

CONSULTA PÚBLICA 105

DOCUMENTO JUSTIFICATIVO

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

SETOR ELÉTRICO



ÍNDICE

1	SUMÁRIO	1
2	ENQUADRAMENTO DA ALTERAÇÃO.....	4
3	ESTATUTO DE AGENTE DE MERCADO	9
4	DEFINIÇÕES E CONCEITOS.....	11
4.1	Agente de mercado responsável pela liquidação de Desvios (BRP)	11
4.2	Agente de mercado habilitado a participar nos serviços de regulação (BSP)	11
4.3	Área de ofertas	12
4.4	Unidades de programação.....	12
4.5	Unidades físicas	13
4.6	Período de Liquidação de Desvios (ISP).....	13
5	ÁREAS DE REDE E ÁREAS DE OFERTAS.....	15
6	CÁLCULO DO DESVIO	17
6.1	Áreas de balanço	17
6.2	Determinação do desvio dos BRP	17
6.3	Cálculo do Desvio (energia alocada, ajustamentos, posição)	18
7	PREÇO DE DESVIO.....	20
8	VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DA MOBILIZAÇÃO DE SERVIÇOS DE SISTEMA	24
9	LIQUIDAÇÃO DOS SERVIÇOS DE SISTEMA.....	27
9.1	Liquidação dos agentes prestadores de serviços de sistema.....	28
9.2	Liquidação aos Agentes responsáveis pela liquidação de desvios.....	28
9.3	Unidade de Desvio de Comercialização	30
9.4	Prazo da liquidação.....	30
10	GARANTIAS.....	32
11	OUTROS TEMAS PROPOSTOS.....	33
11.1	Incorporação de decisões da ERSE já tomadas.....	33
11.2	Revogação do regime de interruptibilidade.....	36
11.3	Banda de Reserva de Regulação	36
11.3.1	Participação de instalações de cogeração na Banda de reserva de regulação.....	37
11.4	Avisos da GGS	38
11.5	Alterações ao programa de regulação secundária do regulador central	38
11.6	Arredondamentos dos itens de liquidação	38
11.7	Período de fecho das carteiras de comercialização	39
11.8	Período de implementação das novas regras de cálculo e valorização dos desvios	39

12	PLANEAMENTO DA IMPLEMENTAÇÃO DOS CÓDIGOS DE REDE	40
13	CONCLUSÃO	43

1 SUMÁRIO

O Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico (MPGGS), aprovado pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) através da Diretiva n.º 10/2018, de 10 de julho, com as alterações introduzidas pela Diretiva n.º 14/2018, de 10 de agosto, pela Diretiva n.º 7/2019, de 26 de fevereiro, pela Diretiva n.º 9/2020, de 29 de maio, pela Diretiva n.º 4/2021, de 25 de janeiro, pela Diretiva n.º 13/2021, de 19 de julho e pela Diretiva n.º 16/2021, de 18 de novembro, estabelece as disposições aplicáveis ao funcionamento da atividade de Gestão Global do Sistema desenvolvida pelo operador da rede de transporte, designadamente no que respeita, entre outras, a critérios de segurança e funcionamento da operação do Sistema Elétrico Nacional (SEN) e regras de funcionamento dos mercados de serviços de sistema.

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 um conjunto de requisitos para os serviços de regulação, plataformas para o intercâmbio entre os operadores das redes de transporte de eletricidade (ORT) de energia de regulação, bem como preços e liquidação da energia de regulação.

Esses requisitos 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 liquidação dos desvios.

O n.º 2 do artigo 52.º do Regulamento EB, prevê o envio aos reguladores nacionais (NRA) de uma proposta de metodologia de liquidação dos desvios até 18 de dezembro, pelo que, com esse objetivo, os ORT 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 estabelecido no Regulamento EB de 2 meses. Uma das razões para essa falta de acordo deveu-se à entrada em vigor do Regulamento (UE) 2019/944 de 4 de julho,

estabelecendo a ACER, com o que alguns NRA consideraram não terem competência para tomarem uma decisão sobre a proposta dos ORT.

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 por uma consulta pública entre 9 e 29 de março de 2020. Posteriormente decorreram várias reuniões por teleconferência entre a ACER os NRA e os ORT, tendo por fim a ACER emitido 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. Esta última data poderá ser atrasada em função da efetiva participação dos ORT nas plataformas europeias de troca de energia de regulação. Lembra-se que a REN participa nas plataformas TERRE (reserva de reposição) e IN (processo de coordenação de desvios) desde setembro e dezembro de 2020 respetivamente.

PROCEDIMENTO DE CONSULTA

Assim, no âmbito das competências que lhe estão legalmente atribuídas, a ERSE submete a Consulta Pública a proposta de revisão do MPGGS, apresentada pela REN e revista pela ERSE.

Os documentos da Consulta Pública incluem a proposta de alteração do MPGGS e o documento justificativo da proposta de alterações. A proposta de alteração do MPGGS em vigor considera a versão do MPGGS em vigor com as alterações introduzidas mencionadas anteriormente.

A presente Consulta Pública decorre até ao dia 31 de março de 2022, ao abrigo das disposições conjugadas do n.º 1 do artigo 63.º, do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua redação atual, do n.º 3 do artigo 9.º, do n.º 5 do artigo 10.º e da alínea c) do n.º 2 do artigo 31.º, todos dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, na sua redação atual.

Os contributos, comentários ou sugestões podem ser enviados à ERSE até 31 de março de 2022, para o endereço de correio eletrónico consultapublica@erse.pt. Solicita-se que, na mensagem de correio eletrónico seja mencionada, no campo de Assunto, a expressão “Consulta Pública N.º 105”.

A ERSE terá em consideração os comentários recebidos no âmbito da consulta pública, na decisão de alteração do MPGGS.

No caso de pretender que o seu comentário não seja publicado deverá indicá-lo de forma expressa. Acresce que no caso de a informação conter elementos sensíveis, que legalmente impeçam a divulgação dos comentários recebidos, deverá ser disponibilizada à ERSE uma versão pública expurgada dessa informação considerada sensível.

Solicita-se ainda que, para proteção dos dados pessoais dos remetentes, os comentários a enviar integrem um documento autónomo do corpo da comunicação.

