

ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

Diretiva n.º 9/2020

Sumário: Aprova a alteração do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico no âmbito da participação do operador da rede de transporte nas plataformas transeuropeias TERRE e IGCC.

Alteração do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico no âmbito da participação do operador da rede de transporte nas plataformas transeuropeias TERRE e IGCC

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, 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 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. Este Regulamento prevê a concretização de várias plataformas eletrónicas europeias que permitirão aos operadores das redes de transporte de eletricidade (ORT) trocarem entre si energia de regulação, minimizando os custos globais da mobilização desses serviços de sistema.

Uma dessas plataformas europeias corresponde ao projeto “*Trans-European Replacement Reserves Exchange*” (TERRE), a qual trata da troca de energia de regulação a partir de Reservas de Reposição (“*Replacement Reserve*”) e iniciou já o seu funcionamento no passado dia 6 de janeiro. Outra dessas plataformas diz respeito ao Processo de Coordenação de Desvios (“*Imbalance Netting*”), a cargo do projeto “*International Grid Control Cooperation*” (IGCC) e também já entrou em funcionamento.

A utilização destas plataformas eletrónicas está estabelecida no Regulamento (UE) 2017/2195, aplicando-se em ambas um modelo de relacionamento ORT-ORT, definido no n.º 2 do artigo 19.º e no n.º 2 do artigo 22.º, respetivamente para o TERRE e para o IGCC. O referido Regulamento europeu prevê também nos n.ºs 4, 5 e 6 do artigo 18.º, a aprovação dos “Termos e Condições Nacionais” (NTC) aplicáveis aos agentes de mercado habilitados a participarem nos serviços de regulação (*Balancing Service Provider* — BSP) e aos agentes de mercado responsáveis pela liquidação dos desvios (*Balance Responsible Party* — BRP). Estes NTC irão definir a relação ORT-BSP, nomeadamente no que diz respeito às regras de participação dos agentes de mercado e às compensações financeiras, e as aplicáveis às plataformas associadas aos projetos TERRE e IGCC e obrigam a alterações do MPGGS. Mais concretamente, estas alterações correspondem à alteração dos Procedimentos n.ºs 12, 13, 19 e 21 e à introdução de um novo Procedimento (o n.º 13-A) do MPGGS, relativo a Reservas de Reposição, que correspondem a um novo conceito.

De acordo com o estabelecido no n.º 5 do artigo 6.º do Regulamento da Operação das Redes (ROR), aprovado pelo Regulamento n.º 557/2014, de 19 de dezembro e alterado pelo Regulamento n.º 621/2017, de 18 de dezembro, a ERSE, por sua iniciativa, ou mediante proposta do operador da rede de transporte, pode proceder à alteração do MPGGS, ouvindo previamente as entidades a quem o manual se aplica.

Após análise de proposta enviada pelo operador da rede de transporte, a REN — Rede Eléctrica Nacional (REN), a ERSE, tendo em vista atingir o objetivo supramencionado, procedeu a alterações nos Procedimentos n.ºs 12, 13, 19 e 21 bem como à introdução do Procedimento 13-A, relativo a Reservas de Reposição.

Não obstante apenas os Procedimentos n.ºs 12 e 13-A terem sido expressamente submetidos a consulta a interessados, nos termos do n.º 3 do Artigo 9.º dos Estatutos da ERSE, tendo sido

consultadas as entidades diretamente abrangidas pela matéria em apreço os comentários recebidos implicam que a ERSE altere, igualmente, os Procedimentos n.ºs 13, 19 e 21.

A entrada em vigor da Diretiva n.º 2-A/2020, a 14 de fevereiro, veio a estabelecer o regime definitivo de gestão de riscos e garantias do SEN, havendo também a necessidade de revogar alguns pontos do Procedimento n.º 22 relativo a Pagamentos, recebimentos e garantias após a operacionalização do Gestor Integrado de Garantias previsto na Diretiva n.º 2-A/2020, de 14 de fevereiro, visando a operacionalização da cobertura de responsabilidades no âmbito da celebração e operacionalização de contrato de adesão ao mercado de serviços de sistema, sem prejuízo da aplicação transitória no disposto na Diretiva n.º 11/2018, de 16 de julho, e o estabelecido no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema, que não contrarie a referida Diretiva.

