

ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

Diretiva n.º 5/2025

Sumário: Aprovação de regras transitórias relativas à adoção do período de negociação de 15 minutos no mercado intradiário.

Aprovação de regras transitórias relativas à adoção do período de negociação de 15 minutos no mercado intradiário

O Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico (MPGGS), aprovado pela Diretiva n.º 19/2023, de 26 de dezembro, estabelece as regras dos mercados de serviços de sistema. Estes mercados têm uma relação estreita com o mercado diário e intradiário, pelo que importa assegurar a sua harmonização e compatibilização.

Em janeiro de 2025, através da Consulta Pública n.º 127, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) promoveu a revisão do MPGGS para, entre outros objetivos, acomodar as alterações necessárias à alteração da unidade de tempo do mercado (*Market Time Unit*) diário e intradiário para 15 minutos (MTU15). O início da MTU15 nos mercados intradiários está previsto, conforme comunicado pelo Operador Nomeado do Mercado de Eletricidade do Mercado Ibérico de Eletricidade, para o dia 18 de março de 2025.

Tendo em conta esta calendarização, importa assegurar a aprovação das alterações do MPGGS estritamente necessárias à sua compatibilização com a alteração da MTU no mercado intradiário, em tempo útil face à referida data de operacionalização. Este prazo não é compatível com a conclusão do processo de revisão do MPGGS, cujo prazo de comentários terminou apenas em 13 de fevereiro.

A presente diretiva promove as alterações ao MPGGS mencionadas, incorporando as propostas colocadas em consulta pública pela ERSE, bem como os comentários recebidos sobre essas matérias específicas. Em concreto, estão em causa os Procedimentos n.º 6 (Programação de exploração e resolução de desvios), n.º 8 (Resolução de restrições técnicas internas), n.º 11 (Regulação secundária), n.º 14 (Reservas de Reposição) e n.º 22 (Procedimentos de Liquidação) do MPGGS. As alterações ora aprovadas devem ser lidas em conjunto com o MPGGS na redação em vigor, durante um período transitório de aplicação até à aprovação e entrada em vigor do MPGGS que resultará da Consulta Pública n.º 127.

Durante a consulta, a ERSE recebeu comentários sobre os temas em apreço nesta diretiva, nomeadamente pelos interessados: APREN, EDP, ELECPOR, Endesa, Energy Traders Europe, GALP, Iberdrola, Movhera, NGEN e REN. Os contributos foram no sentido que se apresenta em seguida.

Os comentários referiram diversas melhorias de redação e harmonização do articulado, que foram consideradas.

A APREN, a Movhera e a ELECPOR comentaram que a obrigação de comunicação das potências máximas dos centros eletroprodutores hídricos, que podem ser mantidas durante 4 e 12 horas, se deve aplicar apenas às centrais hidroelétricas de albufeira, pois as restantes têm o seu recurso muito condicionado, o que torna a informação pouco fiável.

A REN – Rede Eléctrica Nacional (REN), na qualidade de gestor global do Sistema Eléctrico Nacional (GGG), referiu que a correção pelo GGS das ofertas para a resolução de restrições técnicas para os limites de viabilidade das Unidades de Programação já contempla cenários de preço marginal negativo, não sendo necessário explicitar essa questão.

Quanto à resolução de restrições após o Programa Diário Base de Funcionamento (PDBF), a EDP defende a clarificação da respetiva secção e estabelecimento de um prazo para a concretização das ofertas específicas para este fim. Este Agente de Mercado (AM) remete para o exemplo de Espanha, como uma referência neste mercado. A associação *Energy Traders Europe* coincide com esta proposta de alinhamento com as regras vigentes em Espanha. Outro AM refere a necessidade de separar as ofertas para balanço/equilíbrio das ofertas de resolução de restrições.

A Endesa, sobre o mesmo mecanismo, sugere a clarificação da remuneração das centrais termoelétricas mobilizadas pelo GGS, em particular quando se aplique a uma oferta simples.

A GALP não considera adequado atribuir ao GGS a responsabilidade pela verificação da exequibilidade do programa dos AM, devendo ser destes a responsabilidade de ajustar o programa nos mercados intradiários subsequentes.

