

# CONSULTA PÚBLICA 105

## RELATÓRIO

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

SETOR ELÉTRICO





ÍNDICE

<b>1</b>	<b>RESUMO DA DECISÃO DA ERSE.....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>5</b>
<b>3</b>	<b>ANÁLISE DOS COMENTÁRIOS .....</b>	<b>13</b>
3.1	Estatuto de agente de mercado .....	13
3.2	Definições e conceitos.....	16
3.2.1	Agente de mercado responsável pela liquidação de desvios (BRP) e agente de mercado habilitado a participar nos serviços de regulação e outros serviços de sistema (BSP) .....	16
3.2.2	Unidades de programação.....	19
3.2.3	Unidades físicas .....	23
3.2.4	Período de Liquidação de Desvios (ISP) .....	28
3.3	Áreas de rede e áreas de ofertas.....	30
3.4	Cálculo do desvio dos BRP .....	35
3.5	Preço de desvio.....	37
3.6	Banda de Reserva de Regulação .....	40
3.7	Contratação bilateral de serviços de sistema .....	46
3.8	Coordenação entre a GGS e o ORD .....	48
3.9	Verificação do cumprimento da mobilização de serviços de sistema .....	50
3.10	Liquidação dos serviços de sistema.....	54
3.10.1	Liquidação dos agentes prestadores de serviços de sistema .....	55
3.10.2	Liquidação aos Agentes responsáveis pela liquidação de desvios .....	55
3.10.3	Unidade de Desvio de Comercialização .....	56
3.10.4	Prazo da liquidação .....	57
3.10.5	Arredondamentos dos itens de liquidação .....	58
3.11	Garantias .....	59
3.12	Planeamento da implementação dos códigos de rede e outros desenvolvimentos.....	59
3.12.1	Plataformas europeias .....	60
3.12.2	Armazenamento e agregação.....	62
3.12.3	Planeamento da implementação .....	63
3.13	Período de implementação das novas regras de cálculo e valorização dos desvios .....	63
3.14	Outros temas incluídos na alteração do MPGGS.....	65
3.14.1	Revogação do procedimento relativo ao regime de interruptibilidade .....	65
3.14.2	Alterações ao programa de regulação secundária do regulador central.....	65
3.14.3	Período de fecho das carteiras de comercialização .....	65
3.14.4	Custos de implementação das alterações regulamentares .....	66
3.14.5	Incorporação de decisões da ERSE já tomadas .....	66

<b>4</b>	<b>COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS SOBRE AS PROPOSTAS DE REGULAMENTAÇÃO .....</b>	<b>69</b>
4.1	Procedimento n.º 1 – Disposições gerais .....	69
4.2	Procedimento n.º 2 – Estatuto de Agente de Mercado .....	70
4.3	Procedimento n.º 3 - Unidades de Programação .....	71
4.4	Procedimento n.º 6 – Funcionamento do sistema .....	71
4.5	Procedimento n.º 12 – Regulação secundária .....	72
4.6	Procedimento n.º 12 – Regulação secundária .....	73
4.7	Procedimento n.º 13 – Reservas de Regulação .....	74
4.8	Procedimento n.º 13-A – Reservas de Reposição.....	74
4.9	Procedimento n.º 21 – Procedimentos de liquidação.....	75
4.10	Procedimento n.º 21-A - Relacionamento entre o BRP e outros agentes de mercado.....	76
4.11	Procedimento n.º 22-B – Proteção de dados.....	77
4.12	Procedimento n.º 24 – Disposições finais e transitórias .....	78
4.13	Anexo II – Condições gerais do contrato de adesão ao mercado de serviços de sistema .....	79
4.14	Outros temas .....	81
<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO.....</b>	<b>83</b>

## 1 RESUMO DA DECISÃO DA ERSE

O Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico (MPGGS)<sup>1</sup> estabelece as disposições aplicáveis ao funcionamento da atividade de Gestão Global do Sistema desenvolvida pelo operador da rede de transporte, designadamente no que respeita a critérios de segurança e funcionamento da operação do Sistema Elétrico Nacional (SEN) e regras de funcionamento dos mercados de serviços de sistema.

A presente alteração do MPGGS tem por objetivo principal a implementação da metodologia europeia harmonizada para o tratamento de desvios, segundo a Decisão da ACER n.º 18/2020 (*ISH - Imbalance Settlement Harmonization*).

### NOVA METODOLOGIA PARA O TRATAMENTO DOS DESVIOS DOS AGENTES DE MERCADO HARMONIZADA COM AS REGRAS EUROPEIAS

Os pilares da nova metodologia para o tratamento dos desvios são três:

1. **Posição única de desvio**, determinada para a área de mercado:

Esta posição única passa a incluir todo o consumo e a produção associados ao mesmo agente responsável pelos desvios, independentemente da sua localização e saldando produção e consumo. A posição única inclui a programação que decorre da participação nos mercados organizados e contratos bilaterais, mas também os ajustes que decorram da participação nos mercados de serviços de sistema ou de instruções do gestor do sistema.

2. **Preço de desvio** determinado em função da mobilização de energia de balanço nos respetivos mercados e aplicado à quantidade de desvio, de forma sensível ao sinal do desvio:

O preço decorre diretamente das mobilizações de energia de balanço, sendo aplicado à energia de desvio por excesso ou por defeito, respeitando o respetivo sinal. São aplicados preços duais ao desvio, correspondendo a preços potencialmente diferentes consoante o desvio seja por excesso ou por defeito.

---

<sup>1</sup> Aprovado pela 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, pela Diretiva n.º 16/2021, de 18 de novembro e aditado pela Diretiva n.º 13-A/2022, de 21 de junho.

3. Um agente de mercado pode assumir diretamente a responsabilidade pelos desvios ou delegar num **agente responsável pela liquidação dos desvios (BRP)**

O BRP pode assim agrupar várias carteiras de consumo e/ou de produção, para efeitos de cálculo e pagamento dos desvios. Um agente de mercado pode delegar a responsabilidade pelos desvios e correspondente relacionamento com o gestor do sistema num terceiro, posicionando-se apenas noutros segmentos da atividade.

A metodologia de tratamento de desvios inclui ainda o **princípio da neutralidade financeira** do gestor do sistema, pelo qual é imputado ao consumo o saldo dos custos e receitas da gestão do sistema, nomeadamente entre as liquidações dos desvios e os custos e receitas com a mobilização da energia de balanço, bem como os custos com as restrições técnicas e outros serviços de sistema.

Esta nova metodologia representa uma mudança substancial das regras em vigor, bem como dos sistemas de informação de suporte à atividade da liquidação.

#### **MPGGS INCLUI NOVOS CONCEITOS E AUTONOMIZA A PRESTAÇÃO DOS SERVIÇOS DE SISTEMA FACE À RESPONSABILIDADE PELOS DESVIOS**

Do Regulamento (UE) 2017/2195 da Comissão, de 23 de novembro, que estabelece orientações relativas ao equilíbrio do sistema elétrico (**Regulamento EB**), decorre a separação de papéis quanto à responsabilidade pela liquidação dos desvios (BRP – Balance Responsible Party) e quanto à prestação de serviços de sistema (BSP – Balancing Service Provider). Os agentes de mercado podem assumir vários papéis, os quais correspondem a diferentes tipos de obrigações perante o sistema. Por exemplo, um agente que delegue a responsabilidade pelos desvios num terceiro, não está sujeito à obrigação de prestação de garantias para essa atividade.

Do quadro regulamentar europeu<sup>2</sup> e da legislação nacional<sup>3</sup>, decorre também o acesso dos consumidores ou das instalações de armazenamento à prestação de serviços de sistema, seja diretamente, seja através de agregação. Assim, foram incluídas diversas referências a esta participação, criando um quadro mais adequado e atualizado aos desenvolvimentos regulamentares recentes e para os que se seguirão. Note-se,

---

<sup>2</sup> Regulamento EB.

<sup>3</sup> Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do SEN.

por exemplo, que a participação dos consumidores nos serviços de sistema já acontece por via do serviço de banda de reserva de regulação e no âmbito do projeto-piloto para o serviço da reserva de regulação.

As alterações do MPGGS separam claramente o âmbito da participação nos mercados organizados (mercado diário e intradiário) e contratos bilaterais, face à prestação de serviços de sistema. Nesse sentido, a liquidação dos serviços de sistema passa a definir um quadro específico de verificação do cumprimento dos serviços e de penalizações por incumprimento.

Os desenvolvimentos regulamentares necessários à plena participação da procura e das instalações de pequena dimensão (incluindo armazenamento, produção ou consumo) nos serviços de sistema estão apenas no início. A ERSE antevê a sua concretização gradual no âmbito da revisão regulamentar do setor elétrico, que se iniciará muito breve, e em paralelo com a alteração do MPGGS para implementação dos elementos em falta relativos ao quadro regulamentar europeu.

#### **A PARTICIPAÇÃO NOS SERVIÇOS DE SISTEMA FOI SIMPLIFICADA ATRAVÉS DAS ÁREAS DE OFERTAS**

A substituição do conceito da área de balanço pela área de ofertas permite agilizar a inscrição das unidades físicas nas respetivas áreas de ofertas, sem necessidade de aprovação pela ERSE. As alterações produzidas também promovem uma maior agregação de unidades físicas numa mesma área de ofertas, aumentando a flexibilidade dos agentes de mercado na prestação do serviço de regulação de frequência. Em complemento, são incluídos novos casos como as unidades físicas de armazenamento ou de agregação, englobando já novas realidades do sistema elétrico.

Embora se mantenha a verificação do cumprimento dos serviços de sistema mobilizados por área de ofertas, sinaliza-se que o gestor do sistema deve procurar flexibilizar esta prestação alargando as áreas de ofertas a considerar nessa verificação. A ERSE assinala assim a necessidade de evolução no sentido de reduzir as barreiras ou restrições à prestação de serviços de sistema relacionados com a frequência.

#### **NOTA DE LIQUIDAÇÃO SEMANAL**

Havendo a necessidade de ajustar os ciclos de faturação num horizonte temporal mais curto, para efeitos de mitigação de riscos associados à evolução das responsabilidades geradas no âmbito da adesão ao mercado de serviços de sistema no SEN com repercussão no dimensionamento das garantias, a ERSE estabelece que a nota de liquidação tenha uma periodicidade semanal síncrona com o ciclo de faturação semanal utilizado pelo ONME, para efeito da liquidação das responsabilidades económicas de cada agente.

Para efeitos da sua concretização, foram revistos os Procedimentos de Liquidação e de Pagamentos e Recebimentos, os prazos associados à emissão das notas de liquidação (até ao fim do 5.º dia útil) e contestação às mesmas por parte dos agentes de mercado (em 4 dias úteis após a emissão da nota de liquidação), bem como o período máximo revisto de correção aos valores da nota de liquidação (de 7 meses) e o prazo máximo a pagamento (de 7 dias após a emissão dos documentos de faturação).

**MPGGS CONSOLIDA AS VÁRIAS ALTERAÇÕES RECENTES PRODUZIDAS EM CUMPRIMENTO DE DECISÕES REGULAMENTARES EUROPEIAS ESPECÍFICAS**

O MPGGS tem sofrido diversas alterações pontuais para implementar aspetos concretos da regulamentação europeia, fruto dos códigos de rede europeus, de decisões da ACER e de decisões coordenadas dos reguladores. O texto agora publicado, que republica o MPGGS, consolida essas alterações e clarifica aspetos pontuais, facilitando a aplicação das regras pelos destinatários.



## 2 INTRODUÇÃO

### A ACER ADOTOU UMA DECISÃO SOBRE UMA METODOLOGIA HARMONIZADA DE TRATAMENTO DOS DESVIOS DOS AGENTES NO MERCADO DE ELETRICIDADE

A concretização do estabelecido no 3.º Pacote Legislativo Europeu de Energia de 2009, tendo em vista a criação e reforço do Mercado Interno da Energia da UE, levou à publicação do Regulamento (UE) 2017/2195 da Comissão, de 23 de novembro, que estabelece orientações relativas ao equilíbrio do sistema elétrico (Regulamento EB). Este Regulamento estabeleceu princípios comuns para a contratação e a liquidação de reservas de contenção da frequência, reservas de restabelecimento da frequência e reservas de reposição, trocadas entre os operadores das redes de transporte de eletricidade (ORT) nas plataformas europeias.

Esses princípios incluem o desenvolvimento de uma proposta para especificar e harmonizar as principais características da liquidação de desvios dos agentes de mercado. Em concreto, os artigos 4.º e 5.º do Regulamento EB requerem que os ORT proponham uma metodologia comum para a liquidação dos desvios.

O n.º 2 do artigo 52.º do Regulamento EB prevê o envio aos reguladores nacionais (*National Regulatory Authorities* - NRA) de uma proposta de metodologia de liquidação dos desvios. Com esse objetivo, os ORT europeus realizaram uma consulta pública, entre 16 de julho e 28 de setembro de 2018, a um projeto de proposta dessa metodologia. Com as conclusões dessa consulta pública, a proposta regulamentar foi enviada aos NRA em 11 de fevereiro de 2019.

Após análise, os NRA submeteram aos ORT, a 11 de julho de 2019, um pedido de alteração daquela proposta, tendo recebido resposta da nova proposta a 14 de novembro de 2019.

A 16 de janeiro de 2020, o *chair* do *Energy Regulators Forum* informou a ACER (*Agency for Cooperation of energy Regulators*), que os NRA não tinham chegado a acordo sobre a proposta de metodologia apresentada pelos ORT dentro do prazo de 2 meses, estabelecido no Regulamento EB.

Em resultado, de acordo com o n.º 2 do artigo 6º do Regulamento EB, a ACER adotou uma decisão sobre a metodologia de harmonização de liquidação de desvios (ISH - *Imbalance settlement harmonization*) na sequência de um processo que envolveu uma consulta aos ORT e aos NRA e uma consulta pública entre 9 e 29 de março de 2020. A ACER emitiu a Decisão 18/2020, a 15 de julho, sobre o tema.

A referida Decisão sobre a harmonização da liquidação de desvios engloba os seguintes aspetos:

- a) Posição única do desvio, designadamente o cálculo de,
- Posição;
  - Quantidade alocada;
  - Ajustamento de desvio.
- b) Componentes e cálculo do preço de desvio, incluindo,
- Metodologia do preço único de desvio;
  - Condições de aplicação de preços duais de desvio;
  - Definição do valor do preço de ativação evitada.

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. A REN participa nas plataformas TERRE (reserva de reposição) e IN (processo de coordenação de desvios) desde setembro e dezembro de 2020 respetivamente.

#### **A ERSE LANÇOU UMA CONSULTA SOBRE A IMPLEMENTAÇÃO DA METODOLOGIA HARMONIZADA DE DESVIOS**

Em 15 de fevereiro de 2022, a ERSE lançou a [Consulta Pública n.º 105](#) com a proposta de reformulação do MPGGS. Esta proposta concretiza a Decisão da ACER n.º 18/2020, que fixa uma metodologia harmonizada de tratamento dos desvios no mercado interno.

A proposta inclui ainda outros aspetos de melhoria gradual e adaptação do MPGGS, como uma nova metodologia de verificação do cumprimento da mobilização de serviços de sistema, a redefinição das áreas de balanço ou a redução do período de liquidação.

O prazo de receção de comentários à consulta da ERSE decorreu até 31 de março de 2022.

## A CONSULTA FOI PARTICIPADA, REVELANDO O INTERESSE DE NOVOS ATORES NOS SERVIÇOS DE SISTEMA

Além do parecer do Conselho Consultivo, foram recebidos contributos de 15 participantes. Os conteúdos não assinalados como confidenciais são publicados na íntegra na página da consulta pública no sítio da ERSE na Internet.

Os participantes foram os seguintes:

- Associação Portuguesa dos Industriais Grandes Consumidores de Energia Eléctrica (APIGCEE)
- Coopérnico - Cooperativa de Desenvolvimento Sustentável
- EDP Energias de Portugal e EDP Comercial
- EFET – European Federation of Energy Traders
- Endesa
- Enforcesco
- E-Redes
- FORTIA Energía
- GALP
- Iberdrola Clientes Portugal
- Megasa - Siderurgia Nacional
- Movhera
- REN – Redes Energéticas Nacionais
- SU Eletricidade

Da lista de participantes, destaca-se a presença de novos atores na prestação de serviços de sistema, a qual se insere na tendência de descentralização do setor elétrico e de participação da procura.

Ao longo deste relatório, por facilidade de exposição e leitura, o sentido dos pareceres dos Conselhos Consultivo e Tarifário, órgãos estatutários da ERSE, os contributos institucionais de outros reguladores ou entidades da administração pública, bem como os contributos de outros interessados, públicos ou privados, coletivos ou individuais, podem ser genericamente referidos como “entidades”.

O presente Relatório da Consulta apresenta e pondera os contributos recebidos sobre as propostas iniciais da ERSE, justificando a opção tomada na decisão final que aprovou a reformulação do MPGGS.

O documento está organizado em cinco capítulos: um resumo da decisão regulamentar da ERSE (Capítulo 1), a introdução (Capítulo 2), a discussão temática geral dos contributos e a posição da ERSE

(Capítulo 3), a discussão de comentários específicos de detalhe (Capítulo 4) e, finalmente, as conclusões do processo de consulta (Capítulo 5).

O Relatório utiliza a referência da numeração dos Procedimentos tal como submetidos na proposta inicial da consulta pública, apesar de se proceder à sua renumeração na republicação do MPGGS.

#### **A ALTERAÇÃO DO MPGGS CONSTITUI UM PASSO NO PERCURSO DE INTEGRAÇÃO EUROPEIA DO MERCADO DE ELETRICIDADE NACIONAL**

O Regulamento EB inicia os seus Considerandos afirmando que é essencial um mercado interno da energia plenamente funcional e interligado para manter a segurança do fornecimento energético, aumentar a competitividade e garantir que todos os consumidores podem adquirir energia a preços acessíveis. O Regulamento EB contribui para este objetivo, estabelecendo um conjunto de regras técnicas, operacionais e de mercado para toda a UE para regular o funcionamento dos mercados de eletricidade, nomeadamente os de energia de regulação.

O Regulamento EB estabelece igualmente regras relativas à contratação de capacidade de regulação, à ativação de energia de regulação e à liquidação financeira aplicável aos agentes de mercado responsáveis pela liquidação dos desvios. Preconiza ainda o estabelecimento de metodologias harmonizadas para atribuição de capacidade de transporte de interligação para efeitos de energia de regulação. Estas regras aumentarão a liquidez dos mercados de curto prazo, ao possibilitarem o crescimento do comércio transfronteiriço e uma utilização mais eficiente da rede existente em termos de energia de regulação. Também a concorrência sairá beneficiada dado que as ofertas de energia de regulação entrarão em concorrência nessas plataformas à escala da UE.

Com base nisso, o Considerando (17) do Regulamento EB identifica como objetivo geral da liquidação de desvios garantir que os agentes de mercado responsáveis pela liquidação dos desvios apoiam a compensação do sistema de modo eficiente e incentivam os participantes no mercado a manterem e/ou ajudarem a restabelecer o equilíbrio do sistema. Acrescenta o mesmo Considerando (17) que o Regulamento EB estabelece regras relativas à liquidação de desvios destinadas a garantir que esta é realizada de modo não-discriminatório, equitativo, objetivo e transparente. E também estabelece que a fim de adequar os mercados de energia de regulação e o sistema energético geral à integração de percentagens crescentes de energia proveniente de fontes renováveis variáveis, os preços dos desvios devem espelhar o valor da energia em tempo real.

Nesse sentido, o n.º 1 do artigo 44.º do Regulamento EB estabelece os seguintes princípios gerais para os processos de liquidação de energia de regulação:

- a) estabelecer sinais económicos adequados que espelhem a situação de desvio;
- b) garantir que os desvios são liquidados a preços que espelhem o valor em tempo real da energia;
- c) incentivar os agentes de mercado responsáveis pela liquidação dos desvios a manterem-se em equilíbrio ou a prestarem ajuda na restauração do equilíbrio do sistema;
- d) facilitar a harmonização dos mecanismos de liquidação de desvios;
- e) incentivar os ORT a cumprirem as suas obrigações nos termos dos artigos 127.º, 153.º, 157.º e 160.º do Regulamento (UE) 2017/1485;
- f) evitar desincentivos aos agentes de mercado responsáveis pela liquidação dos desvios, aos agentes de mercado habilitados a participarem nos serviços de regulação e aos ORT;
- g) apoiar a concorrência dos participantes no mercado;
- h) incentivar os agentes de mercado habilitados a participarem nos serviços de regulação a oferecerem e prestarem serviços de regulação ao ORT;
- i) assegurar neutralidade financeira de todos os ORT.

