercado diário, para o sentido de regulação a subir.

O preço apurado para a valorização da energia de reserva de regulação secundária deve ser menor ou igual que o preço de encontro do mercado diário, para o sentido de regulação a baixar.”

3.5. Procedimento n.º 13-A | 2 Definição do serviço

Na tabela, onde se inclui a revisão do limite de +/- 15.000€, sugere-se remeter para a respetiva Decisão da ACER que aprovou esta revisão (Decisão ACER 3/2022, de 25 de fevereiro), bem como ao mecanismo de ajustamento automático a aplicar.

Assim, a EDP sugere a seguinte redação para o ponto “Preço Mínimo e Máximo” da tabela do n.º 2 do Procedimento n.º 13-A:

“Estabelecidos por Decisão da ACER. A Decisão 1/2020 definiu -/+ 99 999 e 99 999 €/MWh. A partir de 01.07.2022, e por um período transitório, os limites são alterados para -/+ 15 000 €/MWh, atualizados se forem atingidos os limites do mercado intradiário (-/+ 9 999 €/MWh), segundo o disposto na Decisão ACER 3/2022, de 25 de fevereiro.”

3.6. Procedimento n.º 21 | 8 Penalização por incumprimento das instruções de despacho

A respeito da penalização por incumprimento das instruções de despacho não é clara a validação quarto-horária, na medida em que as energias de regulação são contratadas numa base horária.

Adicionalmente, a EDP entende que o significado de “solicitações de potência” seja clarificado, uma vez que o mercado de serviços de sistema, com exceção das bandas de regulação, transaciona produtos de energia (e não de capacidade) numa base horária.

3.7. Procedimento n.º 21 | 8.1 Incumprimento de instrução de despacho

Tal como já referido neste documento, **a EDP entende que, de uma forma geral, a validação das instruções de despacho deveria ser feita, com exceção para a energia de regulação secundária e restrições, ao nível do portfolio e não das áreas de oferta.** A validação de instruções de despacho por áreas de ofertas faz com que as unidades que prestam serviços de sistema deixem de poder contribuir para corrigir o desvio agregado das unidades do agente, o que as coloca numa situação desvantajosa e com maior risco operacional.

Dito isto, e considerando a metodologia apresentada, salientamos que a valorização do incumprimento da instrução de despacho resulta numa tripla penalização para o agente que presta serviços de sistema:

- a) perda de receita;
- b) penalização adicional de 20%;
- c) penalização por desvios.

A conjugação destas 3 componentes traduz-se num risco operacional elevado para as centrais que prestam este serviço.

Verificamos também que há uma dualidade de critérios em função do sentido da instrução de despacho, isto é:

- Para instruções a subir - o preço da penalização corresponde ao preço médio ponderado de todas as ativações de regulação a subir afetas à área de ofertas, quando positivo, com uma agravante de 20%.
- Para instruções a baixar - o preço da energia em incumprimento corresponde ao preço marginal do mercado diário, quando positivo, com uma agravante de 20%, descontado o preço médio ponderado de todas as ativações de regulação a baixar afetas à área de ofertas.

A este respeito entendemos que uma forma mais justa para penalizar o agente, passaria pela devolução do ganho face ao preço de mercado, para a energia em incumprimento, uma vez que esta será depois penalizada em desvios. Assim sendo, propomos que o penúltimo parágrafo do ponto 8.1 do Procedimento n.º 21 seja redigido da seguinte forma:

“Para a potência ativa instruída a subir em incumprimento a penalidade, PIID, corresponde ao preço médio ponderado de todas as ativações de regulação a subir afetas à área de ofertas descontado o preço marginal do mercado diário. Para a potência ativa instruída a baixar em incumprimento, PIID, corresponde ao preço marginal do mercado diário, descontado o preço médio ponderado de todas as ativações de regulação a baixar afetas à área de ofertas.”

3.8. Procedimento n.º 24 | 2 Relatório de monitorização

Este número refere a obrigação do GGS, em observação do Regulamento EB, publicar na sua página de internet um relatório sobre a regulação do sistema de transporte.

Considerando o âmbito deste Manual e a separação de atividades entre Operação da Rede de Transporte e Gestão Global do Sistema, sugere-se que, onde se refere “relatório

sobre a regulação do sistema de transporte”, se altere para " relatório sobre a atividade de gestão global do sistema”.

No último parágrafo, **sugere-se ainda incluir o seguinte: “Com base nos relatórios já publicados, a ERSE pode solicitar à GGS que introduza alterações estruturais ou de conteúdo no relatório seguinte, bem como pode ainda solicitar ao GGS que apresenta propostas de revisão aos atuais procedimentos (ou de novos) quando se justifique adequado para dar resposta a fragilidades detetadas neste âmbito.”**

Este último parágrafo deveria aliás aplicar-se igualmente ao ponto 4.

4. Lapsos de Redação

Por último, a EDP alerta apenas para pequenos lapsos de redação no texto da proposta:

- No índice foram retiradas todas as referências aos números dos procedimentos;
- As expressões "produção regime ordinário" e “produção regime especial”, não obstante terem sido eliminadas no Decreto-Lei n.º 15/2022, e também nas definições do próprio MPGGS, continuam a estar presentes em vários procedimentos do manual.