2 ENQUADRAMENTO DA ALTERAÇÃO

O Regulamento 2017/2195 (UE) da Comissão, de 23 de novembro de 2017, que estabelece orientações relativas ao equilíbrio do sistema elétrico (e doravante denominado 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:

- c) estabelecer sinais económicos adequados que espelhem a situação de desvio;
- d) garantir que os desvios são liquidados a preços que espelhem o valor em tempo real da energia;

- e) 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;
- f) facilitar a harmonização dos mecanismos de liquidação de desvios;
- g) 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;
- h) 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;
- i) apoiar a concorrência dos participantes no mercado;
- j) incentivar os agentes de mercado habilitados a participarem nos serviços de regulação a oferecerem e prestarem serviços de regulação ao ORT;
- k) 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) irão preparar, o mais tardar 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 o mais tardar 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 2020¹. Antes de sua proposta e aprovação, tanto os ORT² quanto a agência ACER³ 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, é necessário, pelo menos, alterar alguns Procedimentos do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema (MPGGS) 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 presente proposta de alteração do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema concretiza os procedimentos harmonizados segundo a Decisão n.º 18/2020, da ACER.

PARTICIPAÇÃO DOS AGENTES

Para a realização da presente Proposta de MPGGS, decorreu, a 26 de novembro, uma reunião virtual com agentes de mercado representativos na qual a ERSE apresentou os aspetos mais relevantes das alterações que se pretendem implementar e que decorrem da Decisão 18/2020 de harmonização da ACER, tendo a

¹ https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Pages/Individual-decision.aspx

² https://consultations.entsoe.eu/markets/imbalance_settlement_harmonisation_proposal/

³ https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Public_consultations/Pages/PC_E_07.aspx

maioria dos agentes apresentado igualmente as suas opiniões sobre quais as alternativas mais adequadas às decisões a tomar. Os agentes de mercado enviaram posteriormente comentários escritos das suas opiniões e propostas.

PROPOSTA(S) DA REN

Em 9 abril de 2021, a REN apresentou uma proposta de alteração do MPGGS incorporando várias modificações nomeadamente no que diz respeito à harmonização do cálculo e liquidação dos desvios.

Com base nessa proposta inicial e com o objetivo de adequar à Decisão 18/2020 da ACER a metodologia de cálculo e liquidação do desvio, foram realizadas, entre 9 de novembro e 20 de dezembro várias reuniões com o Gestor Global do Sistema (GGS) que permitiram a apresentação pela GGS de uma proposta final de MPGGS.

Na sequência da análise detalhada desta proposta a ERSE identificou um conjunto de alterações relevantes nomeadamente no procedimento de Liquidação, e na sequência de um conjunto de reuniões finais de esclarecimento em janeiro com a GGS, elaborou a presente proposta.

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 (PLD) 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.

DECISÕES TOMADAS PELA ERSE QUE ALTERAM TACITAMENTE O MPGGS

É ainda de referir algumas alterações introduzidas nesta proposta de MPGGS colocada em consulta Pública, que resultam de um conjunto de Decisões da ERSE já tomadas e relacionadas com o MPGGS, referidas no Ponto 11.1, com prazos previstos de operacionalização que implicaram que o GGS alterasse os algoritmos de cálculo dos respetivos procedimentos e os implementasse nos seus sistemas informáticos.

Essas alterações, assinaladas **no texto**, resultam de decisões conjuntas das entidades reguladoras da União Europeia relativamente a propostas dos ORT, decorrentes da implementação de metodologias do Regulamento EB. A presente consulta não visa discutir aquelas Decisões, que resultam do processo de aprovação de metodologias previsto no Regulamento EB.

3 ESTATUTO DE AGENTE DE MERCADO

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.

Embora todos sejam agentes de mercado, com o mesmo estatuto, as obrigações a cumprir dependem dos papéis desempenhados pelo que é determinante assumir expressamente esses papéis.

No caso do agente de mercado na função de BRP, introduz-se, em linha com a regulamentação europeia, 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.

Não está prevista qualquer situação de “BRP de último recurso” para esta situação, até porque os agentes de mercado são, por definição, entidades técnica e financeiramente capacitadas. Assim, a suspensão do BRP afetará por igual os agentes de mercado que este representa. Para evitar os efeitos dessa suspensão, restará aos agentes de mercado afetados a possibilidade de contratar essa 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 proposta de alteração relativa ao estatuto de agente de mercado prevê ainda o reforço das 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.

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.

4 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.

4.1 AGENTE DE MERCADO RESPONSÁVEL PELA LIQUIDAÇÃO DE DESVIOS (BRP)

O Regulamento EB define como “desvio” uma quantidade de energia calculada para um agente de mercado responsável pela liquidação dos desvios e correspondente à diferença entre a quantidade atribuída a essa parte responsável e a posição final da mesma parte, incluindo os ajustamentos de desvios aplicados ao dito agente responsável, num dado período de liquidação de desvios;

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). Neste sentido, importa também incorporar nesta figura, a “**Unidade de Desvio de Comercialização**” cuja função é precisamente agregar a responsabilidade pelos desvios dos comercializadores elegíveis.

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.

4.2 AGENTE DE MERCADO HABILITADO A PARTICIPAR NOS SERVIÇOS DE REGULAÇÃO (BSP)

O Regulamento EB define 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 não lhe seja atribuída enquanto tal mas sim a um BRP, como visto no ponto anterior.

4.3 ÁREA DE OFERTAS

Uma Área de Ofertas corresponde a um “Conjunto de Unidades Físicas ligadas na mesma área de rede e pertencentes a um mesmo Agente de Mercado, as quais se agrega, nomeadamente para a participação nos mercados de serviços de sistema”.

Na atual versão do MPGGS uma Área de Balanço corresponde a um “Conjunto de Unidades Físicas ligadas na mesma área de rede e pertencentes a um mesmo Agente de Mercado, para as quais se agregam os desvios à programação de produção ou de consumo em bombagem”.

O conceito de **área de ofertas** substitui, nesta proposta de MPGGS, o conceito de área de balanço. No ponto 5 descreve-se e justifica-se esta proposta.

4.4 UNIDADES DE PROGRAMAÇÃO

No domínio das unidades de programação, a presente revisão do MPGGS inclui a segregação entre as instalações de produção ou de consumo habilitadas a participar nos serviços de sistema e as instalações não-habilitadas.

Esta alteração permite um 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).

Neste contexto é ainda abandonada a nomenclatura de produção em regime especial e em regime ordinário, já revogada nas bases do setor elétrico.

4.5 UNIDADES FÍSICAS

No Procedimento n.º 4, sobre as unidades físicas, são abandonados os conceitos de produção em regime especial e produção em regime ordinário, sendo introduzidos os conceitos de produção habilitada e não-habilitada a participar nos serviços de sistema, e analogamente para o consumo, por razões já descritas no ponto anterior.

É introduzido o conceito de unidade física agregada, para considerar as pequenas unidades de produção com potência instalada até 1 MW. Este princípio permitirá simplificar o tratamento de fenómenos emergentes com é o caso do 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 para futuras revisões a 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.

4.6 PERÍODO DE LIQUIDAÇÃO DE DESVIOS (ISP)

O “Período de liquidação de desvios” 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.