Os artigos 52.º a 55.º do Capítulo 4 do Regulamento EB, estabelecem a “Liquidação de desvios”, o “Período de Liquidação de Desvios”, o “Cálculo de Desvios” e o “Preço de desvio”. Em particular, o número 2 do artigo 52.º estabelece que todos os operadores de redes de transporte (ORT) deverão preparar, até um ano após a entrada em vigor do Regulamento EB, uma proposta destinada a melhor especificar e harmonizar, pelo menos:

- a) O cálculo dos ajustamentos de desvio nos termos do artigo 49.º e o cálculo de posições, desvios e quantidades atribuídas segundo uma das abordagens referidas no número 3 do artigo 54.º;
- b) Os principais componentes utilizados no cálculo do preço de desvio de todos os desvios nos termos do artigo 55.º, incluindo, se for caso disso, a definição do valor da ativação evitada de energia de regulação proveniente de reservas de restabelecimento da frequência ou de reservas de reposição;
- c) O recurso a um método único de fixação do preço de desvio para todos os desvios, nos termos do artigo 55.º, que defina um preço único para os desvios positivos e os desvios negativos em cada zona de preço de desvio num período de liquidação de desvios; e

- d) A definição de condições e de uma metodologia de fixação de preços de desvio duais, aplicáveis a todos os desvios, nos termos do artigo 55.º, que defina um preço para desvios positivos e outro para desvios negativos para cada zona de preço de desvio num período de liquidação de desvios, compreendendo:
- i) As condições em que um ORT pode propor à sua entidade reguladora competente, em conformidade com o artigo 37.º da Diretiva 2009/72/CE, a aplicação de preços duais, bem como que justificação tem de ser dada;
  - ii) A metodologia de aplicação de preços duais.

O artigo 2.º especifica também que a proposta fornecerá uma data de aplicação até dezoito meses após a aprovação por todas as entidades reguladoras competentes.

A metodologia para a harmonização das principais características da liquidação do desvio (doravante denominada Metodologia ISH), referida no artigo 52.º, n.º 2 do Regulamento EB, foi proposta pelos ORT em 18 de dezembro de 2018 e aprovada pela agência ACER pela Decisão 18/2020 de 15 de julho de 2020<sup>4</sup>. Antes da proposta e aprovação, tanto os ORT<sup>5</sup> como a ACER<sup>6</sup> submeteram a proposta de metodologia ISH para consulta pública.

O prazo para adaptação do regulamento de cada Estado Membro à Metodologia ISH é de 18 meses após a sua aprovação, ou seja, até 15 de janeiro de 2022. Para isso, no caso de Portugal, alguns procedimentos do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema (MPGGS) foram alterados, em particular no que diz respeito à determinação do preço de desvio, ao cálculo dos desvios e à sua liquidação.

A Decisão n.º 18/2020 da ACER estabelece a harmonização de cálculo dos desvios, nomeadamente quanto à posição de uma entidade responsável pela liquidação dos desvios, ao respetivo volume atribuído e ajustamento, ao cálculo do desvio e ao cálculo do preço de desvio.

A alteração do MPGGS concretiza os procedimentos harmonizados segundo a Decisão n.º 18/2020, da ACER.

---

<sup>4</sup> [https://documents.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Pages/Individual-decision.aspx](https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Pages/Individual-decision.aspx)

<sup>5</sup> [https://consultations.entsoe.eu/markets/imbalance\\_settlement\\_harmonisation\\_proposal/](https://consultations.entsoe.eu/markets/imbalance_settlement_harmonisation_proposal/)

<sup>6</sup> [https://documents.acer.europa.eu/Official\\_documents/Public\\_consultations/Pages/PC\\_E\\_07.aspx](https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Public_consultations/Pages/PC_E_07.aspx)

### **IDENTIFICAÇÃO DOS PRINCIPAIS ASSUNTOS A ALTERAR E O SENTIDO PRECONIZADO NA DECISÃO ACER 18/2020**

A Decisão da ACER 18/2020, de 15 de julho, estabeleceu a harmonização, entre os diversos operadores das redes de transporte (ORT), na determinação da liquidação dos desvios dos agentes de mercado responsáveis pela liquidação dos desvios (identificados por BRP), no que diz respeito ao cálculo do desvio em cada período de liquidação de desvios (ISP) e à determinação do respetivo preço de desvio a aplicar.

Aquela Decisão determina assim os desvios dos BRP e as suas componentes, nomeadamente a posição do BRP, as quantidades atribuídas, os ajustamentos de desvio e finalmente o desvio.

Adicionalmente, a Decisão apresenta o cálculo e as condições de aplicação dos preços de desvio (preço único ou preços duais). É de evidenciar igualmente a necessidade de ter em conta os sentidos dos fluxos financeiros associados à liquidação de desvios, que dependem do sinal do desvio dos BRP, tal como estabelecido no artigo 55º do Regulamento EB.

### **O MPGGS INCORPOROU DECISÕES TOMADAS PELA ERSE QUE ALTERAVAM TACITAMENTE O MANUAL**

É ainda de referir algumas alterações agora introduzidas no MPGGS que incorporam um conjunto de Decisões da ERSE já tomadas e relacionadas com o MPGGS. Essas alterações resultam de decisões conjuntas das entidades reguladoras da União Europeia relativamente a propostas dos ORT, decorrentes da implementação de metodologias do Regulamento EB. A incorporação no texto do MPGGS torna mais fácil a sua leitura e interpretação.





### 3 ANÁLISE DOS COMENTÁRIOS

#### 3.1 ESTATUTO DE AGENTE DE MERCADO

##### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

O estatuto de agente de mercado reconhece os intervenientes no mercado perante o gestor global do sistema, assegurando as condições administrativas, técnicas e operacionais para a sua participação no mercado, nas plataformas da GGS e nos processos de liquidação envolvidos.

A proposta de alteração do MPGGS inclui a segmentação da atividade de um agente de mercado em três papéis distintos (ou modalidades), que podem ser desempenhados individualmente ou cumulativamente:

- 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 físicos.
- 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.
- Agente de mercado responsável pelos desvios, ou *Balance Responsible Party* (BRP) – o agente que se responsabiliza por um programa agregado de produção e/ou consumo e pelo pagamento dos desvios relativamente ao programa.

Dependendo das obrigações a cumprir pelo agente de mercado dos respetivos papéis desempenhados, é determinante a assunção expressa dos mesmos pelo agente de mercado.

No caso do agente de mercado na função de BRP, introduz-se a possibilidade de representar outros agentes de mercado, para efeitos da responsabilidade pelos desvios. Para tal, deverá ser formalizada essa delegação de responsabilidade junto da GGS. No que respeita ao estatuto de agente de mercado, esta possibilidade levanta novos problemas que ocorrem no caso deste BRP ver o seu estatuto suspenso ou cessado. Os agentes de mercado por si representados são afetados em grupo pela situação que ocorra ao BRP.

Para evitar os efeitos dessa suspensão, restará aos agentes de mercado afetados a possibilidade de contratar a delegação de responsabilidade com outro BRP ou de assumir diretamente o papel de BRP da

sua carteira. Para tal, propõe-se um mecanismo de notificação destes agentes de mercado perante uma situação emergente de suspensão de um BRP.

A atribuição do estatuto de agente de mercado reforçou as verificações prévias, nomeadamente quanto ao registo junto da ERSE (códigos CRIA e REMIT) e quanto à prestação de garantias junto do Gestor Integrado de Garantias.

#### **SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS**

A REN propõe aprovar os termos e condições aplicáveis ao instrumento de representação a apresentar pelo agente de mercado que pretende delegar num BRP as suas responsabilidades pela liquidação dos desvios. Propõe também que a validação dos requisitos técnicos e económicos seja feita para cada atividade a exercer pelo agente de mercado (participação no mercado grossista, BRP ou BSP), devendo os requisitos serem reavaliados quando o agente pretende alargar as atividades que exerce.

A REN refere ainda que a função de BRP, por agregar potencialmente responsabilidades financeiras de vários agentes de mercado, merece a definição de requisitos financeiros mais exigentes. Em concreto, a REN propõe uma caução mínima de valor significativamente superior (por exemplo: 1 milhão de euros) e/ou que a sociedade do BRP seja constituída com um capital social mínimo de 2 milhões de euros.

Ainda no domínio do BRP, a REN considera que a agregação de responsabilidades financeiras comporta riscos mais importantes para o SEN, nomeadamente no caso de incumprimento, propondo a previsão da responsabilidade de natureza solidária entre o Agente de Mercado representado e o BRP.

Foi ainda assinalado pela REN que existem procedimentos regulamentares cujo cumprimento impede a observação do prazo de pré-aviso de suspensão do contrato de adesão ao mercado de serviços de sistema.

#### **DECISÃO DA ERSE**

A ERSE concorda com a proposta da REN sobre a aprovação de minutas do instrumento de representação a utilizar para delegação da responsabilidade pela liquidação dos desvios num BRP. Também sobre a validação do cumprimento dos requisitos de inscrição do agente de mercado, a ERSE concorda com a interpretação de que esta deve ser atualizada sempre que o agente de mercado pretenda alargar o âmbito de atividades que pretende exercer como Agente de Mercado.

Quanto aos requisitos financeiros exigíveis aos BRP, a ERSE não acolhe a perspetiva da REN (proposta de responsabilidade solidária entre o BRP e os agentes de mercado), dado que o risco associado a um BRP está ligado ao volume dos compromissos financeiros potenciais que abrange e não ao facto de representar vários Agentes de Mercado. Assim, os mecanismos de cobertura de risco devem assegurar essa proteção, tendo em consideração o volume da carteira representada pelo Agente para efeitos da liquidação dos desvios. Não obstante, a ERSE partilha a preocupação com as consequências de uma suspensão de contrato de um Agente que atue como BRP em representação de outros.

É também explicitada a necessidade do cumprimento de requisitos financeiros, técnicos e operacionais para a obtenção do estatuto de agente de mercado, em função da modalidade de participação no mercado. Os requisitos incluídos não extravasam o seu atual âmbito e alcance. Contudo, reconhece-se que este tema deverá merecer aprofundamentos em próximas revisões. É ainda clarificado que a habilitação para a prestação de serviços de sistema depende de requisitos gerais e também requisitos específicos de cada serviço ou conjunto de serviços de sistema. O processo de pré-qualificação para a prestação de cada serviço é aplicável a cada unidade física. Os moldes exatos deste processo deverão ser desenvolvidos, tendo em conta, nomeadamente, o Regulamento (UE) 2017/1485 (System Operation Guidelines).

Ainda no domínio da pré-qualificação das unidades físicas, como prevê o referido Regulamento (UE) 2017/1485, o ORD da rede a que esteja ligada a unidade física (e o operador da rede que liga a RNT a esse ORD) passa a ter a possibilidade de objetar a essa pré-qualificação para fornecimento de reserva de energia ativa, ou de estabelecer limites a esse fornecimento de reserva, permanentes ou temporários, com base em razões técnicas como a localização geográfica dos grupos ou unidades fornecedores de reserva. Esta avaliação pelo ORD é feita em cooperação com a GGS, quer durante o processo de pré-qualificação, quer antes da ativação das reservas. Os procedimentos de troca de informação e de tomada de decisão devem ser acordados entre a GGS e o ORD, atendendo ao cumprimento dos prazos de pré-qualificação e de ativação. Esta questão é analisada também no ponto 3.7, sobre a coordenação entre a GGS e o ORD.

A ERSE acolheu a sugestão da REN quanto à previsão de potenciais situações que obriguem à suspensão do contrato sem o pré-aviso de 5 dias úteis.

Foi ainda alterado o Procedimento relativo ao relacionamento entre o BRP e os outros agentes de mercado, no sentido de prever a notificação dos agentes de mercado, pela GGS, logo que esta receba de um BRP uma informação de cessação de transferência de responsabilidades pela liquidação de desvios. Esta notificação pela GGS deve decorrer em paralelo com a do próprio BRP às suas contrapartes, mas serve de

garantia de que estes agentes recebem informação de que ficarão sem responsável pela liquidação no prazo indicado.

## 3.2 DEFINIÇÕES E CONCEITOS

As siglas adotadas nesta alteração do MPGGS refletem os acrónimos em inglês, para facilitar a leitura por agentes de mercado que participam em diversos mercados e acompanham a nomenclatura dos códigos de rede.

### 3.2.1 AGENTE DE MERCADO RESPONSÁVEL PELA LIQUIDAÇÃO DE DESVIOS (BRP) E AGENTE DE MERCADO HABILITADO A PARTICIPAR NOS SERVIÇOS DE REGULAÇÃO E OUTROS SERVIÇOS DE SISTEMA (BSP)

#### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

O Regulamento EB (Art. 2.º) define a figura do “**Agente de mercado responsável pela liquidação de desvios**” (ou *Balance Responsible Party*) como a entidade visada pelas disposições relativas ao cálculo e liquidação dos desvios (“BRP” na sigla adotada pelo Regulamento EB). O Regulamento de Relações Comerciais já enquadra a figura do agregador para efeitos de liquidação dos desvios das entidades por si agregadas (art. 262.º), o que se adequa precisamente à figura do BRP.

Assim, o MPGGS clarifica que as obrigações de liquidação de desvios se aplicam aos agentes responsáveis, os quais podem assumir a responsabilidade de terceiros, através de uma notificação de agregação à GGS (novo Procedimento n.º 21-A).

No âmbito do MPGGS, a figura do BRP tem responsabilidades para além dos desvios da sua carteira, nomeadamente relativamente aos outros encargos ou proveitos decorrentes do princípio da neutralidade financeira dos custos de regulação.

O Regulamento EB define também a figura do “Agente de mercado habilitado a participar nos serviços de regulação” (ou *Balancing Service Provider*) como o participante de mercado (“BSP” na sigla adotada pelo Regulamento EB) que dispõe de grupos ou unidades fornecedores de reserva, apto a fornecer serviços de regulação aos ORT. Em simultâneo, o Regulamento (UE) 2019/943 define como “Prestador de serviços de

balanço” um participante no mercado que fornece energia de balanço e/ou capacidade de balanço aos ORT.

No contexto do MPGGS, um BSP será responsável pela prestação de serviços de sistema, que englobam não só serviços de regulação ou de balanço, a que se dedica o Regulamento EB, mas também resolução de congestionamentos e ainda serviços de sistema não associados à frequência (controlo de tensão em estado estacionário, injeções rápidas de corrente reativa, inércia para a estabilidade da rede local, corrente de curto-circuito, capacidade de arranque autónomo e capacidade de funcionamento isolado).

O BSP será remunerado pela prestação dos serviços de sistema incluindo os de regulação, embora a responsabilidade pela liquidação dos desvios dessa prestação não lhe seja atribuída enquanto BSP, mas sim a um BRP, como visto atrás.

#### **SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS**

Os comentários reconheceram em geral a adoção da figura prevista no Regulamento EB e a vantagem da harmonização com o quadro regulamentar europeu.

A APIGCEE comenta que a nova figura do responsável pelos desvios não pode justificar o aumento do custo com desvios a suportar pelos clientes finais. Questionam também se a figura do BRP justifica a repercussão de custos adicionais sobre os clientes ou sobre os BSP.

A SU Eletricidade questiona sobre se deve desempenhar o papel de agente de mercado participante no mercado grossista e também o papel de BRP.

A SU Eletricidade e a EDP questionam ainda sobre a razão para o MPGGS excecionar o CUR no tratamento dos desvios, não fazendo a agregação pela carteira de BRP, mas antes pelas unidades de liquidação que são subconjuntos da carteira (clientes finais, produção com tarifa garantida, produção adquirida no papel de facilitador ou, futuramente, no âmbito do “1º Leilão solar”). No caso deste último, a SU Eletricidade coloca ainda a questão sobre a disposição contratual, imanente do contrato do leilão, de cada produtor se responsabilizar individualmente pelos custos de desvios.

A SU Eletricidade comenta ainda que o novo modelo de tratamento dos desvios deve ser refletido nos documentos aprovados em 2020 pela ERSE, DGEG, REN e SU Eletricidade e publicados no contexto do “1º Leilão capacidade solar”.

O Conselho Consultivo recomenda que a definição de BSP discrimine os diversos serviços que os agentes de mercado podem prestar à rede e ao sistema, tal como descritos no documento justificativo da consulta.

A Fortia propõe separar a responsabilidade do BRP em duas: a) responsabilidade pela consolidação e liquidação dos desvios de seus representados e b) responsabilidade pela liquidação dos demais encargos de gestão do sistema dos seus representados. Esta separação permitiria consolidar a responsabilidade pelos desvios de vários agentes de mercado, mas não necessariamente a responsabilidade pelos restantes encargos decorrentes da neutralidade. Assim, o BRP poderia reduzir o risco financeiro que assume, facilitando as negociações bilaterais entre os agentes.

### **DECISÃO DA ERSE**

A autonomização da figura do BRP (ou, para este efeito, a alteração do tratamento dos desvios) não implica qualquer aumento de custos globais com os desvios. O novo método de cálculo da energia de desvio e do respetivo preço é mais aderente aos custos do sistema, pelo que constitui também um incentivo mais eficiente à redução global dos custos de desvio. Não obstante, individualmente poderá haver agentes de mercado que beneficiem ou que sejam penalizados pelo tratamento dos desvios em carteira agregada de BRP.

Do ponto de vista dos contratos de fornecimento com clientes finais, a presente alteração do MPGGS não pode justificar a imposição de novos custos (chamados de “regulados”) com desvios, uma vez que não há lugar à definição de nenhuma nova tarifa ou novo serviço regulado (incluindo qualquer serviço de sistema).

Para o CUR, a alteração do MPGGS exceciona o cálculo agregado dos desvios por BRP, devido às disposições regulamentares que impõem o tratamento separado dos desvios da carteira de consumo e da carteira de produção.

Para permitir uma maior flexibilidade no que respeita à definição das carteiras de agregação de desvios, clarificou-se que um agente de mercado pode constituir mais do que um BRP [Procedimento n.º 2], entendido enquanto perímetro de unidades físicas ou de programação agregadas para efeito da responsabilidade pelos desvios. Esta flexibilidade pode ser usada pelo CUR ou por qualquer outro agente de mercado, designadamente quando decorra de imposição legal, mas não só. Note-se que os perímetros de BRP associados ao mesmo agente de mercado, embora calculados e faturados em separado, correspondem ao perímetro de responsabilidades financeiras do agente de mercado, sendo este, através do seu contrato de adesão à GGS, a responder integralmente por essas responsabilidades.

Quanto aos eventuais casos particulares de cálculo de desvios em carteiras específicas, nomeadamente resultantes dos leilões de capacidade de ligação, a ERSE pode estabelecer orientações particulares para o efeito, se necessário, não devendo essas questões ser determinadas no MPGGS.

Foi densificada a definição de BSP [Procedimento n.º 1], de modo a descrever os vários serviços que podem estar no âmbito desta atividade de um agente de mercado.

Sobre a proposta de separação entre a responsabilidade do BRP pelos desvios e a responsabilidade por outros encargos ou proveitos também imputados ao BRP, deve ter-se em conta que essa opção não permitia simplificar o relacionamento do agente de mercado com a GGS, obrigando, mesmo que apenas para a segunda responsabilidade, a prestar garantias e a interagir com o sistema de liquidação.

### 3.2.2 UNIDADES DE PROGRAMAÇÃO

#### **RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE**

No domínio das unidades de programação, a proposta de revisão do MPGGS incluiu a segregação entre as instalações de produção ou de consumo habilitadas a participar nos serviços de sistema e as instalações não-habilitadas. Foi abandonada a nomenclatura de produção em regime especial e em regime ordinário, já revogada nas bases do setor elétrico.

O objetivo é o tratamento mais uniforme entre as instalações de produção e de consumo, quanto à sua participação nos serviços de sistema, num ambiente em que os participantes nos serviços de sistema serão cada vez mais diversificados (incluindo consumidores flexíveis, instalações de armazenamento ou agregação).

#### **SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS**

Alguns contributos referem com preocupação que a constituição de unidades de programação segregadas entre produção (ou consumo) habilitado ou não habilitado, pode ter como consequência, devido às regras de mercado *spot*, a obrigação de desagregar as unidades para submissão de ofertas em mercado (Iberdrola, EDP, EFET). Este efeito prejudica e complica a participação no mercado grossista, segundo os interessados. A EFET sugere que a desagregação dos programas que participam no mercado de serviços de sistema face aos restantes seja feita apenas para uso do gestor técnico e não no referencial de mercado organizado,

após o fecho do mercado diário e intradiário. Acresce que esta desagregação de programas pode depender do serviço de sistema em questão e das unidades físicas habilitadas para a sua prestação.

A SU Eletricidade questiona sobre a aplicação da norma proposta à sua realidade concreta. O CUR tem de base uma carteira de comercialização (clientes na tarifa transitória) e outra de produção (aquisição de produção com tarifa garantida). Recentemente, têm sido criadas novas obrigações de compra de produção pelo CUR, como agregador, com especificidades que podem apontar para um número ainda maior de unidades de programação. São exemplo as compras de excedentes e pequena produção, com preço indexado ao mercado, e a compra de energia ao abrigo dos recentes leilões de reserva de capacidade, que responsabilizam o produtor pelos seus desvios.