No mercado de resolução de restrições após o Programa Diário Viável Definitivo (PDVD), a REN propôs a clarificação de que, caso o GGS solicite uma antecipação ou prolongamento de funcionamento de uma central termoelétrica, o termo fixo a aplicar ao primeiro arranque solicitado neste mercado de restrições deve corresponder ao segundo termo fixo da oferta, porque dá a possibilidade ao AM de atualizar a oferta, após a solicitação de antecipação ou prolongamento. A REN propôs ainda uma clarificação da valorização aplicável às antecipações e prolongamentos da programação das centrais termoelétricas.

Também sobre a resolução de restrições após o PDVD, a EDP alerta que pode não ser possível ao AM habilitado a participar nos serviços de balanço e outros serviços de sistema (BSP) programar as energias correspondentes ao arranque da central termoelétrica, tendo em consideração o limite horário de receção de ofertas (*Gate Closure Time*) do Mercado Intradiário Contínuo e/ou pela falta de liquidez do mercado. Acrescenta que, em caso de prolongamento posterior do funcionamento da Unidade Física, as energias teriam tratamentos distintos no que respeita à venda de energia para a rampa de saída e energia de prolongamento. Solicita ainda a clarificação de que, sempre que os grupos termoelétricos passem por períodos com energia em zero, num ou mais períodos de mercado, deve ser pago um novo custo de arranque.

A ERSE reconhece a pertinência da referência ao risco de preço em que o BSP pode incorrer, ao ter de programar o arranque da sua Unidade Física no mercado intradiário contínuo com um pré-aviso curto. Visando mitigar esse efeito, a ERSE irá promover, em conjunto com o GGS, uma solução mais estrutural para reduzir o risco de preço das rampas de subida e de descida associado aos arranques de grupos de centrais termoelétricas por restrição. Foi ainda alargado de três para quatro horas o período de pré-aviso mínimo para que o BSP seja responsável pela programação do arranque.

A verificação da exequibilidade dos programas pelo GGS, referida nos comentários, refere-se em particular às Unidades Físicas com sistemas de armazenamento, as quais fazem ofertas para resolução de restrições técnicas em períodos consecutivos, mas que podem não ser exequíveis cumulativamente. A ERSE considera que esta verificação pelo GGS é relevante para evitar mobilizações inviáveis que os AM têm de corrigir em mecanismos de mercado posteriores.

Sobre a resolução de restrições técnicas após o PDVD, a Endesa sugere a clarificação da remuneração das centrais termoelétricas cujo funcionamento tenha sido prolongado pelo GGS, abrangendo o horizonte de programação (dia) seguinte. Sugere ainda a clarificação da remuneração no caso de dois arranques consecutivos em resolução de restrições, entre os quais o agente tenha reprogramado em mercado intradiário os períodos de paragem, de tal forma que a Unidade Física resulte programada com energia sempre acima de zero entre esses dois arranques.

A NGEN solicita a publicação do Relatório sobre a utilização de ações de redespacho a enviar pelo GGS à ERSE, nos termos do artigo 13.º do Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019.

O processo de resolução de restrições técnicas não foi alvo de uma reformulação especial na proposta apresentada pela ERSE na consulta pública. Por essa razão, a ERSE considera que uma revisão profunda destes mecanismos carece de uma discussão mais sistemática e aprofundada, algo que só poderá ser feito após uma recolha de dados concretos sobre o seu funcionamento. Acresce que os mercados de balanço/equilíbrio e os mercados diário e intradiário estão em plena mudança, pelo que se antecipa um período de adaptação dos AM a estes novos processos.

A REN solicitou à ERSE que o início do funcionamento do mercado de resolução de restrições técnicas após o PDVD viesse a ter lugar em data anterior ao início da negociação em períodos de 15 minutos no mercado intradiário, com vista a distribuir no tempo as alterações aos mecanismos e plataformas do

GGs e dos BSP, reduzindo os riscos operacionais inerentes a uma excessiva concentração de mudanças relevantes num único momento. A REN informou a ERSE de que procedeu à notificação dos BSP participantes neste mercado sobre a possibilidade de antecipar esta alteração, mediante aprovação da ERSE, não tendo recebido objeções. Nesta medida, a ERSE concorda que as medidas de mitigação dos riscos das alterações de plataformas e de regras de mercado devem ser promovidas, tendo aprovado a proposta da REN.