Nestes termos,

Ao abrigo do disposto no artigo 31.º, n.º 2, alínea e) dos Estatutos da ERSE, anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, na redação vigente, do artigo 6.º do Regulamento de Operação das Redes do setor elétrico, aprovado pelo Regulamento n.º 557/2014 de 19 de dezembro, na redação dada pelo Regulamento n.º 621/2017 de 18 de dezembro e do artigo 38.º do Regulamento das Relações Comerciais do setor elétrico, aprovado pelo Regulamento n.º 561/2014 de 22 de dezembro, na redação dada pelo Regulamento n.º 632/2017 de 21 de dezembro, o Conselho de Administração da ERSE delibera o seguinte:

1 — Aprovar o Anexo I com as alterações de redação dos Procedimentos n.ºs 12, 13, 19 e 21 do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico (MPGGS).

2 — Aprovar o aditamento ao MPGGS do Procedimento n.º 13-A, com a redação que consta no Anexo II.

3 — Aprovar o Aviso n.º 1 da REN- Rede Elétrica Nacional, com a redação que consta no Anexo III, a publicitar pela REN na sua página na Internet.

4 — Revogar os pontos 2.1 a 2.9 do Procedimento n.º 22 após a entrada em funcionamento do Gestor Integrado de Garantias prevista na Diretiva n.º 2-A/2020, de 14 de fevereiro.

5 — A presente Diretiva entra em vigor no dia seguinte à sua publicação no *Diário da República*, sem prejuízo da sua divulgação prévia na página da ERSE na internet.

12 de maio de 2020. — O Conselho de Administração: *Maria Cristina Portugal — Mariana Oliveira — Pedro Verdelho.*

ANEXO I**Procedimento N.º 12 – Regulação Secundária****1 Âmbito**

Neste Procedimento pretende-se definir o serviço de regulação secundária, determinar quer as necessidades de regulação secundária do SEN, quer a respetiva metodologia de contratação das Unidades Físicas que se encontram habilitadas para a prestação deste serviço e a consequente valorização.

Sem prejuízo das características apresentadas nos pontos seguintes, para efeitos da aplicação do presente Procedimento, os valores dos preços e das energias quarto-horários deverão ser iguais em cada um dos períodos de integração horário t.

2 Definição do Serviço

A correta exploração do SEN, tanto do ponto de vista económico, como de garantia do abastecimento e segurança da operação no curto e médio prazo, exige que um regulador central execute a função de controlo de potência – frequência com o objetivo de manter dentro dos limites do razoável, o desvio da interligação com Espanha em relação ao programado, colaborar na manutenção da frequência conjunta, ou em caso de funcionamento em ilha, controlar o desvio da frequência do sistema em relação à frequência nominal, para que se otimize a utilização dos recursos disponíveis de regulação.

O cumprimento destes objetivos deve ser garantido, dentro das limitações técnicas inerentes aos equipamentos de regulação disponíveis e às circunstâncias concretas da exploração em cada momento, nos níveis que se indicam de seguida:

- a) Perante os desvios resultantes das variações contínuas e aleatórias do consumo, das rampas de subida e descida programadas dos grupos térmicos, de outras variações de produção e das alterações do programa na interligação, que possam existir até que se possa efetuar uma alteração do programa que se encontrava estabelecido para as Unidades Físicas;
- b) Perante desequilíbrios bruscos entre a produção e o consumo originados pela perda de grupos geradores ou por desvios esporádicos do consumo.

Estabelece-se, como princípio, que a participação de cada Unidade Física, na reserva de regulação secundária total estabelecida no SEN, será determinada tendo como base um mercado de banda de regulação secundária, sendo que de acordo com o estabelecido no ROR, as ofertas são obrigatórias para todas as Unidades Físicas dos Agentes de Mercado que se encontrem disponíveis e habilitadas para o fornecimento desse serviço.