A REN pede a clarificação do referencial considerado para as compras em mercado para fornecimento de clientes habilitados. A situação vigente (consumo referido à emissão, através da aplicação de fatores de perdas) diverge com a convenção usada no projeto-piloto de participação da procura nos serviços de sistema.

A REN propõe também a inclusão de unidades de programação para armazenamento, por área de ofertas, desagregadas ainda entre consumo para armazenamento e injeção na rede após armazenamento.

A Fortia solicita que a comercialização seja considerada como uma atividade compradora, mas também vendedora de energia, por exemplo resultante de excedentes de contratos bilaterais da sua carteira. Esta questão deve ter reflexo, nomeadamente, nas unidades de programação.

#### **DECISÃO DA ERSE**

A desagregação das unidades de programação separando as unidades físicas habilitadas e não-habilitadas visa a sua participação no mercado de serviços de sistema, associados a um BSP. Reconhece-se que o efeito sobre a participação no mercado grossista é indesejado. Acresce até que a programação para efeitos de mercado está associada ao BRP, ao passo que a participação no mercado de serviços de sistema está associada ao BSP, nada obrigando a uma coincidência entre as unidades físicas representadas por um BRP e pelo BSP.

Acolhem-se assim as propostas que definem unidades de programação sem a discriminação das unidades físicas habilitadas face às restantes.



Contudo, o GGS necessita de conhecer o programa das unidades físicas que participam no mercado de serviços de sistema, por área de ofertas. Nesse âmbito, reconhece-se também que as unidades físicas representadas por um BSP habilitadas a prestar um serviço de sistema podem não coincidir com as unidades habilitadas para prestar outros serviços. Assim, insere-se no Procedimento n.º 5 uma obrigação sobre o BSP, de comunicação ao GGS da programação agregada das unidades físicas habilitadas para um dado serviço de sistema e incluídas numa unidade de programação. Essa comunicação deve acontecer em prazo compatível com o funcionamento do mercado de serviços de sistema, coincidindo com o momento atual de receção dessa informação pelo GGS vinda do operador de mercado. A comunicação do BSP ao GGS pode ser dispensada se o GGS obtiver esses dados a partir do mercado organizado ou outros mecanismos.

Considera-se que esta obrigação de comunicação de programação das unidades habilitadas deve incluir as obrigações atualmente existentes sobre os BSP que representam clientes no projeto-piloto de participação da procura na reserva de regulação.

Quanto à especificidade do CUR, destaca-se que a aplicação das regras de responsabilidade pelos desvios implica a segregação da programação associada a cada BRP, de acordo com as disposições regulamentares em vigor.

Quanto à inclusão do armazenamento e segregação como unidade de programação, o Procedimento n.º 3 prevê que as instalações de armazenamento integrem unidades de programação de consumo (o carregamento do armazenamento a partir da rede é equiparado ao consumo para bombagem) e de produção (a injeção de energia na rede é equiparada a produção).

A REN levanta a questão do referencial considerado na programação das unidades de consumo e da sua coerência com o referencial usado nas regras de participação da procura nos serviços de sistema, pelo consumo habilitado. Importa clarificar que não está em causa qualquer alteração ao modelo geral do setor elétrico nesta matéria, que considera (assume) a produção no referencial de mercado e que afeta os consumos de coeficientes de perdas nas redes para os referir ao mesmo referencial de mercado.

A participação do consumo nos mercados organizados recorre às carteiras de comercialização construídas a partir das regras do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados, que consideram os referidos fatores de perdas. A participação no mercado de serviços de sistema, pelo consumo habilitado, não está diretamente associada ao conceito de unidades de programação. No entanto, como referido acima, essa participação envolve a comunicação à GGS dos programas de mercado por área de ofertas. Quanto à

prestação dos serviços de sistema pelo consumo, os projetos-piloto que procuram levar à prática estas novas realidades, testando modelos e opções de participação da procura, poderão determinar regras específicas, nomeadamente quanto à consideração das perdas.

Quanto ao comentário sobre a consideração de uma unidade de comercialização como compradora, mas também como vendedora, e além da própria definição de unidade de programação de comercialização apontar nesse sentido, reforça-se que a unidade de comercialização é essencialmente relevante para efeitos de participação nos mercados grossistas. No caso dos serviços de sistema, emerge desta alteração a figura do BRP, que se responsabiliza pelos desvios, entre outros, de uma carteira de comercialização.

No caso de uma unidade física de Agregação de Instalações de Consumo, Produção e/ou de Armazenamento com menos de 1 MW, é esclarecido que ela deverá integrar uma unidade de programação de Comercialização para além de uma unidade de programação de Produção separando a energia consumida e a energia injetada na rede de cada uma das instalações que compõem a unidade física, e agregando esses valores em produção e consumo associados à unidade de física.

Adicionalmente, simplificam-se processos administrativos, eliminando-se a necessidade de comunicação, i) de um agente de mercado à GGS para instalações de produção com potência até 30 kW e ii) da GGS ao ONME relativamente às unidades de programação e oferta no caso de instalações de potência inferior a 1 MW.

A tabela seguinte apresenta os tipos de unidades programação previstos no MPGGS em confronto com a versão anterior do Manual.

MPGSS anterior	MPGGS novo	Observações
Comercialização	Comercialização	
Consumo	Cliente	
Consumo em Bombagem	Consumo em Bombagem ou injeção em armazenamento	Equiparação do armazenamento à bombagem
Genérica	Genérica	
Portefólio	Portefólio	
Produção em Regime Especial	Produção	Cada grupo de uma central termoelétrica ou os centros eletroprodutores renováveis (sem distinção de tecnologia) na mesma Área de Rede
Produção em Regime Ordinário		

MPGSS anterior	MPGGS novo	Observações
		A carteira de produção do CUR passa a ser discriminada por área de rede para efeitos de programação.

### 3.2.3 UNIDADES FÍSICAS

#### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

Fruto das alterações produzidas no regime jurídico do SEN, que deixou de considerar os conceitos de produção em regime especial e de produção em regime ordinário, o Procedimento n.º 4, sobre as unidades físicas, também eliminou esses conceitos e substituiu-os pelos conceitos de produção habilitada e não-habilitada a participar nos serviços de sistema.

Foi ainda introduzido o conceito de unidade física agregada, para considerar as pequenas unidades de produção com potência instalada até 1 MW, que permitirá simplificar o tratamento de fenómenos emergentes, como é o caso do autoconsumo (excedentes de produção em autoconsumo). Poderá ser relevante neste contexto a nova figura do operador logístico de mudança de agregador (OLMCA), criado pela nova legislação de base do setor. De qualquer forma, o seu alcance na presente alteração do MPGGS é ainda limitado, prevendo-se maior destaque no momento da discussão da participação de agregadores nos serviços de sistema.

Ainda no âmbito das pequenas unidades de produção até 1 MW, é proposta uma simplificação do processo de inscrição e de suspensão, dispensando a consulta prévia ao operador de mercado grossista.

#### SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

A REN propõe clarificar que um agente de mercado que represente unidades físicas deve apresentar um instrumento de representação, nos termos a aprovar pela GGS. No mesmo assunto, a Enforcesco propõe que o contrato de agregação entre o agente de mercado e o produtor/autoconsumidor seja suficiente para atestar os poderes de representação, dispensando-se o formalismo de reconhecimento de assinatura e a procuração de representação, procurando com isto desburocratizar o processo. A Coopérnico também subscreve o objetivo de eliminação de barreiras processuais.

Várias entidades sugerem que o MPGGS preveja a figura da instalação de armazenamento (EDP, E-Redes, Iberdrola, REN).

Foi também proposta a inclusão expressa das centrais de tecnologia híbrida (EDP, Iberdrola), de modo a evitar problemas interpretativos a curto prazo, dado se prever que estas centrais venham a ter um desenvolvimento significativo como forma de aproveitamento da capacidade de injeção na rede atribuída ao produtor.

A EDP refere que a unidade de agregação de instalações de produção até 1 MW deve ter o seu âmbito alargado a qualquer tecnologia e ser possibilitada a sua participação nos serviços de sistema.

A EDP e Iberdrola referem ainda que o MPGGS deveria considerar a participação no mercado grossista e no mercado de serviços de sistema através da agregação de instalações de armazenamento, consumo ou produção com potência instalada até 1 MW. Esta alteração alinha-se com o previsto pelo Regulamento EB. A Iberdrola comenta que a concretização da agregação de clientes para oferta de serviços de sistema deve garantir trocas de informação adequadas e regras de compensação com o comercializador, de acordo com Diretiva (UE) 2019/944.

A SU Eletricidade e a EDP notam que, apesar de os conceitos de "produção regime ordinário" e "produção regime especial" terem sido eliminados do Decreto-Lei n.º 15/2022 e nas definições do MPGGS, continuam a estar presentes em vários procedimentos do MPGGS.

Nos requisitos de inscrição de uma unidade física por um agente de mercado, a REN propõe inscrever a possibilidade de a GGS determinar a obrigação de implementação de meios de comunicação dedicados entre a unidade física e a central de telecontagem.

A REN identificou diversas referências a "unidade física" no MPGGS que, no contexto da reserva de regulação, devem ser antes "área de ofertas".

## **DECISÃO DA ERSE**

A ERSE reconhece que as novas realidades do armazenamento autónomo, das centrais híbridas ou da produção em pequena escala têm já um desenvolvimento que merece a sua inclusão no MPGSS e estímulo à participação nos serviços de sistema.

Embora a habilitação de cada um destes tipos de recurso deva ser definida para cada serviço de sistema, a sua inclusão na lista de unidades físicas é o ponto de partida para essa discussão.

Na nova realidade dos recursos distribuídos, refletida nos regulamentos europeus, o papel do agente distingue-se pelo tipo de serviços que oferece, mais do que pelas características intrínsecas da instalação, embora estas devam ser consideradas no processo de habilitação. Acresce que a tendência de redução da dimensão de cada instalação individual deve ser considerada nos requisitos de participação.

O Procedimento n.º 4, sobre unidades físicas, passou a incluir as unidades de armazenamento autónomo (habilitadas ou não-habilitadas para prestar serviços de sistema). Os centros eletroprodutores híbridos (na aceção do Decreto-Lei n.º 15/2022) são também previstos expressamente. É definido que um centro eletroprodutor híbrido deve inscrever uma unidade física para cada tecnologia de produção, não deixando de associar essas unidades físicas ao facto de partilharem o ponto de ligação à RESP.

No caso da agregação de instalações de produção com potência instalada até 1 MW, alterou-se a proposta permitindo a sua agregação independentemente da localização ou da tecnologia, que passou também a incluir instalações de armazenamento ou de consumo habilitado. Também se passou a prever expressamente que esta unidade agregada possa ser habilitada a prestar serviços de sistema. Assume-se que o carácter disperso e de dimensão reduzida de cada instalação que compõe o agregado implica que não determina significativamente a prestação do serviço desse agregado nem coloca desafios importantes à operação das redes. Este tratamento simplificado favorece o aparecimento de novos agentes prestadores de serviços de sistema. A evolução do sistema elétrico e o acompanhamento da participação destas unidades agregadoras no mercado de serviços de sistema poderá ditar evoluções no quadro agora previsto no MPGGS. Adicionalmente, a concretização da participação de unidades físicas de agregação no mercado deverá contar com a figura do Operador Logístico de Mudança de Comercializador e Agregador, prevista no Decreto-Lei n.º 15/2022, nomeadamente no que respeita ao agregador, bem como com a clarificação da troca de dados de produção agregada por carteira de agente de mercado, entre o ORD e o ORT.

Deve notar-se que a mera referência destas unidades agregadoras não permite, de imediato, a sua participação no mercado de serviços de sistema, dado que é necessário definir também os requisitos técnicos de habilitação para cada serviço. Essa discussão poderá beneficiar de experiências feitas em regime de projeto-piloto, tal como já acontece com a participação das instalações de consumo.

No âmbito das instalações não-habilitadas a participar no mercado de serviços de sistema, passou a incluir-se a unidade de agregação de instalações de produção e/ou de armazenamento com potência instalada

inferior a 1 MW. Estes tipos de instalação têm um forte paralelo estabelecido pela legislação setorial. O argumento da reduzida dimensão, referido antes, visto apenas na perspetiva da participação no mercado grossista, não exige uma discriminação dos dois tipos de instalação.

As unidades físicas inscritas na GGS estão sujeitas ao cumprimento de requisitos, quer de monitorização em tempo real, quer de capacitação técnica para prestar determinados serviços de sistema (se forem unidades habilitadas). Nestes termos, não se incluem como unidades físicas as instalações que, pela sua dimensão e características, ou por não prestarem serviços de sistema, não têm uma relevância particular para a gestão do sistema. Em geral, as instalações relevantes correspondem ao conceito de “significant grid users” (SGU) referido no Regulamento (UE) 2017/1485, de 2 de agosto de 2017, que estabelece orientações sobre a operação de redes de transporte de eletricidade (“SO GL”).

As instalações de produção e sistemas de armazenamento autónomos com potência instalada superior a 1 MW têm especiais obrigações de observabilidade pelo gestor de sistema (vd. art. 91.º do Decreto-Lei n.º 15/2022). Desse modo, os procedimentos aplicáveis à inscrição de unidades físicas são úteis a essa finalidade.

Assim, no Procedimento n.º 4 passam a prever-se novos tipos de unidades físicas, que se apresentam na tabela seguinte em confronto com as tipologias anteriores, onde “habilitada” se refere à habilitação para oferecer serviços de sistema:

MPGSS anterior	MPGGS novo	Observações
Instalação Consumidora	Instalação Consumidora habilitada	
	Instalação Consumidora não-habilitada	Instalação que participe diretamente nos mercados organizados ou seja SGU
Instalação de Produção em Regime Ordinário	Instalação de Produção habilitada	Cada grupo de uma central termoelétrica ou conjunto de grupos de um aproveitamento hidroelétrico, assim como de outra tecnologia, incluindo centros eletroprodutores híbridos
Instalação de Produção em Regime Especial	Instalação de Produção não-habilitada	
Instalação de produção com Bombagem		Incluída no tipo Produtor habilitado

MPGSS anterior	MPGGS novo	Observações
	Instalação de armazenamento habilitada;	
	Instalação de armazenamento não-habilitada	Instalação que participe diretamente nos mercados organizados ou seja SGU
	Agregação de Instalações de consumo, de produção e/ou de armazenamento com menos de 1 MW, por instalação, habilitadas, como unidade física agregada	
	Agregação de Instalações de Produção e/ou de Armazenamento com menos de 1 MW, não-habilitadas, como unidade física agregada	

Para as instalações a incluir em unidades de “Agregação de Instalações de consumo, de produção e/ou de armazenamento com menos de 1 MW”, o limiar de potência determina-se por referência ao maior valor da potência autorizada para injetar ou consumir da rede. Para as instalações de consumo, toma-se o mesmo limiar definido na lei para as instalações de produção e armazenamento, a partir do qual as instalações estão sujeitas a obrigações de observabilidade e controlo pela GGS (vd. art. 91.º do Decreto-Lei n.º 15/2022).

Foi ainda clarificado no Procedimento n.º 4 que a habilitação das unidades físicas para a prestação dos serviços de sistema é avaliada segundo os requisitos de cada serviço, podendo uma unidade física estar habilitada a prestar todos os serviços ou apenas um subconjunto.

A ERSE reconhece ainda a pertinência da simplificação administrativa dos processos, quando não põe em causa a segurança jurídica e as responsabilidades financeiras dos agentes perante o sistema elétrico. Assim, acolheu a sugestão da inscrição de unidades físicas pelo seu representante através da mera apresentação de cópia do contrato de agregação entre o agente de mercado e o proprietário da instalação. O Procedimento n.º 4 vai inclusive mais longe, dispensando a apresentação de qualquer documento de representação no caso das instalações de produção até 30 kW (estas instalações representam 98% das instalações de produção em autoconsumo). Este passo reconhece a necessidade de agilizar a contratação de excedentes de energia em autoconsumo, simplificando os processos burocráticos da inscrição associada. De todo o modo, a prestação de falsas declarações por um agente de mercado à GGS merecerá a devida análise e consequências.

Foi ainda simplificado o processo de inscrição de unidades físicas, eliminando a referência à comunicação com o ONME para instalações até 1 MW (ponto 2 do Procedimento n.º 4). Com efeito, a evolução do setor elétrico no sentido da participação no mercado de instalações de menor dimensão, mas em grande número, deve ser acompanhada da simplificação dos processos aplicáveis, de forma a não constituírem barreiras de acesso injustificadas.

Quanto ao estabelecimento de obrigações específicas de meios de comunicação dedicados entre a unidade física e a central de telecontagem, a ERSE considera que deverão ser avaliados em breve, numa posterior revisão do MPGGS, que pondere e discuta os requisitos de prestação de cada serviço de sistema e os respetivos custos a suportar pelos agentes do mercado.

Foram corrigidas as referências a “unidade física” como proposto pela REN.

### 3.2.4 PERÍODO DE LIQUIDAÇÃO DE DESVIOS (ISP)

#### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

O “Período de liquidação de desvios” ou ISP (*Imbalance Settlement Period*), é definido no Regulamento EB como a unidade de tempo a que se reporta o cálculo dos desvios dos BRP.

O artigo 53º daquele Regulamento prevê que “o mais tardar três anos após a data de entrada em vigor do presente regulamento, os ORT devem aplicar o período de liquidação de desvios (na sigla inglesa ISP) igual a 15 minutos em todas as zonas de programação e garantir, concomitantemente, que todas as fronteiras da unidade de tempo do mercado coincidem com as fronteiras do período de liquidação de desvios”.

De acordo com a Instrução da ERSE n.º 7/2020, de 22 de dezembro, aprovando o pedido da GGS de derrogação da entrada em vigor, em 18 de dezembro de 2020, do ISP igual a 15 minutos, este período mantém-se transitoriamente em uma hora até ao final de 2024, tendo-se fixado igualmente como data-objetivo tentativa o mês de outubro de 2023. Estes prazos decorrem alinhados entre a GGS e a REE, de acordo com a situação aprovada em Espanha pela CNMC.

#### SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

A APIGCEE e a MEGASA referem-se ao ISP de 15 minutos manifestando preocupação por considerar que os processos industriais não permitem uma boa previsão da carga em períodos de 15 minutos, ao contrário



do que se passa com o atual período de 60 minutos. Além de um eventual impacto no aumento do desvio imputável a estes consumidores, estas entidades referem a menor capacidade de participar na oferta de energia de regulação. Para o evitar, propõem que os serviços de sistema não adotem o período de 15 minutos para a duração *standard*.

## DECISÃO DA ERSE

A Decisão da ERSE sobre a duração do ISP resulta da imposição do Regulamento EB. A alteração do período de liquidação de desvios de 1 hora para 15 minutos, feita de forma harmonizada e estabelecida regulamentarmente na UE, terminado o período das derrogações concedidas, resulta da necessidade de adaptação do modelo de mercado para acolher o crescimento das quantidades de energia intermitente dos recursos de produção renováveis e respetivas variações ao longo do tempo conduzindo a desequilíbrios estruturais que os ORT têm que resolver.

Reduzindo para 15 minutos a duração do período de liquidação de desvios, bem como de cada um dos horizontes de mercado, pretende-se promover incentivos aos agentes para controlarem de forma mais rigorosa os seus desvios por forma a obter um sistema com custos mais eficientes. Note-se que o custo do sistema para resolução dos desvios (manutenção do equilíbrio do sistema) não aumenta devido a esta mudança. Pelo contrário, caso alguns utilizadores consigam controlar melhor a sua flexibilidade e a previsão de consumo ou de produção, isso reduzirá o custo total de correção dos desvios.

Isso significará oportunidades para quem tem produção e consumo flexíveis e capacidade de otimizar as suas atividades. Por outro lado, as necessidades de automação e digitalização aumentarão com implicações ao nível dos sistemas de tratamento de informação.

Para os consumidores, a transição para 15 minutos pode acarretar custos adicionais relacionada com mudanças nos sistemas. Mas novas oportunidades de negócio estarão disponíveis para prestadores de serviços como as empresas de serviços de energia. Uma vez que todos os mercados tenham mudado para um ISP de 15 minutos, também haverá novas possibilidades para os consumidores.

No futuro, a flexibilidade do consumo terá um papel importante na prestação de serviços de sistema. Os consumidores devem ter a possibilidade de participar nos diferentes mercados sem investimentos significativos.

Estas mudanças para 15 minutos não devem diminuir a concorrência nem introduzir distorções nos mercados. Para os consumidores com menor capacidade de variação dos seus processos industriais, os mercados de serviços de sistema apresentam também produtos de maior duração temporal, como é o caso do TERRE, que apresenta um tempo de ativação de 30 min e ofertas com 4 blocos de 15 minutos. Apesar de ser este o período no qual se passam a determinar os incumprimentos, o cálculo dos desvios por BRP significa em complemento maior flexibilidade que permitirá gerir de forma mais eficiente os desvios do conjunto.