A REN propôs ainda que, a partir da data em que o mercado intradiário adote a unidade de tempo de 15 minutos, também o processo de contratação de banda de regulação secundária (BRS) se efetue em períodos de contratação de 15 minutos, com ofertas independentes. A ERSE considera justificável esta proposta, na medida em que as ofertas de BRS são feitas já depois de decorrida a primeira sessão do mercado intradiário, a qual pode introduzir alterações com detalhe de 15 minutos no programa de base horária encontrado no mercado diário. Estas alterações impactam a disponibilidade de BRS das Unidades Físicas. Assim, introduziu-se a alteração proposta.

Face à ponderação dos contributos, a ERSE modificou a sua proposta inicial nos termos descritos.

Assim, ao abrigo das disposições conjugadas da alínea a) do n.º 1 do artigo 206.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação atual, do n.º 3 do artigo 9.º, 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 redação atual, o Conselho de Administração da ERSE aprovou, o seguinte:

Artigo 1.º

Objeto

A presente Diretiva estabelece as alterações transitórias ao Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico (MPGGS) aprovado pela Diretiva n.º 19/2023, de 26 de dezembro, tendo em vista a adaptação dos mercados de serviços de sistema à alteração da unidade de tempo do mercado intradiário para 15 minutos.

Artigo 2.º

Detalhe da programação

O programa horário final (PHF) e o programa horário final após o mercado intradiário contínuo (PHFC) devem considerar-se como programas com detalhe quarto-horário.

Artigo 3.º

Resolução de restrições técnicas no PDBF

1 – Até à hora estabelecida em Aviso do GGS, os BSP devem submeter ao GGS ofertas para resolução de restrições técnicas após publicação do PDVD, não sendo utilizadas as ofertas apresentadas pelos Agentes de Mercado no mercado diário.

2 – Caso o Agente de Mercado incumpra a obrigação prevista no número anterior, as respetivas Unidades de Programação podem, ainda assim, ser mobilizadas pelo GGS para resolução de restrições técnicas no PDBF, sendo essas mobilizações valorizadas tendo em conta os pares potência-preço incluídos pelo GGS, no processo de resolução de restrições técnicas, nos termos do presente artigo.

3 – As ofertas para resolução de restrições técnicas são feitas em valor de potência média por período de programação (MW).

4 – Na eventualidade de o Agente de Mercado comunicar potências a baixar superiores, em valor absoluto, ao valor exequível determinado pelo GGS, este deve retirar a totalidade, ou parte, dos pares potência-preço com preço inferior, até que a potência total disponível para baixar declarada não exceda a potência exequível a baixar.

5 – Na eventualidade de o Agente de Mercado comunicar potências a baixar inferiores, em valor absoluto, ao valor exequível determinado pelo GGS, este deve aceitar a oferta para resolução de restrições técnicas no PDBF, notificando o Agente de Mercado para o facto de não ter oferecido toda a potência disponível para baixar.

6 – Na eventualidade de o Agente de Mercado comunicar potências a subir superiores ao valor exequível determinado pelo GGS, este deve retirar a totalidade, ou parte, dos pares potência-preço com preço superior até que a potência total não exceda a potência exequível a subir, corrigida de eventuais indisponibilidades.

7 – Na eventualidade de o Agente de Mercado comunicar potências a subir inferiores ao valor exequível determinado pelo GGS, este aceita a oferta para resolução de restrições técnicas no PDBF, notificando o Agente de Mercado para o facto de não ter oferecido toda a potência disponível para subir.

8 – Na curva de ofertas de resolução de restrições técnicas no PDBF, o GGS deve incluir pares de potência-preço para subir ou baixar até perfazer a quantidade de potência disponível, para subir e/ou para baixar, não declarada pelas Unidades de Programação obrigadas a participar no processo de resolução de restrições técnicas, devidamente identificados com etiqueta própria.