Nas situações em que por motivo de segurança, a contratação de banda de regulação secundária, não se possa realizar com critérios económicos, aplicar-se-ão mecanismos de emergência que o presente Manual de Procedimentos estabelece.

Para realizar a função de regulação secundária, a GGS disporá dos meios adequados para coordenar diretamente os reguladores associados das Unidades Físicas, transmitindo os valores de potência que devem fornecer em cada momento.

3 Unidades Físicas Participantes

As Unidades Físicas que poderão participar na prestação deste serviço de sistema serão aquelas cuja a capacidade total de regulação, a subir e a descer, seja superior ou igual a 1 MW e obtenham a correspondente habilitação junto da GGS, que a outorgará a todas as unidades físicas que demonstrem capacidade técnica e operativa para prestar este serviço nas condições requeridas.

A GGS manterá atualizada e pública a lista de Unidades Físicas habilitadas à prestação do serviço de regulação secundária, na sua página pública na Internet.

A GGS poderá retirar a habilitação quando detete uma falha de capacidade técnica para a prestação deste serviço, de acordo com as condições exigidas para a sua habilitação, ou quando a qualidade do serviço prestado não cumpra os requisitos exigidos.

Os Agentes de Mercado, que pretendam obter a habilitação para uma Unidade Física, deverão solicitar à GGS, com pelo menos 5 (cinco) dias úteis de antecedência, a realização de ensaios tendo em vista a referida creditação. Os ensaios visam avaliar a capacidade técnica e operacional, pelo que deverão aquilatar os seguintes aspetos:

- a) (...)
- b) Geração ou Consumo real em regime de carga fixa;
- c) Gradiente de variação em contínuo da geração ou consumo e manutenção desse valor;
- d) Resposta a pedidos de variação aleatória da geração ou consumo, incluindo inversão do sentido do pedido.

A resposta do gerador ao longo dos ensaios será sempre avaliada de acordo com o tipo de grupo em questão, tendo em conta a experiência com grupos com o mesmo tipo de resposta.

Nos períodos de programação em que se realizem ensaios para verificar a capacidade técnica e operativa de uma Unidade Física, o Agente de Mercado não deverá contratar Banda de Regulação Secundária para a Unidade Física em causa. Caso o desvio à programação da Unidade Física contribua para o agravamento do desvio devido à área de balanço onde se encontra inserida, o desvio da área de balanço será justificado na proporção máxima do desvio à programação afeto à Unidade Física em ensaio.

Na eventualidade de ter sido contratada Banda de Regulação Secundária, a instalação será considerada em incumprimento, pelo que será aplicado o disposto no ponto 10.3 do presente Procedimento.

4 Identificação das Necessidades de Reserva de Regulação Secundária

A GGS, atendendo a cada situação particular de exploração, estabelecerá e comunicará a todos os Agentes de Mercado antes da hora estabelecida em Aviso da GGS, a reserva necessária de regulação secundária no sistema para cada período de entrega do dia seguinte, estabelecendo, para além da razão requerida entre as bandas de regulação a subir e a baixar a oferecer. Para tal, seguirá os critérios estabelecidos no ponto 5.2 do Procedimento n.º 6.

5 Mercado de Contratação da Banda de Regulação Secundária

A contribuição de cada Unidade Física, na satisfação das necessidades de Banda de Regulação Secundária do SEN, será determinada, tendo como base, o estabelecimento dum mercado de banda de regulação secundária.

Os Agentes de Mercado que detenham Unidades Físicas disponíveis e habilitadas para prestar o serviço oferecerão, por Unidade Física e para cada um dos períodos de programação do dia seguinte, uma banda de regulação, discriminada por sentido de regulação, em MW, e o respetivo preço unitário da banda, em €/MW.

O valor máximo do preço apresentado nas Ofertas de Banda de Regulação Secundária será 99 999 €/MWh. O valor mínimo do preço apresentado nas Ofertas de Banda de Regulação Secundária será -99 999 €/MWh.