### 3.3 ÁREAS DE REDE E ÁREAS DE OFERTAS

#### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

O conceito de **área de rede** existe no atual MPGGS, estando intimamente ligado à configuração das áreas de balanço, através das quais é determinado atualmente o desvio dos agentes de mercado que prestam serviços de sistema de regulação ou que atuam nos mercados organizados.

Na Proposta de MPGGS colocada em Consulta Pública, o conceito de área de rede foi densificado e passou a identificar conjuntos concretos 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, permanecem válidos a todo o instante.

Por sua vez o conceito de **área de ofertas** introduzido no MPGGS na presente Consulta Pública vem de certa forma preencher o objetivo do conceito de área de balanço que se encontra atualmente em vigor.

É de referir que a área de balanço é usada atualmente na verificação dos programas para apuramento de desvios e isso deixa de ser possível à luz da Decisão ACER 18/2020. Tendo como objetivo colmatar esse facto, o conceito de área de ofertas passa a ter efeitos apenas na prestação de serviços de sistema do BSP, não impactando na determinação do desvio de um BRP.

As áreas de ofertas passam a ser determinadas por mera verificação da área de influência de um produtor ou consumidor, relativamente às áreas de rede definidas.

Na proposta apresentada, as referidas áreas de ofertas correspondem à agregação de unidades físicas para efeitos das ofertas dos agentes que participam nos mercados de serviços de sistema (BSPs). As áreas de

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

Por proposta da GGS, excepcionalmente, o MPGGS em Consulta Pública prevê a existência de áreas de ofertas constituídas por unidade físicas do mesmo agente de mercado, mas em diferentes áreas de rede, desde que o total não seja superior a 5 MW de potência habilitada a participar no mercado de serviços de sistema.

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.

O novo modelo das áreas de ofertas apresenta vantagens em termos de transparência e previsibilidade, uma vez que permite aos agentes de mercado antecipar em que áreas de ofertas serão incluídas as suas unidades/instalações. A criação ou alteração das áreas de ofertas, por ligação de uma nova instalação, desligação ou transferência de propriedade ou representante, será atualizada administrativamente pela GGS, sem necessidade de aprovações pela ERSE. No entanto, eventuais alterações futuras das áreas de rede serão validadas previamente pela ERSE.

A GGS deverá publicar as áreas de ofertas existentes em cada momento.

#### **SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS**

Sobre a introdução do conceito de área de rede, o Conselho Consultivo refere que “A criação do conceito de Áreas de Rede permite que o processo de constituição de Áreas de Oferta não necessite do envolvimento formal da ERSE ao contrário do atual processo de registo de novas Áreas de Balanço que acarreta uma aprovação explícita da ERSE.” Em geral, os interessados apreciaram a alteração proposta simplificando a criação de áreas de ofertas.

A Iberdrola, a EDP, a Endesa e a EFET coincidem em apontar que a existência de áreas de ofertas condiciona desnecessariamente a prestação de serviços de frequência, por área de rede, quando a regulamentação europeia aponta para a utilização das *bidding zones* existentes. Estes agentes defendem que a opção proposta aumenta os custos de controlo de frequência e reduz a liquidez nestes mercados.

Estes agentes sublinham que a segmentação em áreas de ofertas não é adequada para efeitos de balanço (serviços de frequência). Pelo contrário, entendem a utilidade do conceito para outros serviços com

características mais locais, como gestão de congestionamentos ou mesmo alguns serviços de não frequência (por exemplo, controlo de tensão). Nestes casos, é admissível que o controlo possa ir até à unidade física. Aliás, os comentários reconhecem que o Gestor do Sistema pode indicar restrições de rede aos agentes de mercado no processo de validação técnica do sistema, na sequência da desagregação realizada pelos agentes de mercado após o encontro económico de mercado.

É referido que o modelo de restrição zonal na prestação de serviços de frequência não existe noutro Estado-Membro da UE.

Os mesmos agentes referem que a discriminação entre diferentes tecnologias para efeitos da criação das áreas de ofertas contraria o princípio da neutralidade tecnológica e cria barreiras de mercado a novas tecnologias como hibridização e agregação.

A Iberdrola comenta ainda que a exceção proposta no MPGGS à restrição de zonas coloca um limite máximo de 5 MW (Ponto nº 2 do Procedimento nº 4) que não foi justificado. Assim, solicita o aumento deste limiar para mitigar os problemas identificados. A EDP comenta também no sentido de que o limiar proposto é restritivo.

A EDP refere que a alteração da área de rede do Minho, separando os níveis de tensão de 400 e 150 kV, vai no sentido indesejado de maior desagregação das áreas de ofertas já existentes, defendendo a eliminação deste conceito.

#### **DECISÃO DA ERSE**

Tal como referido nos Códigos de Rede, a ERSE reconhece que os serviços de balanço (de frequência) devem, por princípio, ser prestados sem restrição zonal. Subjacente a isto está sempre a viabilidade técnica do programa (restrições de rede), que deve ser verificada e garantida pela GGS. Nesse sentido, apesar do conceito de áreas de ofertas, a GGS poderá evoluir a operação do sistema no sentido de admitir o cumprimento do programa de serviços de sistema de forma agregada entre várias (ou todas) as áreas de ofertas de um BSP (vd. secção 3.9 deste Relatório). No entanto, não se considera que a existência das áreas de ofertas seja restritiva da liquidez do mercado de serviços de sistema ou da concorrência.

A ERSE tem ainda presente que a alteração do modelo de prestação de serviços de sistema e de verificação do cumprimento dos programas de serviços de sistema é significativa e não isenta de riscos de

implementação. Por essa razão, mantém-se a separação das áreas de ofertas associadas às unidades físicas de produção termoelétrica.

De todo o modo, reconhecendo as preocupações refletidas nos comentários, o MPGGS aprovado já definiu áreas de ofertas independentes das áreas de rede e da tecnologia para o consumo habilitado.

O mesmo resulta para a agregação de instalações de produção, de consumo ou de armazenamento com menos de 1 MW de potência instalada, habilitadas, em virtude de estarem definidas como unidade física (independentemente da localização das instalações que as compõem). Pela mesma razão, um centro eletroprodutor híbrido constitui uma unidade física e não será desagregada para efeitos da prestação de serviços de sistema.

Quanto às unidades físicas de armazenamento habilitado, considera-se poderem integrar qualquer outra área de ofertas do mesmo agente de mercado BSP, na mesma área de rede, ou áreas de ofertas específicas, conforme solicitado pelo agente de mercado. Deste modo, permite-se que estas unidades, de pequena dimensão, se possam associar a áreas de ofertas constituídas, melhorando a flexibilidade, a previsibilidade e o controlo do agente sobre os seus recursos. Por exemplo, a associação de unidades físicas de armazenamento a áreas de ofertas de produção renovável sem acumulação (eólica ou solar), permite aumentar a firmeza das ofertas feitas pelo agente à GGS, no mercado de serviços de sistema, e, deste modo, promover a participação destes agentes na prestação de serviços de sistema.

No que respeita às centrais de energia renovável, a decisão da ERSE promoveu o princípio da neutralidade tecnológica, definindo a não desagregação das áreas de oferta por tecnologia, mas apenas por área de rede e por BSP. Atente-se que a maioria das instalações de produção a prestar serviços de sistema são centrais hídricas. No entanto, há uma tendência de hibridização dos centros eletroprodutores, quer por melhor aproveitamento da potência de ligação (recurso muito escasso), quer pela complementaridade dos recursos renováveis, eventualmente até associados a sistemas de armazenamento químico (baterias) e não apenas em bombagem. Desta forma, podem ser agregadas na mesma área de ofertas as diversas Unidades Físicas de tecnologia renovável de um BSP numa mesma área de rede, uma vez que estando integradas numa dada área de rede não são expectáveis restrições à injeção de energia na rede.

Além do princípio geral estabelecido, o Procedimento n.º 5 do MPGGS contém um mecanismo para aprovação de critérios adicionais para a criação de Áreas de ofertas específicas, caso a GGS justifique essa necessidade através de uma proposta fundamentada. Por esta via, a GGS pode promover a separação de

centrais hídricas, caso transitoriamente seja necessário à operação do sistema, ou de instalações de consumo acima de um determinado limiar (veja-se o caso de instalações de consumo com potências de várias centenas de MW, como alguns projetos de eletrolisadores em discussão). O mesmo mecanismo pode ser usado para especificar isenções de segregação numa Área de ofertas, por exemplo para centros eletroprodutores termoelétricos de potência mais reduzida.

Em consequência da inclusão do mecanismo referido no parágrafo anterior, foi eliminada a referência à agregação de unidades físicas do mesmo BSP em áreas de rede distintas, até 5 MW. Considera-se que os critérios definidos e a possibilidade de aprovação de critérios adicionais inclui o caso antes proposto.

As centrais híbridas, recentemente introduzidas no regime jurídico do SEN, apresentam intrinsecamente limitações de produção no ponto de injeção da rede pelo que não necessitam de nenhum tratamento especial no que às áreas de ofertas diz respeito.

Finalmente, refere-se uma alteração importante de conceito que impacta nos procedimentos da GGS e dos BSP. As unidades de programação definidas no Procedimento n.º 3 referem-se à participação no mercado e estão associadas aos BRP. Assim, a informação proveniente dos programas finais por unidade de programação pode não ter correspondência adequada nos BSP.

Em consequência, para efeito de conhecimento dos programas das áreas de oferta pela GGS, após o fecho dos programas resultantes da negociação bilateral e nos mercados organizados, os BSP devem enviar à GGS o programa incluindo apenas as unidades físicas habilitadas, por área de ofertas e para cada serviço de sistema, caso se aplique alguma diferenciação.

Esta obrigação de comunicação dos programas por área de ofertas pode ser dispensada se a GGS obtiver esses dados diretamente através dos operadores de mercado ou por outros mecanismos.

A tabela seguinte apresenta os tipos de áreas de ofertas previstos no MPGGS em confronto com a versão anterior do Manual.

<b>MPGSS anterior (áreas de balanço)</b>	<b>MPGGS novo (áreas de ofertas)</b>	<b>Observações</b>
Central termoelétrica	Central termoelétrica	
Centrais hidroelétricas na mesma bacia hidrográfica e na mesma área de rede	Centros eletroprodutores renováveis na mesma área de rede	Sem separação entre produção e bombagem/consumo (injeção em armazenamento)

MPGSS anterior (áreas de balanço)	MPGGS novo (áreas de ofertas)	Observações
	Instalações de consumo habilitadas e unidades físicas de agregação de instalações de consumo, de produção e/ou de armazenamento com menos de 1 MW, por instalação, habilitadas, como unidade física agregada	Independentemente da área de rede
	Instalações de armazenamento habilitadas	As unidades físicas de armazenamento habilitado podem ser incluídas em qualquer área de ofertas do mesmo BSP que correspondam à mesma área de rede, a seu pedido, ou em áreas de ofertas específicas

### 3.4 CÁLCULO DO DESVIO DOS BRP

Uma das alterações mais relevantes no MPGGS diz respeito à implementação de uma posição única de desvio por BRP, igual à soma dos seus programas comerciais externos e programas comerciais internos.

Um dos pilares fundamentais da Decisão da ACER 18/2020 - o desvio de cada BRP - é calculado para cada Período de Liquidação de Desvios e para o conjunto de todos os recursos que ele agrega contratualmente. Isto significa que no perímetro a que cada BRP está ligado contratualmente, ele é responsável pela liquidação de desvios da sua carteira ou de entidades por si agregadas nos termos do respetivo contrato de agregação, independentemente das características e tecnologias de produção ou de consumo.

Para cada período de liquidação, o cálculo do desvio de um BRP, responsável pela liquidação do desvio de um ou mais agentes de mercado, será determinado, de acordo com a terminologia da Decisão 18/2020 da ACER, como a energia correspondente à diferença entre i) as Quantidades Atribuídas a esse BRP e ii) a respetiva Posição, incluindo eventuais Ajustamentos de Desvio.

Por “Quantidade Atribuída a um BRP” entende-se uma quantidade de energia fisicamente injetada no sistema ou retirada do sistema, atribuída a esse BRP, para cálculo do desvio do mesmo.

Essa energia será apurada em contadores, para as quantidades medidas com a granularidade do ISP ou calculada para esse período com o recurso a perfis, nos casos em que a granularidade seja maior (mensal, diária). Se tal for necessário, será feito igualmente um ajuste para perdas ou outros, de acordo com as regras estabelecidas no Guia de Medição Leitura e Disponibilização de Dados.

Por “Posição de um BRP” entende-se a quantidade de energia declarada por esse BRP que é utilizada no cálculo do desvio do mesmo. Por energia declarada entende-se a soma, para cada período de liquidação, das responsabilidades nos mercados organizados e em contratos bilaterais.

Por “Ajustamento de desvio” entende-se a quantidade de energia correspondente à energia de regulação fornecida em serviços de sistema proveniente de um BSP e aplicada pelo ORT, ao BRP em causa, durante cada ISP, utilizada no cálculo do desvio desse BRP. Em causa estão as energias de regulação de FRR (aFRR e mFRR) e RR, incluindo os produtos específicos que constam no MPGGS, de Regulação Secundária, Reserva de Regulação ou Banda de Reserva de Regulação. Incluem-se aqui igualmente os casos de Restrições Técnicas e de Cortes na Capacidade de Interligação que obriguem a alterar a Posição contratual estabelecida no perímetro do BRP.

O cálculo da liquidação de desvios é efetuado no Procedimento 21, sendo referido que aos BRP estão associadas às Unidades de Liquidação.

Sublinha-se, no entanto, o caso particular do CUR, que representa várias atividades, a que correspondem vários BRP e em resultado várias Unidades de Liquidação.

Em resumo, em cada ISP  $h$  o Desvio do BRP  $a$  é dado por:

$$\text{Desvio}(h, a) = \text{Quantidades Atribuídas}(h, a) - [\text{Posição}(h, a) + \text{Ajustamento de desvio}(h, a)]$$

Os comentários apresentados na Consulta Pública foram unânimes na aceitação da metodologia de cálculo do Desvio dos BRP.

A metodologia que consta no MPGGS agora aprovado, coincide com a proposta apresentada na Consulta Pública.



### 3.5 PREÇO DE DESVIO

#### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

A Decisão 18/2020 da ACER sobre a metodologia de harmonização da liquidação de desvios dos agentes de mercado BRP, que esta alteração do MPGGS pretende implementar, permite duas abordagens para a definição do cálculo do preço de desvio:

- Um preço marginal máximo/mínimo das energias de regulação ativadas, ou
- Um preço médio ponderado das mesmas.

Na proposta de MPGGS apresentada na Consulta Pública, a solução para cálculo do preço de desvio a pagar pelos BRP que se considera mais adequada é a da média ponderada das energias de regulação ativadas, nomeadamente tendo em conta os princípios de aderência aos custos e de apresentação aos agentes de mercado de sinais económicos adequados.

Tendo em conta este princípio, o preço de desvio em cada ISP pode ser igual a:

- $P_d(h)$ , um preço do desvio por defeito, que representa o preço médio ponderado das ativações de energia de regulação a subir, considerando os preços e as respetivas energias de ativação.
- $P_e(h)$ , um preço do desvio por excesso, que representa o preço médio ponderado das ativações de energia de regulação a baixar, considerando os preços e as respetivas energias de ativação.

A GGS deverá aplicar a metodologia de preço único para o desvio (*single imbalance pricing*), segundo o Artigo 7º, do Anexo I, da Decisão 18/2020 da ACER, sempre que no período de liquidação, apenas tenha sido ativada energia de regulação num dos sentidos, deste modo:

- Caso apenas tenha sido ativada energia de regulação a subir, valorizam-se todos os desvios à programação por defeito e excesso, com o preço do desvio por defeito  $P_d(h)$ ;
- Caso apenas tenha sido ativada energia de regulação a baixar, valorizam-se todos os desvios à programação por defeito e excesso, com o preço do desvio por excesso  $P_e(h)$ .

A proposta de revisão do MPGGS, cumprindo os requisitos da Decisão ACER 18/2020, reflete uma metodologia de preço único e de preços duais, aplicando

- a metodologia de preço único para o desvio à programação nos ISP em que as energias de regulação tenham sido ativadas em apenas um dos sentidos de regulação.

- a metodologia de preços duais para o desvio à programação nos ISP em que as energias de regulação tenham sido ativadas em ambos os sentidos de regulação.

#### SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

Sobre o modelo apresentado na proposta da ERSE para cálculo do preço de desvio, de implementação da Decisão 18/2020 da ACER, as opiniões dos agentes dividem-se.

O Conselho Consultivo considera que as “alterações propostas no âmbito da metodologia de determinação do preço de desvio estão em linha com os objetivos definidos pelo Regulamento EB e pelas opções da Decisão da ACER”.

A Iberdrola considera positiva a evolução do modelo de desvios agora proposto pela ERSE, o qual se encontra em linha com o *framework* europeu, embora apoie a futura implementação de um modelo de *single price*, sem recorrer a aplicações totais ou parciais do modelo dual.

A Iberdrola propõe que se criem, em Portugal, mecanismos de revisão periódica do modelo proposto enquanto se espera que a própria ACER reavalie a sua metodologia e o *target model* europeu de desvios, com base na proposta de alteração a apresentar pela ENTSOE o mais tardar no verão de 2024.

A EDP, no que diz respeito à proposta do preço dual para a liquidação dos desvios, 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 respetivo.

A EDP sugere ainda 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.

Finalmente, sobre a metodologia de cálculo do preço de desvio, a EDP considera que, por razões de simplicidade, o preço de desvio deveria ser calculado com base no preço máximo/mínimo das energias ativadas

A ENDESA refere que “não obsta a proposta de aplicação de preços de desvio duais, no entanto, considera essencial que o preço de desvio transite para um preço único quando for implementado o ISP de 15 minutos”.

A MOVHERA refere que a “harmonização com a regulação Europeia no que diz respeito a cálculo de custos com desvios, é visto positivamente, principalmente para que tem uma atividade em variadas geografias na Europa”.

Por sua vez a MEGASA e a APIGCEE referem “não ser fácil perceber o real impacto face à realidade atual até porque o comportamento dos agentes poderá ser alterado”. Entendem ainda que, “como princípio, alterações de metodologia não devem contribuir para incrementos médios destes custos, mas antes para minimizá-los.”

#### **DECISÃO DA ERSE**

A Decisão da ERSE mantém a proposta apresentada na Consulta Pública no que diz respeito ao preço de desvio a calcular pela GGS e às componentes  $P_d(h)$ , preço do desvio por defeito, e  $P_e(h)$ , preço do desvio por excesso, calculados com preço médio ponderado das ativações de energia de regulação, respetivamente a subir, ou a descer, considerando os preços e as respetivas energias de ativação.

Da mesma forma, a GGS deverá aplicar a metodologia de preço único para o desvio (*single imbalance pricing*), sempre que no período de liquidação apenas tenha sido ativada energia de regulação num dos sentidos, considerando a metodologia de preços duais para o desvio à programação nos ISP em que as energias de regulação tenham sido ativadas em ambos os sentidos de regulação.

Na proposta da ERSE referia-se que, para evitar oscilações indesejadas, se aplicava o modelo de preço único aos períodos de liquidação em que a energia correspondente a ativações de serviços de sistema num dos sentidos seja menor ou igual a um valor residual da energia correspondente a ativações de serviços de sistema no sentido contrário.

Esse valor residual deverá resultar de proposta da GGS a aprovar pela ERSE, apresentada até 9 meses após a entrada em vigor do presente MPGGS, com base na informação recolhida nesse período.

No que diz respeito à liquidação a ocorrer entre o ORT e os BRP, sinaliza-se igualmente o artigo 55º do Regulamento EB, que define o sentido dos fluxos financeiros entre ambas as entidades. Assim, o quadro

abaixo, de Pagamento de desvios, estabelece se os referidos direitos são de pagamento ou recebimento em função dos sinais do desvio e do preço de desvio.

#### Pagamento de Desvios

Tipo de liquidação de desvios	Preço de desvio positivo	Preço de desvio negativo
Desvio por excesso	Direito de recebimento do BRP	Obrigação de pagamento do BRP
Desvio por defeito	Obrigação de pagamento do BRP	Direito de recebimento do BRP

Finalmente, a GGS deverá calcular o **Preço das Ativações Evitadas**, Pae(h), uma componente do preço de desvio que deverá ser utilizada nas situações de ausência de ativações de regulação.

Para esse efeito, o GGS deverá calcular Pae(h), quando aplicável, por forma a refletir o preço médio aritmético entre o preço mínimo das ofertas de reserva de regulação a subir não ativadas e o preço máximo das ofertas de reserva de regulação a baixar não ativadas.