5 ÁREAS DE REDE E ÁREAS DE OFERTAS

O conceito de **área de ofertas** substitui o conceito de área de balanço.

Ao passo que a área de balanço se refletia na verificação dos programas para apuramento de desvios, a área de ofertas apenas impacta na prestação de serviços de sistema pelo BSP e não 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. As **áreas de rede** correspondem a um conjunto de subestações da RNT, nas quais se presume indiferente qual o recurso mobilizado, dentro das tipologias de unidades físicas definidas (Procedimento n.º 5), de forma a assegurar que requisitos fundamentais para a operação do SEN, como a previsibilidade e a controlabilidade dos fluxos de potência, permanecem válidos a todo o instante.

As referidas áreas de ofertas, que corresponderão à desagregação das ofertas dos agentes que participam nos mercados de serviços de sistema (BSPs), serão agrupamentos de centrais térmicas, unidades físicas da mesma tecnologia, instalações de consumo do mesmo agente ligadas a uma mesma área de rede.

A GGS propõe, excepcionalmente, 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.

A justificação desta proposta é a reduzida influência das instalações localizadas nos 150 kV nos fluxos da rede de 400 kV e vice-versa. Esta realidade pode ser facilmente comprovada através das limitações / restrições estabelecidas apenas às centrais localizadas na rede de 400 kV, aquando dos diversos trabalhos realizados em 2021 nesta rede, tendo em vista a expansão da mesma até Ribeira de Pena. A ligação de um novo produtor na rede de 400 kV desta região, com uma elevada potência instalada, reforça de sobremaneira essa necessidade, por forma a que exista um tratamento igual entre os agentes perante hipotéticos congestionamentos nas redes desta região.

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.

6 CÁLCULO DO DESVIO

6.1 ÁREAS DE BALANÇO

No MPGGS em vigor, os desvios são calculados recorrendo à figura das Áreas de Balanço, servindo para penalizar financeiramente os agentes de mercado cujas Unidades Físicas ligadas na mesma área de rede, apresentam desvios à programação de produção ou de consumo em bombagem.

Atualmente, as Áreas de Balanço são aprovadas pela ERSE e são constituídas por cada grupo térmico, cada bacia hídrica por área de rede por agente de mercado ou pelo consumo de um Comercializador.

Estando o cálculo dos desvios associado às áreas de balanço, estas constituíam uma forma do GGS controlar o cumprimento da programação apresentada pelas unidades físicas. A alteração do MPGGS que implementa a Decisão 18/2020, sobre o cálculo de desvio, atribuído à figura dos BRP, e harmonizado para os diferentes ORT, altera aquela metodologia de cálculo do desvio deixando assim as Áreas de Balanço de serem eficazes a garantir o referido controlo de programação.

6.2 DETERMINAÇÃO DO DESVIO DOS BRP

Todos os participantes no mercado são responsáveis pelos desvios que provocam no sistema («responsabilidade de balanço»). Para o efeito, os participantes no mercado devem ser BRP, agentes de mercado responsáveis pela liquidação de desvios, ou delegar contratualmente a sua responsabilidade num agente de mercado responsável pela liquidação de desvios da sua escolha. Cada agente de mercado responsável pela liquidação de desvios deve ser financeiramente responsável pelos seus desvios e procurar estar equilibrado ou contribuir para o equilíbrio da rede de eletricidade.

Uma das alterações mais relevantes na presente proposta de MPGGS diz respeito à implementação de uma posição única por BRP, igual à soma dos seus programas comerciais externos e programas comerciais internos.

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.

Tendo os desvios deixado de ser uma ferramenta de controlo da GGS sobre a programação das unidades físicas e da viabilidade dos trânsitos de energia associados, a GGS definiu o conceito de área de ofertas onde passa a ser feita uma verificação sobre o cumprimento dessa programação, no âmbito da prestação de serviços de sistema, que é descrita em mais pormenor no ponto 8.

6.3 CÁLCULO DO DESVIO (ENERGIA ALOCADA, AJUSTAMENTOS, POSIÇÃO)

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 recolhida em contadores, para as quantidades medidas com a granularidade do ISP ou calculada com o recurso a perfis nos casos em que a granularidade seja maior (mensal, diária). Nos casos em que tal seja 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 desse 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 proveniente de um BSP e aplicada pelo ORT, ao BRP em causa, durante o período de liquidação de desvios, 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:

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

Consideremos o seguinte exemplo:

Um BRP1 é responsável pela liquidação dos desvios de três agentes de mercado:

- O AM1, um comercializador que tem responsabilidades de compra nos mercados organizados (as energias deverão ser calculadas no referencial de geração, adicionando as perdas correspondentes).
- O AM2 que tem um contrato bilateral.
- O AM3 um produtor com posições de venda quer nos mercados diário e intradiário quer nos mercados dos serviços de regulação.

Num dado Período de liquidação as energias a utilizar para contabilizar o Desvio são as seguintes:

Energias (MWh)	Quantidades Atribuídas	Posição	Ajustamento de desvio	Desvio
AM1	-105	-101	0	-4
AM2	55	70	0	-15
AM3	203	150	51	2
BRP1	153	119	51	-17

Neste exemplo, verifica-se que o AM1 consome acima da sua posição programada (105 vs 101), enquanto os AM2 e AM3 produzem abaixo da sua posição programada. Em conjunto o BRP1 apresenta, para este período de liquidação, um desvio por defeito (negativo) de 17 MWh.

7 PREÇO DE DESVIO

De acordo com o Regulamento EB, os processos de liquidação devem:

- 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 regulados; ou a prestarem ajuda na regulação do sistema;
- d) 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;
- e) Apoiar a concorrência dos participantes no mercado;
- f) Incentivar os agentes de mercado habilitados a participarem nos serviços de regulação a oferecerem e prestarem serviços de regulação ao ORT de ligação;
- g) Assegurar neutralidade financeira dos ORT.

A Decisão 18/2020 da ACER sobre a metodologia de harmonização da liquidação de desvios 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 que agora se apresenta, a solução para cálculo do preço de desvio que se considera mais adequada é a da média ponderada das energias de regulação ativadas, nomeadamente tendo em conta os princípios acima referidos que devem apresentar os processos de liquidação, de aderência aos custos e de apresentar sinais económicos adequados.

Em contrapartida a metodologia de um preço marginal máximo/mínimo das energias de regulação ativadas, respetivamente para subir/baixar, conduz a um preço do desvio à programação extremamente penalizador que se afasta dos princípios referidos, de aderência dos desvios aos custos de regulação verificados, podendo induzir incentivos errados aos agentes de mercado e dificultar atingir a pretendida neutralidade financeira do ORT. Acresce que uma tal regra traria maior volatilidade ao preço de desvio.

Assim o preço de desvio a calcular pela GGS deverá ser:

- Pd(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.
- Pe(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.