9 – Para efeitos do número anterior, o preço a ser considerado nos pares potência-preço para subir/baixar deve cumprir as seguintes regras:

a) No caso de pares de potência-preço associados ao incremento de potência média programada em Unidades de Programação de venda, que tenham incumprido a obrigação da apresentação de ofertas para resolução de restrições técnicas no PDBF, a valorização da energia mobilizada considera 85 % do preço marginal do mercado diário se este for positivo ou 115 % do preço marginal do mercado diário se este for negativo;

b) No caso de pares de potência-preço associados ao incremento de potência média programada em Unidades de Programação de compra, o preço a ser considerado na criação dos pares de potência/preço será de 115 % do preço marginal do mercado diário se este for positivo ou 85 % do preço marginal do mercado diário se este for negativo;

c) No caso de pares de potência-preço relativos à redução de potência média programada em Unidades de Programação que tenham incumprido a obrigação da apresentação de ofertas para resolução de restrições técnicas no PDBF, o preço a ser considerado na criação dos pares potência-preço é o preço marginal do mercado diário.

10 – O custo de programar a produção de um grupo termoelétrico para resolução de restrições técnicas no PDBF, no caso de estar associado o acoplamento do referido grupo, resulta do produto entre energia total programada e o preço da produção oferecida (termo variável da oferta para arranque de grupos termoelétricos), adicionado do custo de arranque (termo fixo da oferta para arranque de grupos termoelétricos).

11 – Após a seleção da solução para a resolução de restrições técnicas no PDBF, entre o conjunto de soluções tecnicamente válidas, correspondendo àquela que representa um menor encargo global para o sistema e atendendo à comunicação de limitações de Unidades Físicas ligadas à RND, efetuada previamente pelo ORD, o GGS deve atribuir as modificações da produção correspondentes à solução adotada, indicando, para cada Unidade Física e para cada Unidade de Programação a refletir, quando aplicável, na Área de Ofertas, a etiqueta correspondente:

a) UDO (Unidade de Despacho Obrigatório):

i) Unidade de Programação de Produção em que, por razões de segurança, uma ou várias das Unidades Físicas que a integram devem manter um certo valor mínimo de produção/injeção na rede, podendo requerer a entrada em serviço ou o aumento de produção/injeção na rede das mesmas;

ii) Unidade de Programação de Cliente, Consumo em Bombagem ou em instalação de armazenamento, correspondente a um consumo cujo programa, por razões de segurança do sistema, não pode superar um determinado valor, podendo requerer uma redução do programa de aquisição previsto no PDBF;

iii) Unidade Física associada a uma instalação de produção ou instalação de armazenamento, que deve manter um certo valor mínimo de produção/injeção na rede, podendo requerer a sua entrada em serviço ou aumento de produção/injeção na rede;

iv) Unidade Física associada a uma instalação de consumo ou instalação de armazenamento cujo programa de aquisição, por razões de segurança do sistema, não pode ser superior a um determinado valor, podendo requerer uma redução do programa de aquisição previsto no PDBF.

b) UDL (Unidade de Despacho Limitado):

i) Unidade de Programação em que, por razões de segurança, as Unidades Físicas que a integram não podem admitir produções/injeções na rede superiores a um máximo estabelecido, podendo requerer a redução da sua produção/injeção na rede;

ii) Unidade de Programação correspondente a um consumo, incluindo em instalação de armazenamento, cujo programa, por razões de segurança do sistema, não pode ser inferior a um determinado valor, podendo requerer um aumento do programa de aquisição previsto no PDBF;

iii) Unidade Física associada a uma instalação de produção ou instalação de armazenamento que, por razões de segurança, está limitada a um certo valor máximo de produção/injeção na rede, podendo requerer a redução de produção/injeção na rede;

iv) Unidade Física associada a uma instalação de consumo ou instalação de armazenamento cujo programa de aquisição, por razões de segurança do sistema, não pode ser inferior a um determinado valor, podendo se requerer um aumento do programa de aquisição previsto no PDBF.

12 – A atribuição das etiquetas UDO ou UDL restringe posteriores redespachos que possam afetar as correspondentes Unidades de Programação, isto é, apenas permitem redespachos que respeitem os limites de potência máxima a baixar e a subir por eles estabelecidos.

13 – O custo de programar a produção de um grupo termoelétrico para a compensação de mobilizações de potência média a baixar pela resolução de restrições técnicas no PDBF, no caso de estar associado o acoplamento do referido grupo, resulta do produto entre a energia total programada e o preço da produção oferecida (termo variável da oferta para arranque de grupos termoelétricos, adicionado do custo de arranque correspondente ao termo fixo da oferta para arranque de grupos termoelétricos).