### 3.6 BANDA DE RESERVA DE REGULAÇÃO

#### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

O Procedimento n.º 13-B foi revisto apenas em aspetos pontuais, dado que não era o objeto principal da revisão do MPGGS. Em concreto, foram feitas as seguintes propostas:

- Clarificação do referencial de atuação das instalações consumidoras no âmbito do mercado de banda de reserva de regulação, em particular, a utilização do referencial de consumo, i.e., os valores medidos nas instalações de consumo, sem ajustamento para perdas nas redes;
- Clarificação da valorização das instruções de despacho emitidas pela GGS no âmbito de um ensaio de disponibilidades a instalações consumidoras, a preço marginal do mercado diário;
- Valorização dos Incumprimentos do Serviço de Banda de Reserva de Regulação e do Programa por Unidade Física, agregado por Área de Oferta, não impedindo a verificação por unidade física se assim for adjudicada no leilão;

- Clarificação da valorização do incumprimento total ou parcial da reserva de regulação.

#### SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

A E-Redes defendeu que a religação das instalações sujeitas a deslastre por mínimo de frequência deve ser coordenada pelo operador da rede a que a instalação se encontre ligada, de forma a maximizar a probabilidade de uma reposição bem-sucedida. No mesmo sentido, o operador propõe uma penalização por incumprimento das condições de religação definidas pelo operador de rede.

A Fortia, a MEGASA e a APIGCEE referem como positiva a clarificação da aplicação de uma penalização proporcional por incumprimento da banda contratada superior a 80% (consumo inferior a 20% da banda contratada).

A Fortia, a MEGASA e a APIGCEE propõem que a valorização do incumprimento da programação (VERROS) se aplique à diferença entre o consumo verificado e a reserva de regulação oferecida, em vez do programa horário.

A Fortia solicita ainda que o Procedimento n.º 13-B deixe clara a convenção de sinais aplicável às fórmulas, para facilitar a sua interpretação.

A Fortia, a MEGASA e a APIGCEE referem também que a tolerância inscrita na verificação do cumprimento da banda de reserva é insuficiente para algumas indústrias prestadoras do serviço.

Quanto aos ensaios das unidades físicas prestadoras do serviço, a Fortia, a MEGASA e a APIGCEE referem que o requisito de cumprimento do ensaio deve ter por referência a reserva efetivamente oferecida na hora do ensaio e não o valor da banda contratada (equiparando os ensaios as condições de funcionamento em mercado). No caso de o programa de consumo ser superior à banda contratada, deve ser ensaiada a redução equivalente à banda, mas se for inferior deve ser ensaiado o valor programado. A APIGCEE refere ainda que os períodos de paragem programada ou decorrentes da suspensão da atividade económica, desde que a GGS seja informada de forma atempada, devem suspender os ensaios de disponibilidade. E refere que as ordens de redução de potência durante os ensaios de disponibilidade deveriam ser valorizadas ao preço da reserva a subir e não ao preço do mercado diário, como previsto.

Ainda sobre os ensaios, a REN que apenas as unidades físicas mobilizadas para reduzir consumo no mês anterior ao leilão BRR estejam isentas dos ensaios de disponibilidade.

A Fortia, a MEGASA e a APIGCEE comentam ainda que a anunciada passagem do período temporal de balanço de 1 hora para 15 minutos, de acordo com a regulamentação europeia, criará dificuldades a certas indústrias prestadoras do serviço de banda de reserva de regulação, devido falta de flexibilidade para reduzir consumo no período específico de 15 minutos. Sugerem que o produto BRR seja avaliado para evitar esse problema, nomeadamente mantendo-se de prestação em períodos de 1 hora.

A MEGASA e a APIGCEE comentaram as razões de suspensão do contrato do agente, nomeadamente devido à utilização de linhas de alimentação de recurso, propondo que seja considerado um prazo superior a 5 dias por motivos justificados. No que respeita à indisponibilidade dos canais de comunicação, propõem que apenas seja considerada para suspensão quando ocorra por facto imputável ao cliente.

A REN propõe que a suspensão de uma unidade física apenas afete essa unidade, e não o agente de mercado enquanto BSP.

A Fortia, a MEGASA e a APIGCEE apontam para a necessidade de explicitar a fórmula de cálculo do incumprimento da banda, para efeitos da determinação da condição de suspensão. Acrescentam ainda que devem ser considerados períodos de exceção, desconsiderados da verificação do cumprimento do serviço.

Por seu lado, a REN comenta sobre a necessidade de clarificar a regra para levantamento da suspensão decorrente de incumprimento sucessivo da banda contratada em dois meses consecutivos em mais de 50% da banda contratada. A REN propõe ainda que o incumprimento de um ensaio de verificação de disponibilidade não seja causa imediata de suspensão, uma vez que já implica a suspensão da liquidação do serviço (vd. ponto 8.2).

A APIGCEE comentou que alguns comercializadores cobram um custo associado ao serviço de BRR aos seus clientes, com base no consumo faturado pelo comercializador. Comenta a associação que a prestação do serviço de sistema por um cliente não pode justificar a cobrança de custos pelo comercializador.

A APIGCEE aprova a definição do referencial de consumo para a participação da procura no serviço de BRR, não sendo aplicados ajustamentos para perdas.

Na sequência do evento de 24 de julho de 2021, no qual se verificaram comportamentos inesperados de alguns relés de deslastre por frequência, a REN propõe a obrigação de os clientes participantes no serviço de BRR instalarem a função de oscilografia nesses relés, bem como a verificação anual do cumprimento dos requisitos de prestação do serviço definidos pela GGS.

A REN propõe explicitar que a participação no serviço de BRR implica o cumprimento dos requisitos do serviço de reserva de regulação.

#### **DECISÃO DA ERSE**

Relativamente à religação após deslastre, a ERSE reconhece a importância do estabelecimento e cumprimento de critérios de coordenação com o operador de rede ao qual a instalação esteja ligada, como proposto pela E-Redes. No entanto, esta questão não é específica do produto de banda de reserva de regulação, nem foi suscitada na fase consulta. Considera-se assim mais oportuno, em futuras alterações do MPGGS (e no próprio Regulamento de Operação das Redes), discutir as condições de religação, no contexto da coordenação entre ORT e ORD.

Relativamente à segunda parcela da valorização dos incumprimentos da BRR, a componente VERROS, a ERSE entende que a mesma não pode ser alterada em função da Banda de Reserva de Regulação a subir ofertada, já que elimina o efeito de previsão de consumo que é solicitado pelo ORT, sendo esta crucial na gestão do sistema elétrico.

Foi clarificada a convenção de sinais usada no Procedimento n.º 13-B, que é idêntica ao restante MPGGS, conforme definido no Procedimento n.º 21.

Relativamente ao redimensionamento da tolerância na verificação do cumprimento, utilizado na componente VERROS, a mesma foi proposta pelo ORT, visando salvaguardar a sua intervenção na gestão do SEN, sem prejuízo de que no futuro próximo se possa rever o nível de tolerância exigido, face à experiência recolhida durante o primeiro ano de vigência do mercado de BRR.

No que respeita aos ensaios, para efeitos da verificação da prestação do serviço dever-se-á considerar a capacidade de BRR atribuída e não a reserva de regulação oferecida pelo agente de mercado consumidor, pois esta não sinaliza a total disponibilidade do serviço de BRR que resultou adjudicado em leilão. Considera-se ainda que uma mobilização de redução de consumo devidamente cumprida pelo cliente deverá isentar essa instalação da realização de ensaios no mesmo período anual de prestação do serviço, devendo considerar-se como tendo cumprido o ensaio. De igual modo, aceita-se a proposta de excluir as instalações em paragem programada (e devidamente comunicada à GGS) dos ensaios, no período correspondente à paragem. Quanto à valorização da redução do consumo sujeita a ensaio, mantém-se a aplicação do preço do mercado diário e não do preço de reserva a subir. Note-se que a ordem de redução

de potência no ensaio não corresponde necessariamente a uma necessidade de reserva a subir do sistema nesse mesmo período, podendo até implicar ações corretivas de sentido contrário pela GGS.

Quanto à sugestão de que “os períodos de paragem programada ou decorrentes da suspensão da atividade económica, desde que a GGS seja informada de forma atempada, devem suspender os ensaios de disponibilidade”, a mesma não foi acomodada na proposta visto que já se encontra previsto um envio de informação relativo a paragens programadas e indisponibilidades, o qual o GGS terá em devida consideração durante a realização dos ensaios de verificação de disponibilidade.

A passagem para 15 minutos do período de prestação do serviço de reserva corresponde a um requisito regulamentar europeu de harmonização do mercado interno. Sendo possível que alguns clientes tenham dificuldades técnicas em responder a mobilizações de reserva nesse período mais curto (do que o período atual de 1 hora), será também desejável acomodar a prestação do serviço de BRR através de agregação de instalações de consumo, podendo as várias instalações agregadas responder coletivamente a uma ordem de redução de consumo. Este instrumento, bem como outras alternativas (como a utilização de armazenamento), poderão contribuir para contornar essas dificuldades.

Relativamente à questão levantada por alguns participantes sobre o aumento do prazo antes da suspensão por utilização temporária de linhas de alimentação de recurso, a ERSE considera não existirem neste momento elementos suficientes para uma tomada de decisão, podendo ser discutida assim que oportuno.

A suspensão do prestador do serviço de BRR por incumprimento da disponibilidade dos canais de comunicação, ainda que por eventual responsabilidade de terceiros (fornecedor do serviço de telecomunicações), não deve ser dispensada. A não prestação efetiva do serviço deve ter essa consequência. O cliente poderá recorrer ao contrato com terceiros para eventual reparação dos prejuízos em que incorra.

Concorda-se que a suspensão de uma instalação prestadora do serviço não deve implicar a suspensão do contrato do agente de mercado.

Concorda-se também com as propostas de clarificação da determinação do incumprimento da banda, pelo que foi incorporada essa expressão.

Sobre a necessidade de clarificar a regra para levantamento da suspensão decorrente de incumprimento sucessivo da banda contratada em dois meses consecutivos em mais de 50% da banda contratada, foi



alterada a proposta do MPGGS, de modo a clarificar o âmbito da sua aplicação, em concreto a verificação que o valor do consumo medido seja superior em 50% da Banda de Reserva de Regulação contratada.

Foi eliminado o incumprimento do ensaio de verificação como causa de suspensão da unidade física, uma vez que esse incumprimento já gera a suspensão da liquidação do serviço.

Quanto à reflexão de custos com o serviço da BRR na fatura dos comercializadores, importa esclarecer que esse custo não se aplica aos clientes prestadores do serviço em particular, mas antes a todos os consumidores, dado que os custos da GGS com a contratação de banda de reserva de regulação são imputados ao consumo, através das carteiras de comercialização. A ERSE emitiu a sua [Recomendação n.º 1/2022](#) sobre a matéria, em abril de 2022.

No que respeita à função de oscilografia associada aos relés de deslastre por mínimo de frequência, aceitou-se parcialmente a proposta da REN. Os clientes prestadores do serviço de BRR não devem ser onerados com este custo adicional sem mais. Por isso, inscreve-se o princípio da aceitação, pelo cliente, dos valores de oscilografia da GGS, mais próximos da sua instalação, sem possibilidade de contestação. Em alternativa, o cliente deverá então instalar a funcionalidade de oscilografia proposta, segundo os requisitos definidos pela GGS.

Por outro lado, não se considera adequado estabelecer uma periodicidade anual para a verificação dos requisitos de prestação do serviço, recorrendo o cliente a uma entidade externa. A verificação do cumprimento dos requisitos para a prestação dos serviços de sistema deverá ser estabelecida através de uma metodologia transversal aos vários serviços, que considere uma periodicidade equilibrada, entre a garantia efetiva do cumprimento desses requisitos e a minimização dos custos de verificação. A este respeito, e para referência, o regulamento europeu SOGL define que o procedimento de verificação periódica dos requisitos não deve prever um período superior a 5 anos entre verificações. A ERSE tomará em consideração este tema em futuras revisões do MPGGS.

Finalmente, na consulta pública a ERSE colocou a questão sobre a necessidade de rever a regra aplicável às instalações de consumo com cogeração, segundo a qual o relé de deslastre por frequência deve ser instalado tal que apenas o consumo seja interrompido, mas não a instalação de produção. Não foram recebidos comentários a esta questão pelo que não se produz qualquer alteração ao texto em vigor.

### 3.7 CONTRATAÇÃO BILATERAL DE SERVIÇOS DE SISTEMA

#### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

A proposta de alteração do MPGGS não visou o Procedimento n.º 14, sobre contratação bilateral de serviços de sistema. Este procedimento prevê que os serviços de sistema podem, pela sua especificidade, ser contratados bilateralmente. Essa contratação deve basear-se em mecanismos de mercado, sendo aprovada pela ERSE.

#### SÍNTESE DE COMENTÁRIOS

Alguns comentários referem que os serviços não-frequência não são contratados com base em mecanismos de mercado, sendo antes fruto de prestação obrigatória e gratuita por parte de alguns produtores.

A EFET, a Endesa e a EDP solicitam que os mecanismos de mercado sejam usados na contratação dos serviços não-frequência, que 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.

A EDP refere em particular que em Espanha vai ser introduzido um serviço de energia reativa para resolver problemas de tensão locais<sup>7</sup>, que na Irlanda existe um mercado para a contratação de inércia para o sistema, nos países nórdicos foi implementado um mercado para reservas ultrarrápidas e em Itália o TSO está também a conduzir um piloto neste âmbito com contratação por leilão. A EDP refere ainda a consulta relativa aos termos e condições aplicáveis no âmbito da contratação da prestação de serviços de arranque autónomo, promovida pela GGS, questionando se deveria constar da própria revisão do MPGGS.

A E-Redes propõe que a GGS dê conhecimento aos operadores de rede dos contratos bilaterais celebrados com instalações prestadoras de serviços de sistema, para que os operadores possam ter informação sobre os potenciais comportamentos dos clientes ligados às suas redes.

---

<sup>7</sup> Entretanto, a CNMC aprovou a “Resolución por la que se aprueban las condiciones y requisitos para un proyecto de demostración regulatorio de control de tensión” [<https://www.cnmc.es/expedientes/dcoorde00422>]

## DECISÃO DA ERSE

O MPGGS prevê a possibilidade do recurso à contratação bilateral para a prestação de serviços cuja especificidade dificulte ou impossibilite a utilização das plataformas de mercado dos serviços de sistema. Essa via de contratação bilateral implica, expressamente, a utilização de mecanismos de mercado, reforçando a transparência e eficiência da contratação. Neste contexto, o texto do Procedimento n.º 14 foi clarificado para referir a aprovação pela ERSE dos termos da contratação (designadamente os requisitos do serviço e a remuneração) e não do contrato em si. Foi ainda introduzida a obrigação de comunicação dos contratos pela GGS ao operador de rede à qual esteja ligada a instalação prestadora do serviço, com vista a incrementar a coordenação entre a GGS e os operadores de rede.

Importa referir que o sistema nacional conta, na atualidade, com circunstâncias decorrentes dos contratos de aquisição de energia celebrados antes da abertura do mercado, as quais estabelecem obrigações aos produtores abrangidos, nomeadamente em termos de prestação de serviços de sistema. Essa prestação não é gratuita, mas antes corresponde aos termos contratuais definidos. À medida que os referidos contratos cessam, as necessidades de serviços de sistema deverão ser supridas pelos meios previstos no MPGGS. A preparação em curso da contratação do serviço de arranque autónomo, por leilão, é um exemplo claro dessa dinâmica.

Tendo em conta a transição de mais serviços de sistema para modalidades de contratação bilateral explícita, introduziu-se uma flexibilização da regra de imputação de custos, permitindo que a regra geral possa ser adaptada para cada serviço em concreto, sob proposta da GGS e aprovação pela ERSE.

Relativamente aos exemplos citados, de projetos-piloto e outros, para a contratação de serviços adicionais através de plataformas de mercado, a ERSE concorda que devem ser considerados. O futuro enquadramento regulamentar da operação das redes (ROR) fará referência expressa aos projetos-piloto enquanto ferramenta de desenvolvimento e teste de novas soluções. A título de exemplo, o serviço de compensação síncrona foi recentemente objeto de evoluções que consideraram a possibilidade de recurso a uma ferramenta de leilão. Todavia, a análise técnica revelou que os recursos disponíveis para participar eram limitados e insuficientes para essa opção.

### 3.8 COORDENAÇÃO ENTRE A GGS E O ORD

#### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

O MPGGS já prevê instâncias de coordenação entre a GGS e o ORD, por exemplo no domínio do estatuto de agente de mercado e da sua eventual suspensão ou ainda quanto à definição e ativação dos planos de emergência quanto ao deslastre de cargas.

Não obstante, a evolução do setor aponta para uma maior interdependência entre estes operadores, desde logo pela presença massiva de produção e consumo ativo na gestão do sistema ligado às redes de distribuição.

#### SÍNTESE DE COMENTÁRIOS

A EDP e a E-Redes comentam sobre a proposta de MPGGS que é necessário acautelar a coordenação entre a GGS e o ORD, nomeadamente na validação das unidades físicas habilitadas a prestar serviços de sistema e na sua mobilização. Estas entidades invocam o artigo 182.º do Regulamento (EU) 2017/1485, de 2 de agosto, que determina que o ORD da rede a que esteja ligada a unidade física prestadora de reserva de potência ativa deve poder objetar ou limitar essa prestação de reserva, por razões técnicas, nomeadamente se a ativação puder conduzir a constrangimentos locais nas redes de distribuição.

Em concreto, os comentários sugerem que o ORD deve validar a quantidade ofertada em serviços de sistema por unidades físicas ligadas à rede de distribuição, assim como deve poder colocar limites temporários à sua ativação devido a constrangimentos locais na rede de distribuição. A concretização deste mecanismo de validação coloca-se no momento da pré-qualificação da unidade física, mas também antes da sua ativação, pelo que, sobretudo neste último, é essencial criar procedimentos de comunicação entre o GGS e o ORD que permitam operacionalizar estas ações em tempo útil.

A E-Redes sugere incluir nos procedimentos relativos aos serviços de sistema fornecidos por unidades físicas habilitadas para participar nos mercados de serviço de sistema, em particular instalações consumidoras ou produtoras genéricas (Procedimentos n.º 12, n.º 13-A e n.º 13-B), um subcapítulo sobre a validação pelo ORD da pré-qualificação e das ofertas de cada unidade física.

## DECISÃO DA ERSE

A crescente presença de produção dispersa nas redes de distribuição, bem como de clientes ativos, e a desejável participação destas instalações na prestação de serviços de sistema, traz desafios acrescidos à gestão das redes de distribuição. Esse facto é reconhecido pelo Regulamento (UE) 2017/1485 (*System Operation Guidelines*), ao inscrever a interação entre a GGS e o ORD no momento da pré-qualificação de uma unidade física para a prestação de serviço de reserva de potência ativa ou antes da sua ativação.

A ERSE reconhece assim a pertinência dos comentários, que procuram reforçar a adesão do MPGGS ao quadro regulamentar europeu. Foi, por isso, alterada a redação do MPGGS inscrevendo a intervenção do ORD nos processos de pré-qualificação e de ativação de reserva, bem como a necessidade de estabelecimento de procedimentos de comunicação entre a GGS e o ORD nesse sentido. A alteração foi promovida com carácter geral, no Procedimento n.º 2 (Estatuto de Agente de Mercado), mas também, em concreto, nos procedimentos relativos aos serviços de reserva (Procedimentos n.º 12, n.º 13 e nº. 13-A).

Concretamente, o ORD da rede a que esteja ligada a unidade física (e o operador das redes de distribuição intermediárias entre esta e a rede de transporte) passa a ter a possibilidade de objetar a essa pré-qualificação para fornecimento de reserva de energia ativa, ou de estabelecer limites a esse fornecimento de reserva, permanentes ou temporários, com base em razões técnicas como a localização geográfica dos grupos ou unidades fornecedores de reserva. Esta avaliação pelo ORD é feita em cooperação com a GGS, quer durante o processo de pré-qualificação, quer antes da ativação das reservas. Os procedimentos de troca de informação e de tomada de decisão devem ser acordados entre a GGS e o ORD, atendendo ao cumprimento dos prazos de pré-qualificação e de ativação.

Deve ainda referir-se a propósito da coordenação entre a GGS e o ORD, que se passou a prever no MPGGS a coordenação entre estes operadores e também o Operador Logístico de Mudança de Comercializador e Agregador (OLMCA), para efeitos do apuramento das carteiras de agregação, em moldes a definir no futuro.

### 3.9 VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DA MOBILIZAÇÃO DE SERVIÇOS DE SISTEMA

#### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

A separação entre o tratamento dos desvios – no âmbito dos BRP e determinados em portfolio – e o tratamento dos serviços de sistema – prestados pelos BSP - implica a explicitação de uma metodologia de verificação do cumprimento dos serviços de sistema, autónoma da verificação dos desvios, associados aos BRP.

A nova metodologia de verificação do cumprimento das mobilizações dos agentes para prestação de serviços de sistema inclui diversos elementos fundamentais:

- Âmbito dos serviços incluídos;
- Referência para verificação do cumprimento;
- Verificação do cumprimento;
- Valorização da penalização por incumprimento;
- Liquidação das penalizações por incumprimento.