O 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 Pd(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 Pe(h).

De realçar que segundo o Artigo 11º da Decisão 18/2020 da ACER, cada ORT pode propor à sua entidade reguladora a aplicação de preços de desvio duais, fornecendo a necessária justificação.

A proposta de revisão do MPGGS que a REN enviou à ERSE 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.

Garantindo deste modo o cumprimento do Ponto 6 do Artigo 55º do Regulamento EB, caso tenham sido ativadas no mesmo ISP energia de regulação a subir e energia de regulação a baixar proveniente de reservas de restabelecimento da frequência ou de reservas de reposição, o preço do desvio por defeito deve refletir pelo menos o preço das energias de regulação ativadas para subir e o preço do desvio por excesso deve refletir pelo menos o preço das energias de regulação para baixar. Visto que no sistema elétrico português, existe um número significativo de horas com ativações em ambos os sentidos de regulação e que se prevê que continuem a existir de futuro, qualquer desvio que coincida com as necessidades de regulação do Sistema será remunerado com um preço que reflete o preço dos Serviços de Sistema (na direção dominante).

O racional associado aos preços duais é evitar ações (indesejadas) de autoequilíbrio dos BRP.

Por sua vez um ISP horário é uma janela temporal longa para ações de auto-equilíbrio que juntamente com um preço único de desvio,

- podem levar a oscilações no sistema elétrico
- impactam negativamente na eficiência das ações de regulação do ORT e na segurança operacional.

Para evitar oscilações indesejadas, excetuam-se da situação anterior os 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, e devendo aplicar-se um preço único de desvio.

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

Recordemos o exemplo anterior:

Energias (MWh)	Quantidades Atribuídas	Posição	Ajustamento de desvio	Desvio
AM1	-105	-101	0	-4
AM2	55	70	0	-15
AM3	203	150	51	2
BRP1	153	119	51	-17

Esta situação, em que o desvio do BRP1, para um dado período de liquidação, é 17 MWh, corresponde a um desvio por defeito, equivalente a uma produção global inferior ao previsto (ou um consumo global

superior ao previsto), dando lugar a uma obrigação de pagamento à GGS por parte do BRP1, se os preços de desvio forem positivos. Apenas do ponto de vista da liquidação de desvios, sem contar com encargos adicionais, essa obrigação de pagamento seria igual a 17 MWh vezes o preço de desvio correspondente.

Na tabela abaixo, apresenta-se a obrigação de pagamento do BRP1 para com a GGS, combinando duas situações de preços de desvio (positivos e negativos), com casos de preço único (*single price*) e preços duais (*dual price*).

Pagamentos de Desvios

Desvio por defeito de 17 (MWh) ⁴	Preço de desvio	Preço Desvio (€/MWh)	Obrigação de pagamento (€)
Preço único		85,00	1445,00
Preços duais	por defeito	100,00	1700,00
	por excesso	50,00	
Preço único		-150,00	-2550,00
Preços duais	por defeito	-1,00	-17,00
	por excesso	-150,00	

Finalmente é de realçar o **Preço das Ativações Evitadas**, Pae(h), uma componente do preço de desvio que deve ser considerada de acordo com a Decisão da ACER e que a proposta enviada pela REN também apresenta. Esta componente, embora de ocorrência pouco provável, deverá ser utilizada nas situações de ausência de ativações de regulação. Para um determinado período de liquidação, a GGS deverá, nessa situação, valorizar todos os desvios com o preço das ativações evitadas, Pae(h).

Na sua proposta de MPGGS, a REN propôs que o preço das ativações evitadas, Pae(h), quando aplicável, deve 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.

⁴ Igual a “-17 MWh”

8 VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DA MOBILIZAÇÃO DE SERVIÇOS DE SISTEMA

Atualmente, a liquidação de desvios de cada agente de mercado incide sobre o programa total (incluindo mercados organizados, contratos bilaterais e mercado de serviços de sistema, entre outros). Adicionalmente, o desvio é apurado por área de balanço. Neste contexto, sendo mobilizada uma unidade de produção (ou melhor, uma área de balanço) para prestação de serviços de sistema, a prestação efetiva do serviço é depois verificada pelo gestor de sistema pelo cálculo do desvio daquela área de balanço. O incumprimento da prestação do serviço pelo agente de mercado dá origem a uma penalização correspondente ao encargo com o desvio.

Ora, com a alteração do cálculo dos desvios para considerar a posição única do agente responsável pela liquidação de desvios (BRP), o encargo de desvio deixa de penalizar os incumprimentos das mobilizações para prestar serviços de sistema, pelo menos se o agente corrigir o programa através de alterações noutras áreas de balanço. Importa por isso estabelecer um procedimento específico de verificação da prestação dos serviços de sistema e restrições técnicas e as penalidades por incumprimento das mobilizações dos agentes prestadores de serviços de sistema e das instruções de despacho.

ELEMENTOS BÁSICOS DA NOVA METODOLOGIA DE VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DOS SERVIÇOS DE SISTEMA

A nova metodologia de verificação do cumprimento das mobilizações dos agentes para prestar 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 (regulação primária) ou os serviços contratados bilateralmente (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.

A metodologia considera uma **referência para verificação do cumprimento dos serviços**, a qual se propõe corresponder à soma de todas as mobilizações que alteram o programa de produção ou consumo do agente de mercado. 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** 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.

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.

Considera-se que a metodologia proposta para a valorização dos incumprimentos fornece os sinais económicos necessários. 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 mais completa 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 **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).

CARACTERÍSTICAS DA METODOLOGIA DE VERIFICAÇÃO DOS SERVIÇOS DE SISTEMA

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.

Considera-se que a agregação dos programas de produção e consumo de um agente para efeitos do cálculo de desvios deve ter um contraponto num mecanismo robusto que incentive ao bom cumprimento da prestação dos serviços de sistema pelos agentes de mercado. Esse mecanismo é também importante num contexto de alargamento dos prestadores de serviços de sistema, passando a incluir agentes de dimensão mais reduzida ou de características dispersas (agregação, participação do consumo ou do armazenamento).

Embora a verificação se aplique ao programa total do agente de mercado por área de ofertas, se o agente não for mobilizado para prestar serviços de sistema, a única verificação a que estará sujeito será a do cumprimento do programa total em mercado organizado ou contratos bilaterais, determinado para a posição global do agente de mercado BRP (que inclui todas as áreas de ofertas agrupadas e em portfolio de produção e consumo). Nesse sentido, é cumprida a Decisão da ACER 18/2020 sobre a harmonização do apuramento e valorização de desvios.