A comunicação das ofertas, para cada período de entrega e por Unidade Física habilitada e disponível para prestar o serviço de regulação secundária, deverá ocorrer em período estabelecido em Aviso da GGS, respeitando por oferta:

- a) (...)
- b) (...)
- c) (...)

A GGS após o encerramento do período para a receção de ofertas contratará a Banda de Regulação Secundária associada às ofertas que, em conjunto, representem um menor encargo para o sistema, tendo por base os seguintes critérios:

- a) (...)
- b) (...)



c) A soma das Bandas de Regulação Secundária contratadas, deverá estar compreendida num intervalo de $\pm 5\%$ em torno da banda de regulação requerida.

A contratação realizada pela GGS será considerada firme, adquirindo o Agente de Mercado responsável pela Unidade Física contratada, a obrigação de cumprir com a banda de regulação atribuída à Unidade Física.

Se a repartição por Unidade Física do PHF não permitir fornecer a banda de regulação secundária atribuída, o Agente de Mercado poderá recorrer a um dos mercados intradiários subsequentes, para estabelecer um PHF cuja repartição por Unidade Física permita cumprir com a banda de regulação atribuída.

No caso de não ter conseguido alterar a programação, participando num dos intradiários subsequentes, a GGS modificará o PHO, Programa Horário Operativo, por área de balanço de forma a possibilitar o cumprimento da Banda de Regulação Secundária Contratada, identificando que a referida mobilização de Reserva de Regulação, se verifica para estabelecer a base necessária ao cumprimento da banda de regulação atribuída. A energia resultante da mobilização de Reserva de Regulação será tida em conta na determinação do desvio afeto à área de balanço, onde se encontra inserida a unidade física contratada.

A GGS, em situações excecionais, informando os Agentes de Mercado, pode:

a) (...)

b) (...)

O algoritmo de contratação da Banda de Regulação secundária requerida pela GGS encontra-se detalhado no ponto seguinte.

6 Algoritmo de Contratação da Banda de Regulação Secundária Requerida Pela GGS

6.1 Dados de Entrada do Processo de Contratação

O algoritmo de contratação tem os seguintes dados de entrada:

a) As necessidades de banda de regulação secundária para o funcionamento do SEN, calculadas e comunicadas aos Agentes de Mercado pela GGS.

A informação comunicada é composta, para cada período de programação h, pelos seguintes dados:

i. (...)

ii. (...)

iii. (...)

b) (...)

6.2 Contratação da Banda de Regulação Secundária

a) (...)

b) O processo de contratação segue os seguintes passos de forma sequencial:

i. (...)

ii. (...)

iii. (...)

iv. (...)

v. Para cada período de programação realizar-se-á a contratação horária das necessidades de reserva de regulação secundária estabelecidas pela GGS, segundo a lista ordenada por preço unitário da banda de regulação secundária (PUBRSKh,n) das ofertas consideradas válidas aceites

vi. Em cada contratação numa oferta, deve-se garantir com uma tolerância de 5% o rácio RSBh, estabelecido pela GGS, truncando-se os valores da oferta de banda de regulação secundária (BRSSUBKh,r e BRSBAIKh,r) em caso contrário, permanecendo o valor truncado pendente de contratação, nas iterações posteriores. Portanto, em cada oferta realizar-se-á:

$$BRSSUBA_{n,h} = \text{Min}(BRSSUBK_{n,h} + \sum BRSSUBK_{m,h}, (BRSBAIK_{n,h} + \sum BRSBAIK_{m,h}) * RSBh) - \sum BRSSUBA_{m,h}$$

$$BRSBAIA_{n,h} = \text{Min}((BRSSUBK_{n,h} + \sum BRSSUBK_{m,h}) / RSBh, BRSBAIK_{n,h} + \sum BRSBAIK_{m,h}) - \sum BRSBAIA_{m,h}$$

onde:

n = Índice da oferta segundo a lista ordenada por PUBRSKh.

m = Índice das ofertas de ordem inferior a n.

BRSSUBA_{n,h} = Banda de regulação secundária a subir atribuída na oferta n.