Quanto ao **âmbito dos serviços incluídos**, propõe-se incluir os serviços de sistema oferecidos em mercado bem como as mobilizações em sede de restrições técnicas e redespachos coordenados.

No caso dos serviços de sistema não oferecidos em mercado, como os serviços obrigatórios (ex. regulação primária) ou os serviços contratados bilateralmente (ex. compensação síncrona), os contratos que vinculam os agentes de mercado à prestação do serviço devem incluir os termos da verificação do cumprimento e a respetiva penalização por incumprimento.

No caso dos serviços de sistema em mercado, a metodologia considera uma **referência para verificação do cumprimento dos serviços**, referência essa que corresponde à soma de todas as mobilizações que alteram o programa agregado de produção ou de consumo do BSP. A mobilização total do agente para a prestação de serviços de sistema será determinada por área de ofertas do agente (uma vez que a oferta para prestar o serviço e a sua mobilização têm a mesma discriminação).

A referência de prestação de serviços de sistema é somada, por área de ofertas, ao programa final do agente de mercado que resulta dos mercados organizados diário e intradiário e da contratação bilateral.

A **verificação do cumprimento dos serviços de sistema** relacionados com a frequência é feita de forma agregada, para todos os serviços referidos. Essa verificação é feita no dia seguinte, por comparação da referência definida com as leituras registadas por área de ofertas do agente de mercado. Dessa forma é apurada uma diferença, por excesso ou por defeito, entre o programa final do agente por área de ofertas e a posição real no mesmo referencial. Qualquer diferença é considerada um incumprimento da mobilização em serviços de sistema, ficando sujeita à aplicação de penalizações. É aplicado um método semelhante para verificar o cumprimento das instruções de limitação de potência e restrições técnicas.

Quanto à **valorização da penalização por incumprimento**, a metodologia considera como base a reposição pelo agente de mercado dos valores de encargos ou receitas obtidas pela mobilização em serviços de sistema. Esta reposição é valorizada pelo preço médio ponderado de todas as ativações de regulação afetas à área de oferta, agravado por um fator de 20%. Esta valorização deve ser apenas a necessária para induzir comportamentos adequados nos agentes de mercado. Estes agentes devem, não apenas desfazer a liquidação dos serviços de sistema mobilizados, mas não prestados, como também compensar o sistema pelos custos incorridos na compensação dos serviços não prestados.

A **liquidação das penalizações por incumprimento** da prestação dos serviços de sistema está incluída nos procedimentos de liquidação do MPGGS, devendo aplicar-se ao agente que presta os serviços de sistema (BSP).

A metodologia proposta garante a existência de incentivos económicos à efetiva prestação dos serviços de sistema mobilizados, segundo ofertas colocadas pelo agente de mercado. A penalização por incumprimento não consiste numa coima, mas sim numa valorização desse incumprimento que desfaz a liquidação a que o agente teria direito. Considera-se a utilização de um fator de agravamento desta penalização, para acomodar os custos acrescidos provocados pela não prestação do serviço de sistema pelo agente de mercado. No entanto, importará monitorizar a sua aplicação para saber identificar eventuais comportamentos não desejados dos agentes de mercado. Caso aconteça essa eventualidade, a valorização deverá ser revista de modo a refletir mais rigorosamente os ganhos indevidos de cada agente, eliminando de forma definitiva qualquer ganho económico associado a um incumprimento.

Um exemplo de uma metodologia mais efetiva, embora mais complexa, seria a valorização do incumprimento considerando, por ordem decrescente, o custo do serviço mobilizado a preço mais elevado (para subir) ou mais reduzido (para descer), partindo do princípio que o serviço incumprido foi sempre o mais valorizado. Não obstante, o recurso a metodologias mais complexas deve ser ponderado em função da experiência de aplicação da regra proposta.

A metodologia proposta para a verificação e penalização dos incumprimentos consta do ponto 8 do Procedimento n.º 21.

#### **SÍNTESE DE COMENTÁRIOS**

A EDP questiona a aplicação da verificação por área de ofertas e não de forma agregada, pelo menos para os serviços de frequência (ver comentários sobre as áreas de ofertas). A EDP acrescenta que esta situação resulta, na prática, na inviabilização de uma dada área de ofertas sujeita a uma instrução de despacho de serviços de reserva de contribuir para a correção dos desvios agregados do mesmo agente de mercado (corrigindo o seu programa para cima ou para baixo).

A EDP refere ainda que considera haver uma dualidade de critérios em função do sentido da instrução de despacho. Para instruções a subir, o preço da penalização está ligado às ativações de reserva a subir. Enquanto que para instruções a baixar, o preço da energia em incumprimento está ligado ao preço marginal do mercado diário, descontado o preço médio ponderado de todas as ativações de regulação a baixar afetas à área de ofertas.

A EDP propõe que a forma mais justa de penalizar o incumprimento passaria pela devolução do ganho face ao preço de mercado, para a energia em incumprimento, uma vez que esta será depois penalizada em desvios, em concreto: “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.”

A EDP refere ainda que a referência a uma verificação de instruções de potência em cada período de 15 minutos, no ponto 8 do Procedimento 21, não parece compatível com os produtos de reserva de duração horária nem com a negociação desses produtos em termos de energia e não de potência.

A REN identificou gralhas de redação no ponto 8 do Procedimento n.º 21.

#### **DECISÃO DA ERSE**

A redação final do ponto 8 do Procedimento n.º 21 clarifica que a verificação do cumprimento dos serviços de sistema e das restrições técnicas se aplica ao agente de mercado na função de BSP. Nesse sentido, as



referências às unidades de programação não estavam adequadas à separação de papéis entre BSP e BRP. Foram então substituídas essas referências pelas unidades físicas, as quais podem ser objeto de limitações e restrições técnicas pela GGS.

O agente de mercado BSP terá de comunicar o programa de mercado das suas unidades físicas habilitadas, agregadas por área de ofertas. Note-se que a programação destas unidades em mercado é feita pelo respetivo BRP, em unidades de programação que agregam unidades habilitadas e não-habilitadas. Este procedimento já corresponde à prática no contexto da participação da procura na reserva de regulação.

A base de aplicação da verificação do cumprimento dos serviços de sistema manteve-se nas áreas de ofertas. Não obstante, fica expresso que a GGS pode aplicar essa verificação considerando uma agregação de áreas de ofertas do mesmo BSP. Essa possibilidade abre caminho a uma flexibilização da prestação dos serviços de sistema relacionados com a frequência, tal como vários comentários apontavam quanto ao tema das áreas de ofertas. Fica a GGS com a possibilidade, havendo condições técnicas, de aplicar essa agregação. No relatório a apresentar sobre o primeiro ano de aplicação das novas regras (Procedimento n.º 24), a GGS deve analisar a possibilidade de proceder à verificação dos serviços de frequência sem desagregar por área de ofertas.

Do mesmo modo, fica expresso que a verificação do cumprimento das restrições técnicas pode ser feita por unidade física ou agregação de unidades físicas do mesmo BSP. Esta possibilidade traduz, por exemplo, a própria origem das restrições que podem ser impostas a essas agregações, em vez de a unidades físicas isoladas. De novo, cabe à GGS a avaliação da forma de aplicação das restrições e da sua verificação.

É ainda clarificado que a verificação da mobilização de serviços de reserva deve realizar-se em períodos temporais compatíveis com a definição dos serviços mobilizados, e ainda em termos de energia e não de potência.

A penalização de 20% aplicada ao incumprimento de uma mobilização tem presente que se aplica ao valor médio ponderado de todas as ativações de regulação num dado sentido. É assim possível que o incumprimento tenha uma penalização inferior ao valor marginal do serviço contratado. Note-se ainda que a penalização apenas tem lugar por incumprimento da mobilização quando o agente fica aquém da mobilização, mas não quando ultrapassa a mobilização. Optou-se por uma formulação de aplicação relativamente simples, a qual deverá ser revisitada no futuro, perante a experiência concreta da aplicação das novas regras.

Quanto à nova obrigação de prestação de informação sobre os programas das áreas de ofertas, pelo BSP à GGS, que constitui a referência da verificação, relembra-se que se estabeleceu a possibilidade de esta prestação de informação pelo BSP ser dispensada pela GGS, caso receba essa informação diretamente do operador de mercado ou por outra via.

Foram ainda corrigidas algumas gralhas de redação da proposta, identificadas pela REN nos seus comentários.

### **3.10 LIQUIDAÇÃO DOS SERVIÇOS DE SISTEMA**

O Procedimento n.º 21 do MPGGS prevê a liquidação aos agentes de mercado. A separação dos papéis de BSP e de BRP, bem como a participação dos consumidores na prestação dos serviços de sistema, motivou uma alteração dos conceitos da liquidação, a qual se separa em dois destinatários distintos:

- A liquidação aos agentes responsáveis pela liquidação de desvios (BRP), que inclui:
  - A liquidação dos desvios, podendo incluir, na carteira de cada BRP, produção e consumo de vários agentes de mercado;
  - A liquidação dos custos com serviços de sistema não imputáveis aos desvios é aplicável também aos agentes responsáveis pela liquidação de desvios, em proporção do consumo na carteira do BRP;
  - Os encargos ou receitas que garantem a neutralidade financeira da GGS perante os serviços de sistema, em proporção do consumo na carteira do BRP.
- A liquidação aos agentes que prestam serviços de sistema (BSP), que inclui os serviços de sistema, incluindo as respetivas penalizações por incumprimento, podendo incluir produtores e consumidores.

As alterações clarificam e separam a liquidação dos desvios, tornando mais explícita a harmonização das regras aplicáveis aos desvios previstas na Decisão da ACER 18/2020.

O novo enquadramento e as novas designações dos agentes de mercado consoante a sua participação no mercado, permitem, como caso particular, a manutenção das situações atuais quanto ao papel de cada

agente de mercado. No entanto, são oferecidas diversas possibilidades alternativas que podem ser usadas na otimização dos custos e da participação dos agentes na prestação dos serviços de sistema.

Adicionalmente, a harmonização de conceitos segundo os códigos de rede europeus facilita a participação dos agentes de mercado e a comparação entre os diversos mercados.

A REN ofereceu diversos contributos de modificação pontual do Procedimento n.º 21, de modo a clarificar os conceitos e fórmulas. Os contributos foram adotados, de um modo geral.

### 3.10.1 LIQUIDAÇÃO DOS AGENTES PRESTADORES DE SERVIÇOS DE SISTEMA

A liquidação dos agentes de mercado que prestam serviços de sistema – BSP – passa a traduzir o contributo de outros agentes além dos produtores, nomeadamente os consumidores e, futuramente, os agregadores e instalações de armazenamento.

No essencial, a presente revisão do MPGGS não afeta a retribuição pela prestação dos serviços de sistema, apenas clarificando que a liquidação se reflete nos agentes BSP. No entanto, é introduzida uma novidade nessa retribuição, relacionada com os incumprimentos na prestação de serviços de sistema. A questão da verificação e penalização dos incumprimentos está abordada no capítulo 3.9 deste Relatório.

Por proposta da REN durante a consulta pública, foi incluída uma nova rubrica de liquidação relativa à necessidade de acertos de valores liquidados pela GGS aos prestadores de serviços de sistema e às plataformas internacionais de troca de serviços de sistema. Eventuais desfasamentos temporais entre a liquidação da mesma prestação de serviço de sistema ao respetivo prestador, por um lado, e à plataforma de troca de serviços de sistema, por outro, deverão gerar um movimento contabilístico de acerto na conta das rendas de congestionamento, que anule o efeito contabilístico do desfasamento.

### 3.10.2 LIQUIDAÇÃO AOS AGENTES RESPONSÁVEIS PELA LIQUIDAÇÃO DE DESVIOS

Os temas específicos da determinação do desvio e do respetivo preço, são abordados nos capítulos 3.4 e 3.5, respetivamente.

No que respeita à liquidação aos BRP, um dos temas comentado por vários participantes na consulta foi a inconsistência em algumas referências aos responsáveis pelo pagamento dos serviços de sistema não imputáveis aos desvios e dos encargos de neutralidade, nomeadamente entre o consumo (opção atual) e a produção e consumo não habilitados (hipótese alternativa).

Reafirma-se que a regra de imputação de outros encargos diretamente ao consumo deverá ser discutida no futuro, procurando soluções mais eficientes num quadro que se pretende incentivador da participação de produtores, consumidores e instalações de armazenamento nos serviços de sistema. Deverá também atender-se a que a necessidade de serviços de sistema não relacionados com os desvios se pode associar cada vez maior peso da produção não habilitada.

Nesse sentido, serão considerados os contributos já recebidos nesta consulta, nomeadamente referindo que o critério de isenção dos encargos de neutralidade deve ser a efetiva prestação de serviços de sistema e não a mera habilitação (EDP). O mesmo comentário assinala que as novas regras tornarão mais difícil à GGS a identificação concreta das unidades físicas que prestam serviços, sobretudo se considerarmos o papel da agregação.

### 3.10.3 UNIDADE DE DESVIO DE COMERCIALIZAÇÃO

Com a nova figura do agente de mercado responsável pela liquidação dos desvios (BRP), bem como o novo modelo de cálculo dos desvios, concordante com o enquadramento regulamentar europeu, foi necessário rever a condição da unidade de desvio de comercialização. A ERSE propôs a manutenção transitória da Unidade de Desvio de Comercialização que atua como BRP perante as unidades de liquidação dos agentes de mercado comercializadores que tenham optado por aderir a esta Unidade. O fim da Unidade de Desvio de Comercialização após o período transitório implica que os agentes de mercado comercializadores que queiram aproveitar o benefício estatístico da consolidação dos desvios em carteira, devem contratar em mercado um BRP que lhes preste o serviço.

Na revisão do conceito, ficou estabelecida a regra de repartição dos desvios atribuíveis à unidade de desvio de comercialização pelas unidades de liquidação que integram a referida unidade.

Os comentários recebidos na consulta vão em linha com a concordância da proposta apresentada, já que esta se encontra alinhada com os princípios presentes no Regulamento de Mercado Interno de Eletricidade (Regulamento (UE) 2019/943) e na Decisão da ACER 18/2020.

Todavia um agente de mercado comercializador (FORTIA) referiu a necessidade de evoluir a atual unidade de desvio de comercialização ao criar uma unidade de consolidação de desvios, onde participa comercialização e produção, em que podem participar unidades de produção e de consumo/comercialização, agregadas por BRP que apresentem uma quota de mercado inferior ou igual a 8%.

Sobre esta proposta, e de modo a não criar barreiras à entrada relativas à participação de BRP para efeitos da liquidação de desvios no âmbito do mercado de serviços de sistema, a ERSE irá avaliar a dinâmica e a concorrência no mercado, no âmbito das suas competências, da atividade dos BRP, podendo atuar, de acordo com as suas competências de regulação, em adequar o funcionamento do mercado face às reais necessidades de redução dos custos com os desvios por parte dos agentes de mercado com adesão ao mercado de serviços de sistema.

#### 3.10.4 PRAZO DA LIQUIDAÇÃO

##### **SÍNTESE DE COMENTÁRIOS**

A respeito do ajuste dos ciclos de faturação do Gestor Global do SEN para uma semana, para efeitos de mitigação de riscos associados à evolução das responsabilidades geradas no âmbito da adesão ao mercado de serviços de sistema no SEN com repercussão no dimensionamento das garantias, o ORD (E-Redes) referiu nos comentários apresentados, de que seria importante tornar o período de emissão da nota de liquidação semanal compatível com o período previsto para disponibilização de dados em todas as situações (inclusive para o autoconsumo coletivo, em que a disponibilização de dados pode ocorrer até D+5). Para esse efeito foi sugerido que a versão final do articulado definisse que o prazo de envio das notas de liquidação semanal aos agentes de mercado seja até ao final do 5.º dia de calendário após o término do respetivo período, garantindo a disponibilização atempada de todos os dados previamente à liquidação.

Adicionalmente, um agente de mercado referiu que, para efeitos de prestação de garantias, a emissão de garantias a favor de uma terceira entidade, provisionadas por uma instituição de crédito estrangeira, está sujeita a pagamento do imposto de selo, dificultando a gestão das garantias aportadas ao Gestor Integrado de Garantias, no âmbito das responsabilidades decorrentes da adesão aos serviços de sistema, conduzido a um aumento dos encargos com a prestação de garantias. O ajuste para a semana dos ciclos de faturação do Gestor Global do SEN impacta nos custos financeiros na prestação de garantias.

Relativamente ao prazo de contestação proposta no articulado, foi referido pelo ORT que, caso um agente de mercado conteste os valores da nota de liquidação dentro do período de 4 dias úteis, em particular os consumos agregados, disponibilizados pelo ORD, reclamação essa que o ORT remete para resposta ORD, bloqueia o processo de faturação da GGS a todos os agentes de mercado, até resposta da mesma. Neste seguimento é proposto uma alteração da redação que permite ao Gestor Global do SEN avançar com a

faturação semanal com os melhores resultados de apoio disponíveis para os cálculos de liquidação, e no caso da posterior comunicação de nova informação dos consumos os mesmos serão refletidos na nota de liquidação de acertos futuros, visando adiamentos da faturação.

#### **DECISÃO DA ERSE**

Quanto ao prazo de emissão da nota de liquidação, de modo a salvaguardar a compatibilização dos fluxos de informação com o ORD, a ERSE acomodou a sugestão no articulado do MPGGS, adaptando-a a 5 dias úteis, assegurando assim, que o Gestor Global do SEN tenha já informação do ORD para a emissão da nota de liquidação semanal.

Relativamente aos encargos financeiros com a prestação e gestão das garantias, a Diretiva ERSE n.º 7/2021, de 15 de abril, estabelece outras formas de prestação de garantia, sem prejuízo dos agentes de mercado adequarem as suas operações, visando a redução dos referidos encargos financeiros, pelo que, face ao exposto no documento justificativo da proposta de alteração ao MPGGS, se mantêm a proposta da emissão semanal da nota de liquidação.

Quanto, à reflexão nas notas de liquidação, de reclamações pendentes de resposta que tenham sido aceites, foi incorporado uma proposta de redação alinhada com o referido pelo ORT.

#### **3.10.5 ARREDONDAMENTOS DOS ITENS DE LIQUIDAÇÃO**

No Procedimento n.º 21 é proposta a alteração da precisão dos valores usados na liquidação, para considerar o aproveitamento máximo da precisão permitida pelo atual sistema de liquidação – 15 casas decimais.

Sobre a precisão dos valores usados na liquidação, nada foi referido em consulta pública, pelo que se mantêm a proposta de redação do articulado.

### **3.11 GARANTIAS**

Para efeitos da transposição normativa do regime de gestão de riscos e garantias do SEN e do SNG previsto no Regulamento das Relações Comerciais dos setores elétrico e gás, o Procedimento de Pagamentos e Recebimentos foi alterado visando o enquadramento regulamentar dado pela Diretiva ERSE n.º 7/2021, de 15 de abril, no qual se destaca um novo procedimento dedicado ao tema da gestão de garantias para efeito de coberturas das responsabilidades geradas no âmbito da adesão ao mercado de serviços de sistema no SEN.

Sobre este tema, e sem prejuízo de um comentário referido por um agente de mercado, sobre o impacto da periodicidade da nota de liquidação na emissão e gestão das garantias, nada foi referido em consulta pública, pelo que se mantém a proposta de redação do articulado.

### **3.12 PLANEAMENTO DA IMPLEMENTAÇÃO DOS CÓDIGOS DE REDE E OUTROS DESENVOLVIMENTOS**

As regras de gestão do sistema elétrico estão num processo de alteração profundo, em harmonização com a regulamentação europeia e a legislação nacional, assim como em adaptação às novas realidades do setor.

Do ponto de vista da regulamentação europeia, as alterações assentam na harmonização dos produtos utilizados na gestão do sistema e da rede de transporte, segundo os códigos de rede europeus, e na adesão a plataformas europeias de troca de serviços de sistema. A delicadeza da atividade e a dimensão das alterações aconselham a implementar gradualmente estas alterações, evitando saltos bruscos que tragam riscos e custos desnecessários à operação do sistema elétrico.

A complexidade das alterações impacta inegavelmente no gestor técnico do sistema, que é chamado a desenvolver e propor as metodologias detalhadas de operação segundo as regras europeias, e depois a concretizar essas alterações nos sistemas e nos procedimentos de operação. Esta mudança ocorre em simultâneo com alterações profundas do parque eletroprodutor, com o descomissionamento de centrais termoelétricas de grande dimensão que asseguravam boa parte do serviço de regulação, ou com a entrada de nova produção em regime de mercado, sem qualquer vínculo contratual à gestão do sistema (ao contrário do que acontecia com as centrais abrangidas pelos CAE).

Os agentes de mercado têm solicitado um plano que dê visibilidade ao *timing* destas alterações, já que também do seu lado estas alterações têm impacto significativo.