Artigo 4.º

Resolução de restrições técnicas após publicação do PDVD

1 – Os BSP que detenham Unidades Físicas que estejam associadas a grupos termoelétricos, independentemente de estarem contratados no mercado organizado ou através de contratação bilateral, estão obrigados à apresentação de ofertas para resolução de restrições técnicas, sob pena de apenas ser valorizada a energia mobilizada para resolução de restrições técnicas ao preço médio diário de encontro do mercado diário.

2 – O BSP deve comunicar, para cada Unidade Física que esteja associada a um grupo termoelétrico, a seguinte informação:

a) Termo Fixo do primeiro arranque (€), para o primeiro arranque realizado num determinado dia;

b) Termo Fixo de arranques subsequentes (€), para arranques subsequentes no mesmo horizonte de programação ou para o primeiro arranque, caso o GGS tenha solicitado uma antecipação ou prolongamento;

c) Termo Variável do primeiro arranque (€/MWh), para o primeiro arranque realizado num determinado dia;

d) Termo Variável dos arranques subsequentes (€/MWh), para os arranques subsequentes, no mesmo horizonte de programação, ou para o primeiro arranque, caso o GGS tenha solicitado uma antecipação ou prolongamento;

e) Tempo (minutos) necessário, desde o paralelo, até atingir o mínimo técnico, para o primeiro arranque realizado num determinado dia, e tempo análogo necessário para arranques subsequentes no mesmo horizonte de programação;

f) Tempo (minutos) mínimo para fazer paralelo para o primeiro arranque realizado num determinado dia e tempo análogo necessário para arranques subsequentes no mesmo horizonte de programação.

3 – A última comunicação aceite pelo GGS torna-se firme no momento do encerramento do período de receção das mesmas, sendo da responsabilidade do BSP as consequências resultantes da informação contida na comunicação.

4 – As ofertas que não tenham sido mobilizadas pelo GGS podem ser atualizadas nos parâmetros previstos no n.º 2 – - até ao momento definido em Aviso do GGS.

5 – No âmbito do processo descrito no número anterior, serão possíveis reduções dos tempos necessários para atingir o mínimo técnico e para fazer o paralelo em qualquer instante, enquanto que, para incremento desses tempos, a sua comunicação pelo BSP deve respeitar os momentos definidos em Aviso do GGS, respeitando também que o somatório do tempo para o mínimo técnico e para fazer o paralelo não deverá ser superior a 8 horas.

6 – O BSP deve manter atualizada, junto do GGS, a informação sobre os parâmetros dinâmicos dos grupos das Unidades Físicas por si representadas, nomeadamente as potências médias quarto-horárias, para subida de carga e saída de paralelo, e a potência máxima prevista.

7 – Caso o arranque, ou a antecipação de arranque, seja solicitado pelo GGS com mais de quatro horas face ao início do paralelo, o GGS estabelece um programa de produção para os períodos de programação que tenham um valor superior ou igual ao mínimo técnico do respetivo grupo, sendo responsabilidade do BSP titular da Unidade de Programação correspondente a esse grupo participar nos mercados intradiários para estabelecer o programa de produção, desde o estabelecimento do paralelo com a rede até ao programa de produção estabelecido pelo GGS.

8 – Caso o arranque, ou a antecipação de arranque, seja solicitado pelo GGS com menos de quatro horas face ao início do paralelo, o GGS deve estabelecer um programa de produção desde o estabelecimento do paralelo.

9 – Para um período de programação em que a potência média programada seja superior ao mínimo técnico e uma vez instruída uma antecipação, ou prolongamento ou um arranque de um grupo termoelétrico, para a resolução de restrições técnicas, o GGS atribui, para cada Unidade de Programação e Unidade Física, a etiqueta correspondente a UDO (Unidade de Despacho Obrigatório) e a UDL (Unidade de Despacho Limitado), indicando que, por razões relacionadas com a segurança do abastecimento do SEN, não podem existir contratações, nos mercados intradiários subsequentes, superiores ao previamente contratado, devendo, no entanto, o BSP continuar a oferecer toda a reserva exequível no mercado de serviços de sistema.