9 LIQUIDAÇÃO DOS SERVIÇOS DE SISTEMA

O MPGGS prevê a liquidação aos agentes de mercado, no seu Procedimento n.º 21. A liquidação segrega os agentes produtores e os agentes que representam consumo. Em ambos os casos é incluída a liquidação dos desvios de programação. Nos agentes que representam consumo é ainda incluída a liquidação de custos com serviços de sistema não imputáveis aos desvios. A liquidação dos agentes produtores inclui também os custos e receitas com a prestação dos serviços de sistema.

Algumas das alterações agora implementadas vieram abalar esta estrutura da liquidação. Os agentes que prestam serviços de sistema também podem ser consumidores. A responsabilidade pela liquidação dos desvios de um agente de mercado pode ser delegada num outro agente (BRP), o qual poderá agregar na sua carteira de responsabilidade para os desvios, as carteiras de vários outros agentes de mercado. O cálculo dos desvios passa a basear-se na posição global do agente responsável pelos desvios, ou seja produção e consumo, agregadas.

Tendo em conta estas alterações, os procedimentos de liquidação passam a refletir o seguinte:

- A liquidação dos desvios é aplicável aos agentes responsáveis pela liquidação de desvios (BRP), podendo estes incluir, na sua carteira, 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.
- A liquidação dos serviços de sistema, incluindo as respetivas penalizações por incumprimento, é aplicável aos agentes que prestam serviços de sistema (BSP), podendo incluir produtores e consumidores.

As alterações propostas 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.

9.1 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.

Até ao momento, a mobilização de produtores para a prestação de serviços de sistema era monitorizada pela contabilização dos desvios em cada área de balanço. Os agentes de mercado eram penalizados em desvio caso falhassem o cumprimento da energia de regulação mobilizada pela GGS. Ao passar para o cálculo do desvio em portfolio, perde-se esse incentivo económico ao cumprimento das mobilizações.

Por isso, propõe-se introduzir no MPGGS um mecanismo de verificação do cumprimento da mobilização dos serviços de sistema e das restrições ou limitações técnicas (n.º 8 do Procedimento n.º 21). O eventual incumprimento das instruções de despacho da GGS ou restrições técnicas tem por consequência o apuramento de uma penalização, a qual se inclui na parcela de liquidação dos serviços de sistema aos BSP.

9.2 LIQUIDAÇÃO AOS AGENTES RESPONSÁVEIS PELA LIQUIDAÇÃO DE DESVIOS

Como referido, a clarificação do papel dos agentes de mercado enquanto BSP ou BRP, provoca a separação dessas atividades no contexto da liquidação (Procedimento n.º 21 do MPGGS).

No que diz respeito à liquidação aos agentes responsáveis pelos desvios (BRP), importa sublinhar a alteração substancial na regra de determinação dos encargos associados aos desvios e das componentes associadas a assegurar a neutralidade financeira dos custos da GGS.

Os encargos ou proveitos com os desvios, a imputar aos BRP, decorrem diretamente da aplicação do preço de desvio à energia de desvio, em cada período de liquidação. Esse é um dos pilares da harmonização prevista na Decisão da ACER 18/2020.

A energia de desvio é determinada para a carteira agregada de produção e consumo de cada BRP. Nesse sentido, implica uma diferença substancial face à regra utilizada até ao presente. A carteira do BRP, para efeitos da determinação do desvio, considera a produção e consumo em qualquer ponto do sistema

nacional, sendo apenas contabilizado um desvio quando a programação acumulada nesses ativos de produção e consumo se desviar face às medições apuradas.

É ainda clarificado, à luz da Decisão da ACER 18/2020, que para cálculo do desvio se considera o programa do agente nos mercados organizados, mas também o ajustamento ao programa decorrente da participação nos mercados de serviços de sistema ou das restrições técnicas (n.º 6 do Procedimento n.º 21).

Os BRP são ainda responsáveis por assegurar a neutralidade financeira da GGS, além dos desvios. Assim, a liquidação dos BRP prevê, como já acontecia até aqui, a repercussão de outros encargos com a gestão do sistema (componente de neutralidade) e também uma parcela de penalização dos incumprimentos da programação em unidades de programação genéricas. Estas duas componentes são claramente separadas dos desvios (n.º 5.2 do Procedimento n.º 21), reforçando a harmonização no quadro europeu do tratamento dos desvios.

Note-se que os encargos referidos no parágrafo anterior se aplicam a cada período de liquidação. No entanto, sobram um conjunto de proveitos ou encargos relacionados com os serviços de sistema contratados bilateralmente, não associados a cada período de liquidação específico. Estes proveitos ou encargos, bem como as respetivas penalidades se aplicáveis, são também imputados ao consumo dos BRP, em base mensal, como referido no Procedimento n.º 14. Este aspeto é também mencionado no ponto 9 do Procedimento n.º 21.

Deve sublinhar-se que, com a alteração do modo de apuramento dos encargos com os desvios, foi possível simplificar em grande medida o cálculo dos encargos imputados ao consumo (n.º 9 do Procedimento n.º 21), passando a ser explicitamente obtidos por diferença entre os encargos globais da GGS e os proveitos com a valorização dos desvios, além de outras rubricas de receita para encargos específicos como as rendas de congestionamento ou a contribuição do (ou para o) sistema espanhol.

Por fim, importa mencionar que esta 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 mais à presença de produção não habilitada.

9.3 UNIDADE DE DESVIO DE COMERCIALIZAÇÃO

Com a entrada em vigor na presente proposta do agente de mercado responsável pela liquidação dos desvios (BRP) bem como o modelo de cálculo dos desvios, concordante com o enquadramento regulamentar europeu, é necessário rever a condição da unidade de desvio de comercialização face à nova figura do BRP estabelecida no Manual de Procedimentos da Gestão Global do SEN. Para o efeito, propõe-se a manutenção transitória, por um período máximo de sete (7) meses, contados a partir da data de entrada em vigor do MPGGS, 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, na perspectiva de que no futuro próximo, os agentes de mercado comercializadores que queiram aproveitar o benefício estatístico da consolidação dos desvios em carteira, possam contratar em mercado um BRP que lhes preste o serviço.

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

9.4 PRAZO DA LIQUIDAÇÃO

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 propõe que a nota de liquidação tenha uma periodicidade semanal face ao período mensal atualmente vigente. Neste âmbito, a ERSE recorda ainda que o ciclo de faturação utilizado pelo ONME, para efeito da liquidação das responsabilidades económicas de cada agente, tem uma periodicidade semanal, pelo que já não é um tema inovatório para a generalidade dos agentes de mercado que participam no mercado à vista.

Visando a sua concretização no MPGGS, foram revistos os Procedimentos de Liquidação e de Pagamentos e Recebimentos, bem como os prazos associados à emissão das notas de liquidação (até ao fim do 2.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).