#### SÍNTESE DE COMENTÁRIOS

Vários interessados assinalaram a necessidade de um maior envolvimento dos participantes do mercado no processo de alteração de regras da gestão do sistema (Conselho Consultivo, EFET, EDP, Iberdrola, Endesa). Estes solicitam a publicação de um plano ou roteiro que identifique as datas previstas das alterações regulamentares no âmbito dos serviços de sistema, permitindo aos agentes participar e planear, com antecedência, as necessidades de adaptação dos seus sistemas. Alguns agentes nomeiam as questões mais relevantes nesse roteiro, como a participação do armazenamento, da agregação ou de centrais híbridas, a mudança para o período de liquidação de 15 minutos, a contratação de serviços não relacionados com a frequência através de mecanismos de mercado e a contratação de serviços de frequência atualmente não solicitados em mercado ou ainda a publicação dos planos de testes para entrada em operação das novas ferramentas.

A EDP considera ainda que deve ser definido um prazo para a transição da banda de reserva de regulação para um produto standard e tecnologicamente neutro (aberto a produtores e consumidores), ou ainda que os produtos/serviços devem ser produtos *standard* (eg. a banda de regulação secundária deve ser um produto unidirecional).

Os mesmos interessados solicitam ainda a realização de *workshops*, no sentido de dotar os agentes dos conhecimentos que permitam interpretar e aplicar estes novos conceitos.

##### 3.12.1 PLATAFORMAS EUROPEIAS

A REN aderiu em 2020 às plataformas europeias de **Reserva de reposição** (TERRE), em setembro, e do processo de **coordenação de desvios** (IN/IGCC), em dezembro.

No que diz respeito às plataformas de **Reservas de restabelecimento da frequência** - FRR (mFRR e aFRR, respetivamente MARI e PICASSO), o calendário mais recente previsto pela GGS é o seguinte:



#### ADESÃO À PLATAFORMA MARI (MFRR)

- Desenvolvimento da plataforma IT, pela GGS, da versão nacional sem integração na plataforma europeia (V1) - em curso;
- **Ensaio de interoperabilidade** (V1) com os Agentes de Mercado – 2º trimestre de 2023;
- **GoLive Nacional**, sem ligação à plataforma europeia MARI – início do 3º trimestre de 2023;
- Desenvolvimento da Versão 2 da aplicação SIME, com integração na plataforma europeia – 3º trimestre de 2023;
- **Ensaio de interoperabilidade** (V2) com os Agentes de Mercado – final de 2023;
- **GoLive** com integração com a plataforma MARI – início de 2024.

Das alterações referidas acima ligadas à Versão 1 da plataforma SIME (plataforma de âmbito nacional), a GGS destaca as seguintes:

- A operação em períodos de mercado de 15 minutos;
- A operação do Despacho Nacional com base numa nova metodologia de identificação das necessidades de equilíbrio do sistema e na nova ferramenta informática (SIME, versão 1);
- A implementação de novos fluxos de informação entre os Agentes de Mercado e as aplicações informáticas da GGS;
- Uma nova metodologia de ativação de reservas de restabelecimento da frequência com ativação manual (mFRR);
- Novos fluxos de informação e metodologias de liquidação da energia mobilizada.

#### ADESÃO À PLATAFORMA PICASSO (AFRR)

- Desenvolvimento da plataforma IT, pela GGS - em curso;
- **Ensaio de interoperabilidade** com os Agentes de Mercado – início do 3º trimestre de 2023;
- **GoLive Nacional** – 4º trimestre de 2023;
- **GoLive** com integração com a plataforma PICASSO – 2º trimestre de 2024.

De referir que a GGS apresentou, a 14 de dezembro de 2021, pedidos de derrogação para o início da utilização das plataformas europeias MARI e PICASSO, para 24 de julho de 2024 (prazo máximo de

implementação previsto na regulamentação europeia). As maiores dificuldades prendem-se com o desenvolvimento de sistemas de informação, embora, no caso do PICASSO, também esteja em causa a mudança do envio de *setpoints* para as centrais participantes a partir do método *pro-rata* (em vigor hoje em dia), para um esquema orientado por uma lista de ofertas ordenada por preços e com envio sequencial para as centrais com telerregulação.

As duas derrogações a conceder, até meados de 2024, serão, se possível, sincronizadas com o gestor do sistema espanhol - a REE, a quem a CNMC também já concedeu as duas derrogações (para meados de 2024, mas solicitando os melhores esforços para começar mais cedo).

Quando se verificar a implementação das plataformas MARI e PICASSO, e incorporação dos respetivos produtos *standard* na gestão do sistema, deve ser feita uma avaliação da necessidade de manutenção dos produtos específicos de serviços de sistema utilizados atualmente pela GGS.

### 3.12.2 ARMAZENAMENTO E AGREGAÇÃO

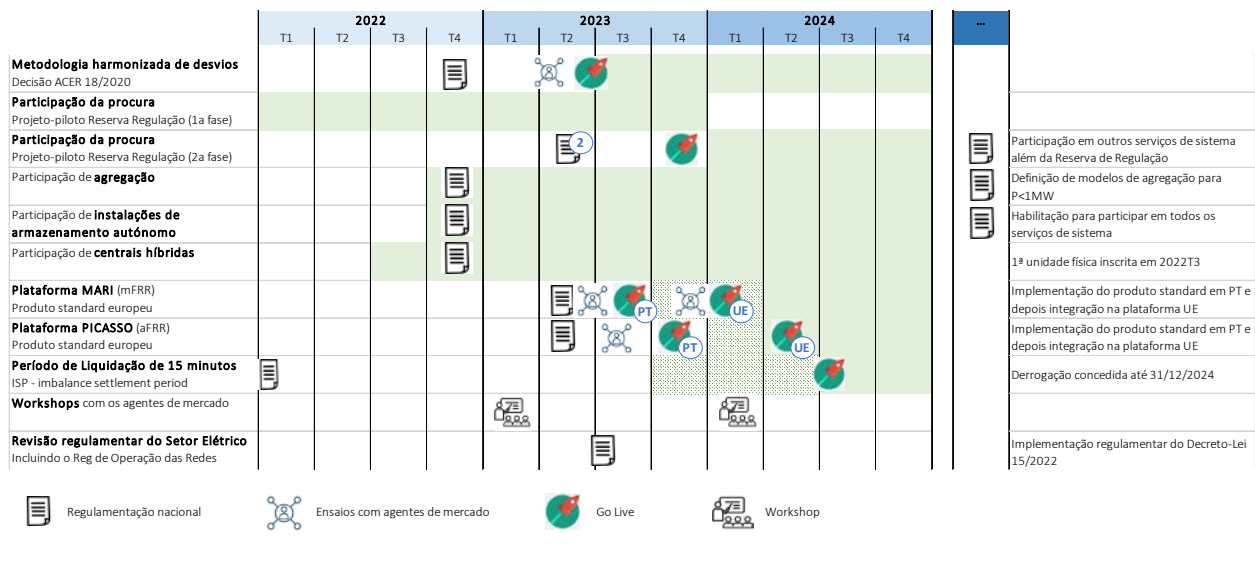
O Regulamento EB prevê expressamente o objetivo de facilitar a participação da resposta do consumo, incluindo a agregação de instalações de consumo (juntamente com armazenamento e produção) e as instalações de armazenamento de energia (vd. Regulamento EB, art. 18.º, n.º 4, b) e c)). Nesse sentido, na presente alteração do MPGGS foram incluídas as figuras das unidades físicas de armazenamento e de agregação (Procedimento n.º 4), bem como a sua configuração nas unidades de programação (Procedimento n.º 3) e nas áreas de ofertas (Procedimento n.º 5). No entanto, reconhece-se que a efetiva participação destas instalações nos serviços de sistema precisa ainda de um enquadramento concreto para cada serviço, nomeadamente através da explicitação dos requisitos de habilitação e da metodologia de verificação do cumprimento do serviço, sobretudo no caso da agregação. Esses avanços estão ser dados através do projeto-piloto de participação da procura na reserva de regulação, antevendo-se que esta ferramenta regulatória (projetos-piloto) seja adequada para acelerar o desenvolvimento e exploração destas soluções.

A satisfação dos requisitos de habilitação deverá aplicar-se de forma transversal aos vários prestadores de cada serviço de sistema.

### 3.12.3 PLANEAMENTO DA IMPLEMENTAÇÃO

A figura seguinte apresenta um plano com os aspetos mais relevantes das implementações futuras de diversos aspetos acima identificados e relacionados com o Regulamento EB e o Regulamento (UE) 2019/943, com impacto no MPGGS. Prevêem-se a realização de *workshops* com os agentes para divulgar e discutir informação relevante, permitindo-lhes interpretar e aplicar estes novos conceitos e facilitando o desenvolvimento dos seus sistemas de informação, bem como recolher feedback dos agentes sobre as dificuldades encontradas na implementação e no acesso às novas plataformas.

Planeamento de implementação de temas do MPGGS



### 3.13 PERÍODO DE IMPLEMENTAÇÃO DAS NOVAS REGRAS DE CÁLCULO E VALORIZAÇÃO DOS DESVIOS

#### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

Como se reconhecia na proposta de alteração do MPGGS, a implementação das novas regras aplicáveis aos desvios impacta significativamente nos procedimentos de liquidação da GGS e nos sistemas de operação dos agentes de mercado responsáveis pelos desvios (BRP) e nos BSP, os quais se deverão adaptar às novas condições otimizando a sua operação no novo contexto.

Tendo presentes estes impactes, e procurando salvaguardar a estabilidade destes procedimentos e a sua fiabilidade, propunha-se um prazo de 4 meses para implementação, pela GGS, das presentes alterações. Solicitava-se ainda à GGS que, tendo em conta tratar-se de implementar uma metodologia harmonizada e já conhecida nos seus princípios mais relevantes desde 2020, iniciasse os trabalhos do processo de alteração dos sistemas, antecipando a decisão final do MPGGS.

#### **SÍNTESE DE COMENTÁRIOS**

A REN comentou que a implementação das regras propostas é mais significativa do que estava perspetivado numa fase inicial e que as alterações excedem, em grande medida, o contrato de manutenção evolutiva dos sistemas de mercado da GGS.

Comenta ainda a REN que o processo de contratação de serviços para os novos desenvolvimentos é demorado e exigente, nomeadamente ao nível da especificação técnica e funcional e validações, além dos aspetos relacionados com o procedimento de contratação. Assim, a REN propõe aumentar o tempo de implementação para 8 meses, sujeito mesmo assim a atrasos pontuais em matérias específicas.

O Conselho Consultivo corrobora que a criticidade para o SEN das alterações em causa e a importância de se assegurar o desenvolvimento de soluções tão flexíveis quanto possível para o futuro recomendam que o prazo de implementação das alterações assegure a sua fiabilidade e a confiança nos resultados dos processos de liquidação, faturação, pagamentos e recebimentos, bem como a coordenação entre o GGS e o ORD.

A GALP, pelo contrário, sublinha o atraso da implementação em Portugal da metodologia harmonizada de determinação de desvios, em particular face a Espanha, solicitando que o processo se acelere.

#### **DECISÃO DA ERSE**

A ERSE reconhece os argumentos apresentados, sustentando que a implementação de processos tão críticos para o bom funcionamento do sistema merece um prazo de implementação que permita a sua segurança e eficácia. No entanto, tem presente que a maior parte das alterações em causa resultam de um processo de harmonização europeia e de uma proposta da GGS, pelo que não constituem uma novidade plena. Por outro lado, o atraso na sua implementação prejudica não só o cumprimento das obrigações de Portugal perante a Decisão da ACER 18/2020, mas também a evolução do sistema nacional e a sua preparação para integrar os recursos que se têm vindo a ligar.

Ponderando os argumentos, a ERSE fixa o prazo de implementação das alterações ao MPGGS até 30 de junho de 2023. Este prazo inclui um período de apresentação das novas ferramentas aos agentes de mercado e de testes, este último não inferior a 1 mês.

Deve ainda ser tido em conta pela GGS que este prazo de implementação significa, provavelmente, que as alterações a efetuar deverão coexistir com outras, mais específicas, ainda a aprovar nos próximos meses, relativamente à integração nas plataformas MARI e PICASSO.

### **3.14 OUTROS TEMAS INCLUÍDOS NA ALTERAÇÃO DO MPGGS**

#### **3.14.1 REVOGAÇÃO DO PROCEDIMENTO RELATIVO AO REGIME DE INTERRUPTIBILIDADE**

O regime de interruptibilidade foi revogado pela Portaria n.º 230-A/2021, de 29 de outubro, deixando de vigorar a partir de 1 de janeiro de 2022. Como tal, são eliminadas do MPGGS as referências a este regime específico e o Procedimento n.º 15 (na versão do MPGGS em vigor até à alteração).

#### **3.14.2 ALTERAÇÕES AO PROGRAMA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA DO REGULADOR CENTRAL**

O Procedimento n.º 12 foi alterado explicitando o tratamento dado às situações em que, para garantir o cumprimento da banda de regulação secundária mobilizada de um agente de mercado, se torna necessário reposicionar compulsivamente o seu programa (libertando margem de funcionamento prevista na banda mobilizada). Este reposicionamento do programa do agente, por instrução da GGS, é penalizado em sede de desvios no caso deste não observar a instrução.

#### **3.14.3 PERÍODO DE FECHO DAS CARTEIRAS DE COMERCIALIZAÇÃO**

A alteração do MPGGS incorpora a decisão da ERSE, já tomada no passado, de efetuar o fecho definitivo das carteiras de comercialização em 6 meses (e não em 9, como anteriormente). Essa alteração, já em vigor, provoca a atualização de alguns prazos previstos no MPGGS.

### 3.14.4 CUSTOS DE IMPLEMENTAÇÃO DAS ALTERAÇÕES REGULAMENTARES

#### SÍNTESE DE COMENTÁRIOS

No que respeita os custos de implementação das alterações regulamentares propostas, o Conselho Consultivo comentou que esses custos suportados pela GGS na implementação das novas regras nos sistemas de mercado e de liquidação não estarão, em princípio, previstos nos parâmetros em vigor para o período regulatório 2022-2025, devendo ser considerados.

#### DECISÃO DA ERSE

À atividade de GGS aplica-se uma metodologia de regulação do tipo *revenue cap* aos custos de exploração (OPEX) e uma metodologia de regulação do tipo *rate-of-return* ao custo com capital (CAPEX). Os custos incluídos ao nível do OPEX (aceites e reais) são avaliados no início de cada período de regulação para se definir uma nova base de custos OPEX aceite, incluindo a avaliação da própria metodologia de regulação, sendo recuperados, indiretamente, no(s) período(s) de regulação seguinte(s). Assim, o impacto das alterações regulamentares decorrentes dos códigos de rede europeus no OPEX será avaliado quando se definir a nova base de custos para 2026.

É de realçar, contudo, que, no caso particular desta atividade, a metodologia de regulação em vigor prevê que os custos de adesão a plataformas decorrentes de obrigações estabelecidas na legislação europeia e nacional são aceites fora da base de custos do OPEX sujeita a meta de eficiência, desde que devidamente justificados.

Os custos ao nível do CAPEX aprovados no âmbito dos PDIRT-E, nos quais se incluem muitos dos custos de desenvolvimento e aquisição de software, são aceites e tratados como investimentos, sendo amortizados e remunerados anualmente para efeitos de proveitos.

### 3.14.5 INCORPORAÇÃO DE DECISÕES DA ERSE JÁ TOMADAS

A atual alteração do MPGGS incorpora um conjunto de Decisões da ERSE já tomadas antes e concretizadas pela GGS, no âmbito de processos pontuais que tinham prazos mais exigentes. Estas decisões foram já apresentadas juntamente com a proposta de MPGGS no lançamento desta consulta pública.

Essas decisões não tinham ainda sido vertidas no articulado do MPGGS o que se faz agora. As decisões em causa foram as seguintes:

- Regras de liquidação ORT-ORT na zona síncrona Europa Continental, para as trocas intencionais de energia
- Regras de liquidação ORT-ORT na zona síncrona Europa Continental, para valorização económica das trocas não-intencionais de energia
- Acordo bilateral entre a REN e a Red Electrica de España (REE), no sentido de aumentar a capacidade da interligação disponível para fins comerciais no sentido importador
- Compensação síncrona necessária para controlar a tensão no sul do país.
- Tratamento de preços negativos nos mercados diário e intradiário





## 4 COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS SOBRE AS PROPOSTAS DE REGULAMENTAÇÃO

Neste capítulo discutem-se comentários específicos sobre as propostas de regulamentação, cuja relevância merece uma apreciação particular e uma resposta da ERSE, seja clarificando as propostas, seja justificando a sua decisão final.

O teor destes comentários específicos foi tido em consideração na decisão final da ERSE, sendo apresentados em capítulo próprio para não prejudicar a visão de conjunto sobre os contributos recebidos na consulta pública.

Os comentários estão organizados por tema.

4.1 PROCEDIMENTO N.º 1 – DISPOSIÇÕES GERAIS	
Comentário	Observações da ERSE
<p><b>EDP</b></p> <p>(Procedimento n.º 1, n.º 3)</p> <p>«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.</p> <p>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.»</p>	<p>Os procedimentos da gestão do sistema estão definidos na regulamentação da ERSE, incluindo o MPGGS. No entanto, é vantajoso para o funcionamento dos procedimentos, que determinados aspetos de detalhe operacional sejam definidos diretamente pela GGS, sob a supervisão da ERSE. Essa supervisão não tem de se afirmar pela aprovação prévia de todos os processos operacionais, mas sim pela verificação da atuação do operador à luz dos procedimentos previstos na regulamentação. Esta opção permite agilizar a partilha de informação detalhada e atualizada com os agentes de mercado, responsabilizando a GGS nessa atuação.</p> <p>Para evitar interpretações expansivas da natureza dos avisos a publicar pela GGS, alterou-se a redação do Procedimento n.º 1 eliminando a expressão “normas complementares”, mantendo-se o mecanismo proposto.</p>
<p><b>EDP</b></p> <p>Refere o uso inadequado dos termos “Produtor em Regime Ordinário” e “Produtor em Regime Especial”.</p>	<p>Os termos foram eliminados, sendo substituídos por “produtor” e, quando aplicável, indicando o estatuto “habilitado” ou “não-habilitado”.</p>

4.2 PROCEDIMENTO N.º 2 – ESTATUTO DE AGENTE DE MERCADO	
Comentário	Observações da ERSE
<p><b>REN</b></p> <p>«Na eventualidade de o Agente de Mercado que exerça a responsabilidade da Liquidação perante a GGS (BRP) ser suspenso, considera-se que todos os Agentes de Mercado que delegaram a responsabilidade no Agente de Mercado incumpridor e que não passaram a assegurar diretamente ou indiretamente essa responsabilidade perante a GGS deverão ser automaticamente suspensos.»</p> <p>«a redação proposta pela ERSE parece indiciar, ou pode vir a ser interpretada no sentido de que é possível retirar com efeitos retroativos as consequências de uma suspensão ou aplicar retroativamente uma suspensão do Contrato de Adesão ao Mercado de Serviços de Sistema.»</p> <p>«Considera-se que o prazo proposto para que a GGS comunique aos Agentes de Mercado que delegaram no BRP deve ser mais alargado por forma a tornar exequível a sua operacionalização, sugerindo [três dias úteis]»</p>	<p>Confirma-se o entendimento da REN. O Procedimento n.º 2 (ponto 4.1) clarifica que a GGS notifica os Agentes de Mercado que tenham transferido a responsabilidade pela liquidação dos desvios e outros encargos para um BRP quando o BRP em causa esteja em situação de incumprimento suscetível de levar à suspensão do contrato. A notificação da GGS informa os Agentes de Mercado de que a concretização da suspensão do contrato do BRP resultará na suspensão do Contrato do Agente de Mercado notificado, no caso da não assunção da responsabilidade pela liquidação ou da não delegação em outrem.</p> <p>Concorda-se com o comentário. A redação do ponto 4 foi clarificada para não permitir a retroatividade referida.</p> <p>O procedimento de notificação dos Agentes de Mercado pela GGS é especialmente importante como ferramenta de prevenção de disrupções desnecessárias no mercado. Considera-se que a notificação deve ocorrer de modo célere, através de canais de comunicação ágeis. Acolheu-se parcialmente o comentário, alterando-se a redação para que o prazo se estenda até o dia útil seguinte, e não nas 24 horas seguintes como proposto.</p>

4.3 PROCEDIMENTO N.º 3 - UNIDADES DE PROGRAMAÇÃO	
Comentário	Observações da ERSE
<p><b>REN</b></p> <p>A REN sugere a clarificação de que a suspensão de uma unidade de programação de um agente de mercado, após a suspensão de contrato de uso das redes, decorre da notificação do GGS pelo operador de rede.</p> <p>A REN sugere ainda a clarificação do ponto 6 do Procedimento n.º 3 atendendo à eliminação regulamentar da tarifa de uso das redes aplicável aos produtores e, assim, a eventualidade dos produtores ligados na rede de distribuição não terem contrato de uso das redes com o ORT.</p>	<p>Não se alterou o texto do MPGGS na medida em que a notificação da suspensão do contrato de uso das redes pelo ORD ao agente de mercado ocorre antes da efetiva suspensão, no pré-aviso (vd. n.º 2 do art. 14.º do RARI). Adicionalmente, o RARI (n.º 7 do art. 14.º) prevê a comunicação dos ORD ao GGS de uma suspensão de um contrato de uso das redes, quando ocorra.</p> <p>Não se alterou o MPGGS por se interpretar que a al. b) do ponto 6 do Procedimento n.º 3 se aplica aos casos em que o agente de mercado deixe de representar unidades físicas por cessação de um contrato de uso das redes. Não havendo obrigação desse contrato, a consequência não se verifica e a al. b) não se aplica.</p>