10 – O GGS pode efetuar prolongamentos do paralelo dos grupos termoelétricos que já tenham sido programados nos mercados diário, intradiários ou intradiário contínuo para esse dia, bem como dos grupos termoelétricos que já tenham sido solicitados no âmbito das restrições técnicas após o PDVD, quando estes se prolonguem para além do dia seguinte.

11 – O prolongamento do programa referido no número anterior deve ser valorizado pelo termo variável da primeira oferta para Resolução de Restrições Técnicas após publicação do PDVD do dia respetivo.

12 – O GGS pode efetuar antecipações do paralelo dos grupos termoelétricos que já tenham sido programados nos mercados diário, intradiários ou contínuo para esse dia.

13 – A energia mobilizada para antecipação do grupo termoelétrico é valorizada ao termo variável da primeira oferta apresentada para a resolução de restrições técnicas após publicação do PDVD.

14 – Se a antecedência da alteração do programa referida no n.º 10 – não for verificada, o prolongamento do programa de arranque pode ser concretizado com recurso a mobilização da Unidade Física no mercado de Resolução de Restrições Técnicas após publicação do PHF.

15 – O custo associado à programação de um grupo termoelétrico para a solução das restrições técnicas resulta, cumulativamente, de:

a) Termo fixo, repartido pelos períodos de programação, incluindo o horizonte de programação que se prolongue para o dia seguinte, quando aplicável, e no caso de estar associado o acoplamento bem-sucedido, sem prejuízo do número seguinte;

b) Termo variável da oferta aplicado à energia programada.

16 – Se o Agente de Mercado titular da Unidade de Programação correspondente ao grupo termoelétrico ativado para a solução das restrições técnicas tiver estabelecido, através da participação nos mercados intradiários, um programa de produção que seja superior a zero para os períodos de programação compreendidos entre dois arranques do mesmo grupo termoelétrico para resolução de restrições técnicas, não deve haver lugar ao pagamento do termo fixo relativo ao segundo arranque.

17 – O GGS pode cancelar o arranque de um grupo termoelétrico que anteriormente tenha solicitado no presente processo resolução de restrições técnicas, sendo que, caso o cancelamento ocorra depois do início dos procedimentos de arranque, o custo de arranque aplicável até ao instante do cancelamento é repartido, para efeitos dos encargos de regulação, pelos períodos de programação previstos para o horizonte de arranque inicialmente solicitado.

Artigo 5.º

Resolução de restrições técnicas após publicação do PHF

1 – Uma vez selecionada entre o conjunto de soluções tecnicamente válidas aquela que representa um menor encargo global e atendendo à comunicação de limitações de Unidades Físicas ligadas à RND, efetuada previamente pelo ORD, o GGS atribui as modificações da produção correspondentes à solução adotada, indicando, para cada Unidade Física e para Área de Ofertas, a etiqueta correspondente:

a) UDO (Unidade de Despacho Obrigatório):

i) Área de Ofertas em que, por razões de segurança, uma ou várias das Unidades Físicas que a integram devem manter uma certa produção/injeção na rede mínima, podendo requerer a entrada em serviço ou o aumento de produção/injeção na rede pelas mesmas;

ii) Área de Oferta correspondente a um consumo/injeção em instalação de armazenamento cujo programa, por razões de segurança do sistema, não pode superar um determinado valor, podendo requerer uma redução do programa de aquisição previsto no PHF;

iii) Unidade Física associada a uma instalação de produção ou instalação de armazenamento, que deve manter uma certa produção/injeção na rede mínima, podendo requerer a sua entrada em serviço ou aumento de produção/injeção na rede;

iv) Unidade Física associada a uma instalação de consumo ou instalação de armazenamento, cujo programa de aquisição, por razões de segurança do sistema, não pode superar um determinado valor, podendo requerer uma redução do programa de aquisição previsto no PHF.

b) UDL (Unidade de Despacho Limitado):

i) Área de Ofertas em que, por razões de segurança, as Unidades Físicas que a integram não podem admitir produções/injeções na rede superiores a um máximo estabelecido, podendo requerer a redução da sua produção/injeção na rede;

ii) Área de Ofertas correspondente a um consumo/injeção em instalação de armazenamento cujo programa, por razões de segurança do sistema, não pode ser inferior a um determinado valor, podendo requerer um aumento do programa de aquisição previsto no PHF;

iii) Unidade Física associada a uma instalação de produção ou instalação de armazenamento que, por razões de segurança, está limitada a uma certa produção/injeção na rede máxima, podendo requerer a redução de produção/injeção na rede;

iv) Unidade Física associada a uma instalação de consumo ou instalação de armazenamento, cujo programa, por razões de segurança do sistema, não pode ser inferior a um determinado valor, podendo requerer um aumento do programa de aquisição previsto no PHF.