Para efeitos da implementação da Liquidação Semanal dos valores afetos aos direitos de recebimento e às obrigações de pagamento, devidas à respetiva participação na área portuguesa do MIBEL, no âmbito da

GGs, a ERSE estabelece um período de quatro (4) meses, contados a partir da data de entrada em vigor do MPGGS, para efeitos da sua implementação por parte da GGS.

10 GARANTIAS

Para efeitos da transposição subregulamentar 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 de modo a estar síncrono com o enquadramento regulamentar dado pela Diretiva ERSE n.º 7/2021, de 15 de abril, destacando-se para o efeito 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.

11 OUTROS TEMAS PROPOSTOS

11.1 INCORPORAÇÃO DE DECISÕES DA ERSE JÁ TOMADAS

Um conjunto de Decisões da ERSE relacionadas com o Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema tinham prazos previstos de operacionalização que implicaram que o Gestor Global do Sistema alterasse os algoritmos de cálculo dos respetivos procedimentos e os implementasse nos seus sistemas informáticos. Essas alterações garantiram a neutralidade financeira da REN, enquanto Gestor Global do Sistema.

Descreve-se em seguida o conjunto de decisões em causa.

REGRAS DE LIQUIDAÇÃO ORT-ORT NA ZONA SÍNCRONA EUROPA CONTINENTAL, PARA AS TROCAS INTENCIONAIS DE ENERGIA

Em 22 de junho de 2020, o CA da ERSE aprovou a proposta dos operadores das redes de transporte (ORT) relativa às regras de liquidação ORT-ORT na zona síncrona Europa Continental, para as trocas intencionais de energia previstas no n.º 3 do Artigo 50.º do Regulamento (UE) 2017/2195 da Comissão de 28 de novembro de 2017, que estabelece orientações relativas ao equilíbrio do sistema elétrico. Estas trocas, entre ORT vizinhos, designadas por intencionais, incluem duas componentes, uma sobre a regulação primária ($k\Delta f$) e outra relativa às rampas dos períodos de transição (5 min) entre programas. Esta decisão foi comunicada à REN, ficando estabelecido que a aplicação das suas consequências ocorreria a partir de junho de 2021.

REGRAS DE LIQUIDAÇÃO ORT-ORT NA ZONA SÍNCRONA EUROPA CONTINENTAL, PARA VALORIZAÇÃO ECONÓMICA DAS TROCAS NÃO-INTENCIONAIS DE ENERGIA

Em 22 de junho de 2020, o CA da ERSE aprovou a proposta dos ORT relativa às regras de liquidação ORT-ORT na zona síncrona Europa Continental, para valorização económica das trocas não-intencionais de energia (desvios aos programas, anteriormente compensadas em energia) previstas no n.º 1 do Artigo 51.º do Regulamento (UE) 2017/2195 da Comissão. Esta decisão foi comunicada à REN, ficando estabelecido que a aplicação das suas consequências ocorreria a partir de junho de 2021.

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

A 3 de novembro de 2020, o CA da ERSE aprovou a proposta de 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, tendo essa decisão sido comunicada à REN na mesma data.

Este acordo bilateral entre os operadores das redes de transporte de Portugal e Espanha foi estabelecido como medida complementar à atual aplicação da Metodologia Comum do Cálculo da Capacidade da interligação e das metodologias comuns de redespacho e trocas compensatórias coordenadas, e de partilha dos custos, previstas nos artigos 35.º e 74.º do Regulamento (UE) 2015/1222 da Comissão, que estabelece orientações para a atribuição de capacidade e a gestão de congestionamentos, para aumentar o valor da capacidade da interligação disponível para fins comerciais, no sentido de permitir cumprir o valor mínimo da capacidade a disponibilizar ao mercado estabelecido no número 8 do artigo 16.º do Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho, sem prejuízo do que vier a ser aprovado no âmbito da implementação dos códigos de rede europeus, designadamente do processo de redespachos coordenados a integrar as metodologias comuns de redespacho e trocas compensatórias coordenadas e de partilha dos custos.

Os proveitos e custos associados a este acordo são atribuídos às rendas de congestionamento.

COMPENSAÇÃO SÍNCRONA NECESSÁRIA PARA CONTROLAR A TENSÃO NO SUL DO PAÍS.

A 16 de fevereiro de 2021, o CA da ERSE aprovou a aquisição pela REN de um serviço de sistema que assegure a compensação síncrona necessária para controlar a tensão no sul do país. Esta decisão do CA foi comunicada à REN na mesma data.

Nessa decisão informava-se também a REN que o custo da Gestão Global do Sistema (GGS) que decorre da necessidade de contratualizar a referida prestação de serviço implicava a alteração do Procedimento n.º 21 do MPGGS, no sentido de acolher no algoritmo do procedimento de liquidação esta nova rubrica para garantir a neutralidade financeira para a REN.

PREÇOS NEGATIVOS NOS MERCADOS DIÁRIO E INTRADIÁRIO

A modificação das regras de funcionamento dos mercados diário e intradiário de energia elétrica foi requerida pela CNMC e pela ERSE visando a inclusão de todos os procedimentos necessários e operativos visando a adoção dos limites de preço previstos nas Decisões ACER n.º 4/2017 e n.º 5/2017, de 14 de novembro, sobre a harmonização dos limites mínimos e máximos para o mercado diário e intradiário, no âmbito dos processos SDAC (*Single Day-ahead Coupling*) e SDIC (*Single Intraday Coupling*) bem como a adoção do procedimento repetitivo de encontro de ofertas previsto no projeto PCR (*Price Coupling of Regions*), o acompanhamento pelo OMIE das ofertas dos agentes de mercado sem justificação enquanto PPAT (*Persons professionally arranging transactions*), ao abrigo do artigo 15.º do Regulamento (UE) n.º 1227/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2011, relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas de energia (REMIT) e outras medidas que eventualmente fosse considerado necessária pelo próprio OMIE.

Ao abrigo do Acordo de Santiago, o Conselho de Reguladores do MIBEL, constituído pelos reguladores setoriais, CNMC e ERSE, e pelos reguladores financeiros, CNMV e CMVM de Espanha e de Portugal (no caso da ERSE, vide E-Técnicos /2021/809) deram a sua aprovação à versão final da proposta de regras em procedimento *fast track*, no dia 28 de abril de 2021.

Tendo as regras de funcionamento dos mercados diário e intradiário de energia elétrica, sido publicadas a 20 de Maio de 2021, no Boletín Oficial del Estado (BOE-A-2021-8362), através da “*Resolución de 6 de mayo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de energía eléctrica para su adaptación de los límites de oferta a los límites de casación europeos.*”, o mesmo estabelece um prazo de implementação de 45 dias após a publicação das regras.