4.4 PROCEDIMENTO N.º 6 – FUNCIONAMENTO DO SISTEMA	
Comentário	Observações da ERSE
<p><b>E-Redes</b></p> <p>«Atendendo ao incidente ocorrido na rede de transporte europeia no dia 24 de Julho de 2021, que provocou a activação do deslastre de frequência em Portugal Continental, e às ilações que dele se podem tirar, a E-REDES recomenda que a redacção do procedimento n.º 6 estabeleça que os prestadores de serviços de sistema associados a frequência, cujos serviços sejam activados durante um evento de subfrequência, não se devem religar sem permissão do operador da rede à qual as suas unidades se encontrem ligadas.»</p>	<p>Reconhece-se que a coordenação entre a rede de distribuição e a rede de transporte é um aspeto a melhorar e uma condicionante da gestão do sistema.</p> <p>O operador de uma rede é, em última análise, o responsável pela ligação de uma instalação, garantindo a segurança e bom funcionamento da sua rede.</p> <p>Foi incluído o princípio proposto no Procedimento n.º 6 (ponto 6.2.1), embora solicitando ao ORD e à GGS que se coordenem na análise das instalações (e das circunstâncias) cuja religação pode criar dificuldades à rede de distribuição, minimizando os impedimentos a esta religação.</p>

4.5 PROCEDIMENTO N.º 12 – REGULAÇÃO SECUNDÁRIA	
Comentário	Observações da ERSE
<p><b>REN</b></p> <p>« No ponto 10.2 do procedimento nº 12 propomos substituir o paragrafo da 2 parcela do PHS pela tolerância do sinal emitido pelo regulador central. A tolerância tal como esta redigida reflete o valor desta no PHS e consequentemente induz desvio em todos os BSP que utilizem o sinal emitido para controlar para controlar o seu desvio. Deste modo propomos em alternativa uma tolerância de <math>\pm 10\%</math> (ISE - PBF) em torno do ISE para a verificação que determina o incumprimento, ou não, do seguimento do sinal emitido. Ficando em incumprimento total sempre que fique fora da tolerância.</p> <p>No ponto 10.3 do Procedimento n.º 12 propomos a atualização das equações do VIBRA, BRSD e BRBD. Propomos eliminar a fração de tempo em incumprimento de parametrização manual que corresponde (1 - fração de tempo em telerregulação), onde fração de tempo em telerregulação reflete a ativação da telerregulação, ou não, pelo agente de mercado..»</p>	<p>A ERSE concorda com o comentário. O articulado foi alterado em conformidade</p>

4.6 PROCEDIMENTO N.º 12 – REGULAÇÃO SECUNDÁRIA	
Comentário	Observações da ERSE
<p><b>EDP</b></p> <p>3.4. Procedimento n.º 12   10.2 Energia de regulação secundária mobilizada</p> <p>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.</p> <p>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:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 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.</li> <li>• 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.</li> </ul> <p>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.</p> <p>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:</p> <p>“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.</p> <p>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.””»</p>	<p>A Decisão 18/2020 da ACER, tal como previsto no Regulamento EB, harmonizou, para os diversos Estados Membros da UE, o cálculo pelos ORT do preço do desvio, em cada ISP. Essa harmonização é clara nas componentes que deverão ser utilizadas para o seu cálculo, nomeadamente sobre a energia de reserva de restabelecimento de frequência com ativação automática, conhecida anteriormente por reserva de regulação secundária.</p> <p>Desta forma não é possível ter em consideração a proposta apresentada.</p>

4.7 PROCEDIMENTO N.º 13 – RESERVAS DE REGULAÇÃO	
Comentário	Observações da ERSE
<p><b>APIGCEE</b></p> <p>«Entendemos que esta participação [no Procedimento n.º 13, relativo ao Mercado de Reserva Regulação] deve ser estendida a todos os agentes consumidores e não apenas aos de bombagem, indo ao encontro do procedimento 13-B - Banda de reserva de regulação.</p> <p>A APIGCEE entende que os agentes consumidores deverão poder participar em todos os mecanismos de balanço do SEN, indo ao encontro do que tem vindo a ser defendido a nível europeu sobre a participação da flexibilidade da procura nos mercados de balanço.»</p>	<p>A ERSE concorda com o comentário. As alterações no mercado de serviços de sistema são profundas e devem ser feitas de modo incremental, indo de encontro ao modelo europeu e abrindo à participação de todos os utilizadores da rede, nomeadamente os consumidores.</p> <p>É intenção da ERSE promover essa participação, tal como acontece no BRR ou no projeto-piloto de reserva de regulação, estendendo-a aos restantes serviços.</p>

4.8 PROCEDIMENTO N.º 13-A – RESERVAS DE REPOSIÇÃO	
Comentário	Observações da ERSE
<p><b>EDP</b></p> <p>«3.5. Procedimento n.º 13-A   2 Definição do serviço</p> <p>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.</p> <p>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:</p> <p>“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.”»</p>	<p>A ERSE concorda com o comentário. O Procedimento foi alterado por forma a tornar mais claro o estabelecido na Decisão ACER 3/2022 de 25 de fevereiro.</p>

4.9 PROCEDIMENTO N.º 21 – PROCEDIMENTOS DE LIQUIDAÇÃO	
Comentário	Observações da ERSE
<p><b>REN</b></p> <p>«O ponto 6.1.3 do procedimento 21 (Ajustamento de Desvio) reflete partes da decisão da comissão, no entanto fica a dúvida se a redação da proposta “Adicionalmente deverão ser tidas em conta nos Ajustamentos de Desvio, para cada período de liquidação, as energias associadas a eventuais reduções na capacidade de interligação com impacto em contratos em outros Estados Membros.” permite a exclusão das energias afetas a compensação de FPI, ACB, RC e intercâmbios de apoio (IA) da liquidação do preço do desvio. Caso não seja este o entendimento, não considerem p.f. nos pontos que se seguem, o paragrafo “As energias afetas à valorização da compensação interna de uma ACB não entram na determinação do preço do desvio conforme o definido no ponto 6.1.3 do presente Procedimento.”.»</p> <p>«propomos também a inclusão da compensação interna pelo agravamento do desvio do sistema por ensaio de verificação de disponibilidade ou comissionamento, o que permite o cumprimento do estabelecido na Portaria 172/2013, na redação atual da Portaria 158/2020 sempre que ocorra uma repetição do ensaio, transferindo este custo para o BSP.»</p>	<p>De acordo com a Decisão 18/2020 da ACER só deverão ser tidas em conta para o cálculo do preço do desvio em cada ISP as relativas às mobilizações de energias de regulação, não devendo ser consideradas quaisquer medidas relacionadas com restrições de rede.</p>

4.10 PROCEDIMENTO N.º 21-A - RELACIONAMENTO ENTRE O BRP E OUTROS AGENTES DE MERCADO	
Comentário	Observações da ERSE
<p><b>REN</b></p> <p>«Tendo em atenção que todos os Agentes de Mercado deverão assegurar diretamente ou indiretamente (através de delegação) a responsabilidade da liquidação perante a GGS, considera-se que a ausência do cumprimento deste requisito devia ser uma causa de suspensão do Contrato de Adesão ao Mercado de Serviços de Sistema, com efeitos imediatos e sem necessidade de que seja efetuado qualquer pré-aviso.»</p> <p>«a redação proposta pela ERSE parece indiciar, ou pode vir a ser interpretada no sentido de que é possível retirar com efeitos retroativos as consequências de uma suspensão ou aplicar retroativamente uma suspensão do Contrato de Adesão ao Mercado de Serviços de Sistema.»</p> <p>Inserir no ponto 2:</p> <p>«c) Instrumento de delegação de responsabilidade do Agente de Mercado ao BRP, nos termos da minuta aprovada pela GGS, assinado por ambas as Partes»</p> <p>« Considera-se [...] que o processo de cessação das responsabilidades pode ser iniciado pelo procurador/representante (Agente de Mercado em quem é confiado a responsabilidade pela liquidação perante a GGS) ou pelo representado (Agente de Mercado que delega a responsabilidade pela liquidação perante a GGS). Para além dessa correção, a redação que se propõe visa, ainda, clarificar que não deve ficar-se numa situação dúbia quanto ao que acontece caso não seja possível a transferência da responsabilidade para outro Agente de Mercado ou a assunção direta dessa responsabilidade perante a GGS pelo Agente de mercado representado.»</p>	<p>Confirma-se o entendimento da REN. O Procedimento n.º 2 (ponto 4.1) clarifica que a GGS notifica os Agentes de Mercado que tenham transferido a responsabilidade pela liquidação dos desvios e outros encargos para um BRP quando o BRP em causa comunique à GGS a cessação dessa transferência de responsabilidade. A notificação da GGS informa os Agentes de Mercado de que a concretização da cessação da transferência de responsabilidade pela liquidação resultará na suspensão do Contrato do Agente de Mercado notificado.</p> <p>Concorda-se com o comentário. A redação do ponto 3 foi clarificada para não permitir a retroatividade referida.</p> <p>Proposta aceite.</p> <p>O ponto 3 foi alterado em conformidade com o comentário.</p>



4.11 PROCEDIMENTO N.º 22-B – PROTEÇÃO DE DADOS	
Comentário	Observações da ERSE
<p><b>REN</b></p> <p>«Face ao crescente número de processos de registo de Unidades de Produção para AutoConsumo detidas por pessoas singulares, ocorrido no último ano, considera-se fundamental a inclusão no MPGGS de disposições relativas ao tratamento de dados pessoais dos produtores.</p> <p>Face ao exposto, em complemento ao texto colocado em consulta pública que estabelece as disposições relativas ao tratamento de dados pessoais dos Agentes de Mercado, propõe-se que seja colocada uma nova secção que detalhe as disposições relativas ao tratamento de dados pessoais de produtores que são agregados por Agentes de Mercado na sua atividade de Agregador.»</p>	<p>A ERSE concorda com o comentário e embora reconheça que as obrigações de proteção de dados abrangem também os casos referidos, a ERSE optou por uma redação mais genérica que contempla igualmente os casos identificados.</p>

4.12 PROCEDIMENTO N.º 24 – DISPOSIÇÕES FINAIS E TRANSITÓRIAS	
Comentário	Observações da ERSE
<p><b>EDP</b></p> <p>(Procedimento n.º 24, n.º 2)</p> <p>«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”.</p> <p>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.”</p> <p>Este último parágrafo deveria aliás aplicar-se igualmente ao ponto 4.»</p>	<p>Alterou-se a denominação do relatório tendo em atenção o comentário (Relatório sobre a gestão do sistema).</p> <p>Quanto à recomendação para a GGS efetuar propostas de alteração ao MPGGS, considera-se que não cabe no âmbito do relatório, embora a ERSE possa sempre solicitar propostas à GGS (e esta também frequentemente tome a iniciativa de propor alterações).</p> <p>Foi ainda complementado o ponto do 4 do mesmo Procedimento, em linha com a sugestão aqui referida.</p>

4.13 ANEXO II – CONDIÇÕES GERAIS DO CONTRATO DE ADESÃO AO MERCADO DE SERVIÇOS DE SISTEMA	
Comentário	Observações da ERSE
<p><b>E-Redes</b></p> <p>«O Anexo II do MPGGS define as condições gerais do contrato de adesão ao mercado de serviços de sistema, estabelecendo, na cláusula n.º 10, as condições que devem conduzir à sua suspensão ou rescisão e os procedimentos a adoptar nessas situações.</p> <p>[...]</p> <p>A E-REDES considera que, por uma questão de uniformização, o n.º 4 da cláusula n.º 10 também deve prever que, nas situações de rescisão de contrato, o GGS deverá notificar o ORD, à semelhança do proposto para as situações referidas no n.º 3 da mesma cláusula.»</p>	<p>O n.º 4 da cláusula 10ª foi alterado no sentido proposto.</p>

<p><b>REN</b></p> <p>«o Procedimento n.º 2 determina que o incumprimento que tenha dado origem à suspensão por 20 dias úteis determina a rescisão do contrato.</p> <p>Dispõe-se assim que esse prazo começa a contar da situação de incumprimento que dá origem à suspensão e não da data da suspensão (ora, como esta é precedida de um pré-aviso de 5 dias úteis, significa, na prática, que o Agente de Mercado inadimplente dispõe de 15 dias úteis desde a suspensão para regularizar a sua situação).</p> <p>Contudo, entende-se que o ponto 4 da cláusula 10 do contrato-tipo previsto no Anexo II deve ser harmonizado, uma vez que na versão que resulta do Manual colocada em discussão pública, ainda se estabelece que esse prazo começa a contar da data da suspensão.»</p> <p>«Propõe-se que seja clarificado a redação do Contrato por forma a fazer referência explícita às autofaturas.» (Cláusula 5ª)</p> <p>«Do mesmo modo, se entende que a previsão de pré-aviso de 5 dias úteis não é compatível com o disposto na Diretiva n.º 7/2021 da ERSE, em particular, nos termos do artigo 9º, nº8, caso o agente de mercado não proceda à atualização da garantia individual afeta à cobertura de riscos e responsabilidades do agente de mercado, o OMIP, S.A., na sua função de gestor integrado de garantias (GIG) do SEN, “<i>notifica de imediato, consoante o caso, os operadores de rede e de infraestruturas, o gestor global do SEN, o gestor técnico global do SNG e o próprio agente de mercado de que aqueles operadores procedem à suspensão dos respetivos contratos no prazo máximo de 3 dias úteis, contados da data da referida comunicação</i>”.</p> <p>Ora, entende-se, portanto que poderia a ERSE na revisão do MPGGS aproveitar para uniformizar os regimes da suspensão, em particular, tornando-os mais expeditos e alinhando prazos, termos e condições nos termos previstos no Manual e na demais regulamentação aplicável. »</p>	<p>A situação identificada pela REN corresponde a uma contradição no texto do Procedimento n.º 2 da proposta de MPGGS, nomeadamente entre o ponto 4 (suspensão) e o ponto 5 (cessação).</p> <p>Enquanto o ponto 4 refere que o Agente de Mercado tem 20 dias úteis, a contar a partir da data da suspensão, para fazer prova de que reúne de novo as condições exigidas, o ponto 5 refere que a cessação ocorre se a situação de incumprimento se mantiver por 20 dias úteis.</p> <p>Para corrigir o problema, o texto do Procedimento n.º 2 foi corrigido para adaptar o ponto 5 ao ponto 4, assegurando os 20 dias úteis para correção do incumprimento após a suspensão. Note-se que a suspensão do contrato já tem efeitos concretos na atividade do agente de mercado, pelo que o sistema não incorre em riscos acrescidos por se conferir um prazo de 20 dias úteis.</p> <p>A alteração das condições gerais do contrato não é necessária por esta razão.</p> <p>A Cláusula 5ª foi alterada em conformidade com o comentário da REN.</p> <p>A Cláusula 10ª foi alterada em conformidade com o comentário da REN, tal como o Procedimento n.º 2, no mesmo sentido.</p>
---	---

4.14 OUTROS TEMAS	
Comentário	Observações da ERSE
<p><b>EFET</b></p> <p>«This Regulation (“Regulamento de Operação das Redes”), which was last revised in 2017, requires a deep review in order to comply with European legislation, ACER decisions and also with the current Decree-Law 15/2022, namely in what concerns:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Concept alignment</li> <li>• Market-based mechanisms to contract ancillary services</li> <li>• Technology neutrality</li> </ul> <p>For example, Article 32 still considers that, for several services, some market participants must mandatorily provide them without any form of remuneration, including for Frequency Containment Reserve (FCR).»</p>	<p>O ROR será objeto de uma proposta de revisão nos próximos meses, integrado na adoção do novo regime jurídico do SEN (Decreto-Lei n.º 15/2022).</p> <p>A revisão incluirá a compatibilização com a regulamentação europeia, nomeadamente nos aspetos referidos no comentário.</p>
<p><b>MEGASA</b></p> <p>«Tratamento regulamentar para múltiplas transações de um só cliente</p> <p>Entendemos necessário que, de forma célere, a regulamentação introduza maior detalhe relativamente ao tratamento de múltiplas transações simultâneas de um só cliente, nomeadamente autoconsumo a partir de várias instalações remotas, contratos bilaterais (corporate PPAs), contrato com um comercializador ou outros. Para este efeito a atual revisão ao MPGGS deve proceder as alterações necessárias que sejam enquadráveis no seu âmbito.»</p>	<p>A modalidade de autoconsumo através da RESP interfere na contabilização do consumo a fornecer pelo comercializador da instalação. No entanto, o regime legal é claro em manter o autoconsumidor plenamente responsável pelos desvios, o que a regulamentação veio imputar ao comercializador.</p> <p>A prestação de serviços de sistema pelo autoconsumidor, através de um agregador, manter-se-á como até aqui.</p> <p>O aprovisionamento do consumo a partir de várias origens externas à instalação, seja um contrato de fornecimento, seja energia proveniente de UPAC, não deve alterar o modo de participação no mercado de serviços de sistema.</p>



## 5 CONCLUSÃO

O n.º 2 do artigo 52.º do Regulamento EB prevê a aprovação de uma **metodologia harmonizada de liquidação dos desvios**.

A ACER emitiu a Decisão 18/2020 a 15 de julho, sobre a metodologia de harmonização de liquidação de desvios (ISH - *Imbalance Settlement Harmonization*), a qual engloba os seguintes aspetos:

- a) Posição única do desvio, designadamente o cálculo de i) Posição; ii) Quantidade alocada; e iii) Ajustamento de desvio.
- b) Componentes e cálculo do preço de desvio, incluindo i) a Metodologia do preço único de desvio; ii) as Condições de aplicação de preços duais de desvio; e iii) a Definição do valor do preço de ativação evitada.

A alteração do MPGGS, que decorreu do processo de Consulta Pública n.º 105, da ERSE, adota a Decisão da ACER na regulamentação nacional, dando início à sua concretização nos sistemas do gestor do sistema. A adoção da metodologia harmonizada de desvios, além de ser de implementação obrigatória, recolhe um amplo consenso dos agentes de mercado e demais interessados que participaram na consulta.

O MPGGS define o cálculo do preço de desvio pela metodologia do preço médio ponderado das energias de regulação ativadas, bem como pela aplicação de preços duais de desvio.

A alteração do MPGGS engloba uma metodologia de verificação do cumprimento da prestação dos serviços de sistema. Esta metodologia é implementada com recurso ao conceito de Área de ofertas.

Dentro das opções que a harmonização da liquidação de desvios permite, o MPGGS teve em conta um alinhamento com a decisão recentemente tomada em Espanha pela CNMC<sup>8</sup>.

Tal como previsto no Regulamento EB, a ERSE notifica a ACER sobre a alteração do MPGGS implementando a Decisão 18/2020.

---

<sup>8</sup> *Resolución de 16 de diciembre de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifican los procedimientos de operación 14.3 y 14.4 para la adaptación de la liquidación de los desvíos a la metodología ISH aprobada mediante Decisión n.º 18/2020 de la agencia HACER, publicada no BOE n. 310, de 27 de dezembro de 2021, páginas 164166 a 164228.*

Complementarmente, para efeitos de mitigação de riscos associados à evolução das responsabilidades geradas no âmbito da adesão ao mercado de serviços de sistema no SEN com repercussão no dimensionamento das garantias, a liquidação no âmbito da GGS passa a ter uma periodicidade semanal.

A alteração do MPGGS inclui ainda melhorias pontuais decorrentes da inclusão de novos conceitos, já consagrados na legislação do setor elétrico aprovada pelo Decreto-Lei n.º 15/2022. Essas melhorias clarificam os conceitos e criam um quadro mais harmonizado com as regras europeias, embora em alguns casos precisem de desenvolvimentos adicionais, para se concretizarem no terreno. É disso exemplo a agregação de pequenas instalações, que deverá ser precedida da definição dos requisitos de medição e monitorização, incluindo a *baseline* de programação.

A atual revisão do MPGGS deve assim ser vista como um passo gradual no sentido da plena conformidade com os códigos de rede europeus e com as novas bases jurídicas do SEN. Nesse sentido, é apresentado um plano de implementação e de comunicação dos próximos desenvolvimentos, envolvendo os agentes de mercado nestas evoluções.



Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º  
1400-113 Lisboa  
Tel: 21 303 32 00  
Fax: 21 303 32 01  
e-mail: [erse@erse.pt](mailto:erse@erse.pt)  
[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