2 – A resolução de restrições técnicas após publicação do PHF é realizada através da mobilização para subir ou para baixar de Áreas de Ofertas e/ou mediante a utilização de ofertas de mFRR, sem prejuízo do número seguinte.

3 – A mobilização para resolução de restrições técnicas é valorizada ao preço mais favorável ao prestador do serviço, entre a oferta mobilizada e o preço marginal de mFRR, no processo de ativação programada ou ativação direta, em cada sentido de regulação.

4 – Na eventualidade de ocorrer um incumprimento durante o horizonte de programação do arranque em que se valorize o termo fixo do grupo termoeletrico, seja para resolução de restrições técnicas após a publicação do PDVD ou após a publicação do PDBF, conforme o caso, aplica-se a penalização definida no Procedimento n.º 8 do MPGGS.

Artigo 6.º

Criação do programa horário final (PHF) após as sessões intradiárias

Caso não seja possível a submissão atempada, quer por atraso ou outro condicionante operativo, da capacidade de interligação à plataforma europeia que é responsável pela gestão do mercado intradiário contínuo após a realização de cada sessão, o GGS pode suspender a possibilidade de efetuar transações internacionais no mercado intradiário contínuo, desenvolvendo os seus melhores esforços para abreviar o tempo em que essa suspensão vigora.

Artigo 7.º

Liquidação das ofertas ativadas para resolução de restrições

1 – As quantidades de energia objeto de liquidação são calculadas por período de liquidação, de 15 minutos, garantindo sempre a dimensão do período de programação ou MTU de cada um dos produtos, com arredondamento ao Wh mais próximo, e valorizadas com a mesma granularidade, quando aplicável.

2 – O valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento relativos à alteração da programação de Unidades Físicas afetas a cada Agente de Mercado responsável pela liquidação dos desvios (BRP), por período de liquidação t, no mecanismo de resolução de restrições técnicas no PDBF, inclui a parcela de valorização das alterações da programação no PDBF, refletidas no PDVD, e a parcela de valorização do incumprimento da instrução de arranque associada à alteração da programação do BRP.

Artigo 8.º

Reservas de Reposição

A condição de apresentação de ofertas de Reservas de Reposição do tipo oferta ligada no tempo, sendo os quatro períodos de entrega exatamente iguais, quer em termos de preço, quer de quantidade em cada hora, aplica-se enquanto o período de programação do mercado intradiário for horário.

Artigo 9.º

Período de contratação do mercado de Banda de Regulação Secundária

A partir da data de início da negociação em períodos de 15 minutos, seja no mercado diário ou no mercado intradiário, conforme o que acontecer primeiro, o mercado de Banda de Regulação Secundária adota também o período de contratação de 15 minutos, com ofertas independentes para cada período de contratação.

Artigo 10.º

Entrada em vigor e produção de efeitos

1 – A presente Diretiva entra em vigor no dia seguinte ao da sua publicação no *Diário da República*.

2 – As alterações relativas à resolução de restrições técnicas após publicação do PDVD produzem efeitos no dia 5 de março de 2025 e o GGS pode definir a data de início do funcionamento da respetiva plataforma entre a data referida e o início da negociação em períodos de 15 minutos no mercado intradiário, sem prejuízo da notificação prévia dos Agentes de Mercado participantes pelo GGS.

3 – As restantes alterações produzem efeitos na data de aprovação, ficando condicionadas ao início da negociação em períodos de 15 minutos no mercado intradiário.

18 de março de 2025. – O Conselho de Administração: Pedro Verdelho, presidente – Ricardo Loureiro, vogal – Isabel Apolinário, vogal.

318839016