Da apreciação que a ERSE fez das regras de funcionamento dos mercados diário e intradiário de energia elétrica, foi necessário precaver a operacionalização das alterações necessárias consequência dos novos limiares de preço, em concreto dos preços negativos, visando adaptar parâmetros de custo no âmbito da Gestão Global do Sistema (GGS) que utilizem os preços do mercado diário como referência de valorização.

11.2 REVOGAÇÃO DO 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.

11.3 BANDA DE RESERVA DE REGULAÇÃO

Para efeitos de aplicação do Procedimento n.º 13-B foram ainda sujeitos a clarificação e adaptação regulamentar os seguintes temas:

- Referencial de atuação das instalações consumidoras no âmbito do mercado de banda de reserva de regulação;
- Valorização das instruções de despacho emitidas pela GGS no âmbito de um ensaio de disponibilidades a instalações consumidoras;
- Valorização dos Incumprimentos do Serviço de Banda de Reserva de Regulação e do Programa por Unidade Física, agregado por Área de Oferta.

Descreve-se em seguida uma breve síntese do conjunto de temas em causa:

REFERENCIAL DE ATUAÇÃO DAS INSTALAÇÕES CONSUMIDORAS NO ÂMBITO DO MERCADO DE BANDA DE RESERVA DE REGULAÇÃO

Para efeitos de harmonização com a participação do consumo no mercado de reserva de regulação no âmbito do projeto piloto, o referencial de participação das instalações consumidoras, passou a ser no consumo.

Para o efeito, são alteradas as condições relativas aos critérios de habilitação das instalações de consumo que queiram por sua própria iniciativa participarem no mecanismo de atribuição de capacidade, o referencial das ofertas no leilão de banda de reserva de regulação, não sendo ajustadas para perdas nas redes, bem como o referencial aplicável à verificação da potência em cada instalação consumidora que tenha resultado adjudicatária em leilão.

VALORIZAÇÃO DAS INSTRUÇÕES DE DESPACHO EMITIDAS PELA GGS NO ÂMBITO DE UM ENSAIO DE DISPONIBILIDADES A INSTALAÇÕES CONSUMIDORAS

Esta proposta, clarifica os critérios utilizados para efeito de valorização das instruções de despacho emitidas pela GGS no âmbito de um ensaio de disponibilidades a instalações consumidoras, já que existia um vazio regulamentar a este respeito.

Neste sentido, e tendo em vista uma harmonização de aplicação de critérios com os centros electroprodutores, as instruções de despacho emitidas pela GGS para efeitos de ensaios, são valorizadas a preço marginal do mercado diário, de acordo com o estabelecido na Portaria n.º 172/2013, de 3 de maio, na sua atual redação.

VALORIZAÇÃO DOS INCUMPRIMENTOS DO SERVIÇO DE BANDA DE RESERVA DE REGULAÇÃO E DO PROGRAMA POR UNIDADE FÍSICA, AGREGADO POR ÁREA DE OFERTA

Visando a eventual agregação das unidades físicas consumidoras em áreas de oferta, foi considerado na formulação dos incumprimentos do serviço de banda de reserva de regulação e do programa por unidade física, a possibilidade de agregação por área de oferta, que não põe em causa a verificação dos incumprimentos por cada unidade física que tenha sido resultante adjudicatária no leilão de banda de reserva de regulação.

Aproveitou-se ainda para clarificar a formulação da valorização do incumprimento total ou parcial, afeto à banda de reserva de regulação a subir, para o período de liquidação h , na Unidade Física (VIBRRSA(h,uf)), e a sua concordância com a inexistência de penalidade, caso a programação de consumo seja igual ou superior em 20% da banda de reserva de regulação atribuída em leilão.

11.3.1 PARTICIPAÇÃO DE INSTALAÇÕES DE COGERAÇÃO NA BANDA DE RESERVA DE REGULAÇÃO

O Procedimento n.º 13-B, sobre a banda de reserva de regulação, dispõe que as instalações de cogeração participantes devem assegurar “a capacidade de redução do consumo sem perda da geração das referidas instalações” (n.º 3 do ponto 4.1).

Embora não se tenha proposto qualquer alteração neste ponto particular, discute-se a oportunidade desta obrigação perante as situações concretas dos cogeradores. Dependendo da configuração da instalação de cogeração e da instalação de consumo associada, a regra poderia ser revista.

A atual disposição procura assegurar que o contributo das duas instalações (consumo e produção), numa situação de mobilização para redução de consumo, oferece uma redução de consumo da rede correspondente ao consumo da instalação industrial (e não ao consumo líquido, após desconto da produção para cogeração).

A situação que merece ponderação é a de uma instalação de produção em cogeração interna à instalação de consumo. Ou seja, uma situação de autoconsumo interno. Neste caso, o consumo medido pelo operador de rede será sempre o consumo líquido de produção interna, pelo que será também essa realidade a referência para a prestação do serviço da banda de reserva de regulação e para a respetiva remuneração. Nessas circunstâncias, perante uma ordem de redução de consumo, a medida de controlo faz-se de novo na fronteira da instalação com a rede, podendo não ser proporcionado exigir que se mantenha inalterada a produção interna.

11.4 AVISOS DA GGS

Nesta proposta de alteração do MPGGS a ERSE deixa de aprovar os Avisos da GGS, passando apenas a tomar conhecimento prévio dos mesmos. Tal alteração pretende agilizar a alteração e publicação dos mesmos.

11.5 ALTERAÇÕES AO PROGRAMA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA DO REGULADOR CENTRAL

O Procedimento n.º 12 prevê uma alteração que explicita 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 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 desvios.

11.6 ARREDONDAMENTOS DOS ITENS DE LIQUIDAÇÃO

No Procedimento n.º 21 propõe-se 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.

11.7 PERÍODO DE FECHO DAS CARTEIRAS DE COMERCIALIZAÇÃO

A proposta de alteração do MPGGS incorpora a decisão da ERSE, já tomada, 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.

11.8 PERÍODO DE IMPLEMENTAÇÃO DAS NOVAS REGRAS DE CÁLCULO E VALORIZAÇÃO DOS DESVIOS

A implementação das novas regras aplicáveis aos desvios, de acordo com a presente proposta, impacta significativamente nos procedimentos de liquidação da GGS. De igual modo, impacta 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 presente estes impactes, e procurando salvaguardar a estabilidade destes procedimentos e a sua fiabilidade, propõe-se conceder à GGS um prazo de 4 meses para implementação das presentes alterações. Não obstante, e tendo em conta de que se trata de implementar uma metodologia harmonizada, conhecida nos seus princípios mais relevantes desde 2020, solicita-se à GGS o início oportuno deste processo de alteração dos sistemas, antecipando a decisão final do MPGGS, a fim de mitigar o atraso de implementação da metodologia harmonizada de desvios.

12 PLANEAMENTO DA IMPLEMENTAÇÃO DOS CÓDIGOS DE REDE

PLATAFORMAS EUROPEIAS

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

No que diz respeito às plataformas de FRR (aFRR e mFRR, respetivamente MARI e PICASSO), o calendário mais recente divulgado pela GGS é o seguinte:

MARI

- IT Contract procurement – dezembro 2021
- SCADA - fevereiro 2022 a fevereiro 2023
- SW conclusão do desenvolvimento - dezembro 2022
- Testes com os agentes BSP - janeiro 2023 a março 2023
- GoLive Nacional - abril 2023

PICASSO

- IT Contract procurement - dezembro 2021
- SCADA - setembro 2022 a julho 2023
- SW conclusão do desenvolvimento - abril 2023
- Testes com os agentes BSP - julho 2023
- GoLive Nacional - outubro 2023

De referir que a GGS apresentou, a 14 de dezembro passado, um pedido de derrogação para o início da utilização das plataformas europeias MARI e PICASSO para 24 de julho de 2024 (prazo máximo de implementação). As maiores dificuldades prendem-se com o desenvolvimento de sistemas IT embora no caso do PICASSO também esteja em causa a mudança do envio de *setpoints* para as centrais a partir do método *pro-rata* em vigor hoje em dia para a de um esquema orientado por ofertas e com envio sequencial para as centrais com telerregulação.

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

Julga-se que as implementações associadas à implementação da Decisão 18/2020 da ACER poderão demorar 6 meses. Sobre a implementação das alterações relativas a esta Decisão a REN considera que apenas deverão entrar em vigor quando estiverem todas em funcionamento, devendo existir até lá um regime transitório.

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 e as instalações de armazenamento de energia. Nesse sentido, importará integrar expressamente no MPGGS, num futuro próximo, as figuras das instalações de armazenamento e da agregação de instalações de consumo (ou outras) para participação nos mercados de balanço, com reflexos na responsabilidade pelos desvios.

Esta incorporação, tal como acontece para as instalações de produção, não impede a verificação, caso a caso, da habilitação da instalação de armazenamento ou de consumo para prestar cada serviço de sistema.

Próximas revisões do MPGGS deverão enquadrar estas novas figuras, reconhecendo o seu papel enquanto participantes no mercado de serviços de sistema. Gradualmente, a efetiva possibilidade destes atores virem a prestar serviços de sistema deve ser definida, através dos requisitos de habilitação para a prestação de cada serviço de sistema.

Esta incorporação não é feita na presente proposta, a qual visa sobretudo o tema da harmonização do cálculo dos desvios. Será desenvolvida mais tarde, acolhendo a experiência obtida com o projeto-piloto de participação do consumo na reserva de regulação ou com o novo produto de banda de reserva de regulação.

IMPUTAÇÃO DE CUSTOS DE NEUTRALIDADE FINANCEIRA AOS CONSUMOS/PRODUÇÃO NÃO HABILITADOS

A proposta de MPGGS apresentada pela REN apresentava uma novidade relativa aos agentes sobre os quais deveriam recair os custos de neutralidade financeira, resultantes dos custos totais da atividade de funcionamento do mercado deduzidos das receitas dos desvios cobrados aos BRP.

No atual modelo esses custos são repartidos pelo consumo. Contudo, a REN propunha que essa repartição fosse feita pelo consumo e pela produção, ambos não habilitados, por forma a promover a adesão aos serviços de sistema de um maior número de agentes, potencialmente melhorando a quantidade e qualidade dos serviços de regulação e reduzindo os custos dos desvios da regulação.

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

Embora a ERSE tenha optado por não incluir esta alteração na presente proposta, para não a desfocar do objetivo de implementação da Decisão 18/2020 da ACER, pretende-se discutir este tema em futuras alterações do MPGGS, reconhecendo a sua pertinência.

REQUISITOS TÉCNICOS E OPERACIONAIS DOS AGENTES DE MERCADO

A alteração estrutural do tipo de produção instalada (tecnologia, dimensão, dispersão territorial, disponibilidade do recurso primário) e o aparecimento de novos recursos flexíveis (instalações de armazenamento, agregação de pequenos consumidores e produtores, consumidores industriais com cargas flexíveis) deve orientar a adaptação dos requisitos exigidos, de forma a garantir os princípios da observabilidade e controlabilidade, mas também o princípio da proporcionalidade face à dimensão da instalação.

O antigo paradigma de mercado onde figuravam, por um lado, os produtores ordinários, com grande dimensão e capacidade técnica e máximos requisitos de operação e, por outro lado, os pequenos produtores com baixos requisitos técnicos, garantia de injeção na rede e ausência de incentivo ou obrigação de programação e responsabilização pelos desvios, está rapidamente a desaparecer. Emergem produtores (e outro tipo de recursos, como o armazenamento ou a agregação) de vários níveis intermédios de dimensão, com diferente capacidade técnica, mas com incentivos económicos a maximizar a receita de operação através da participação em diferentes mercados e serviços.

13 CONCLUSÃO

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

Após proposta inicial dos ORT enviada aos NRA até 11 de fevereiro de 2019 e na sequência de um pedido de alteração daquela proposta aos ORT cuja resposta foi recebida a 14 de novembro de 2019, os NRA não chegaram a acordo sobre a nova proposta dos ORT pelo que, como consequência da entrada em vigor do Regulamento (UE) 2019/942, de 5 de junho, e de acordo com o n.º 2 do artigo 6º do Regulamento EB, a ACER emitiu a Decisão 18/2020 a 15 de julho, sobre a metodologia de harmonização de liquidação de desvios (*ISH - Imbalance Settlement Harmonization*) na sequência de um processo que envolveu os ORT e os NRA e uma consulta pública entre 9 e 29 de março de 2020.

A referida Decisão 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.

Em termos do cálculo do preço de desvio, a proposta de MPGGS apresenta como solução mais adequada a metodologia do preço médio ponderado das energias de regulação ativadas. A ERSE considera igualmente adequada a proposta da REN de aplicação de preços duais de desvio.

As datas limite de implementação pelos ORT da posição única de desvio e do cálculo do preço de desvio são, de acordo com a Decisão da ACER, respetivamente 15 de janeiro de 2022 e 15 de julho de 2022.

A presente Consulta Pública apresenta as alterações ao MPGGS que decorrem da Decisão 18/2020 da ACER.

A proposta de alteração do MPGGS engloba uma metodologia de verificação do cumprimento da prestação dos serviços de sistema. Esta metodologia está ligada ao conceito de Área de ofertas.

Adicionalmente, 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 propõe que a liquidação no âmbito da GGS passe a ter uma periodicidade semanal.

Dentro das opções que a harmonização da liquidação de desvios permite, esta proposta de MPGGS teve em conta um alinhamento com a decisão recentemente tomada em Espanha pela CNMC.

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
www.erse.pt