BRSBAIA_{n,h} = Banda de regulação secundária a baixar atribuída na oferta n.

vii. O processo de contratação de banda de regulação secundária a subir e a baixar por período de entrega, termina quando o valor de $\sum BRSSUBA_n$ e $\sum BRSBAIA_n$ contratada se encontre no intervalo de $\pm 5\%$ em torno do respetivo valor de reserva de regulação secundária estabelecido como necessidade (RSSUB_t e RSBAI_t):

$$1,05 * RSSUB_t > \sum BRSSUBA_n > 0,95 * RSSUB_t$$

$$1,05 * RSBAI_t > \sum BRSBAIA_n > 0,95 * RSBAI_t$$

No caso de existir igualdade de custo entre várias ofertas no fecho da contratação, repartir-se-á o valor de banda de regulação secundária a atribuir, de maneira proporcional às bandas de regulação secundária oferecidas.

7 Troca de Banda de Regulação Secundária

O Agente de Mercado que tenha assumido o compromisso de prestar o serviço de sistema de fornecimento de reserva de regulação secundária, poderá solicitar a alteração da Unidade Física que prestará esse serviço, desde que as mesmas sejam equivalentes do ponto de vista técnico e operacional.

Para o efeito, o Agente de Mercado deverá apresentar o pedido de troca à GGS até ao momento estabelecido em Aviso da GGS de cada hora h, para qualquer período quarto-horário compreendido entre a hora h+2 e o final do horizonte de programação, identificando as Unidades Físicas abrangidas, e que deverá ser aceite desde que sejam tecnicamente válidas. A GGS anuirá ou não ao pedido até ao minuto estabelecido em Aviso da GGS.

8 Mecanismos Excecionais de Atribuição de Banda de Regulação Secundária (...)

9 Processo de Coordenação de Desvios

Conforme estabelecido no Regulamento (UE) 2017/2195 da Comissão de 23 de novembro de 2017, a GGS deverá aderir aos processos europeus de coordenação de desvios entre sistemas, por forma a reduzir as mobilizações globais de energia de regulação secundária.

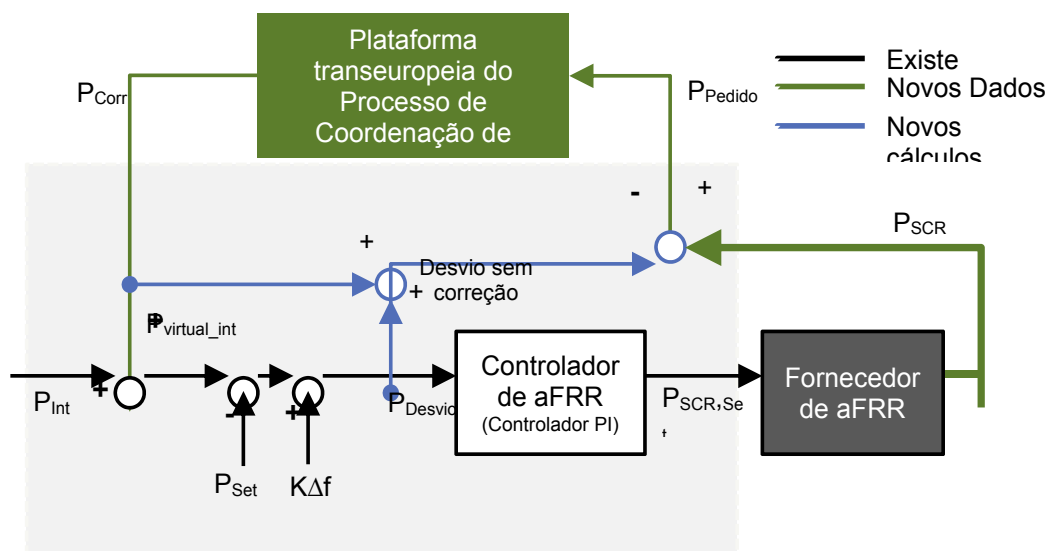
Para este efeito, a plataforma transeuropeia que assegura o processo de coordenação de desvios entre sistemas receberá:

a) Continuamente, as necessidades de regulação secundária de todas as áreas de regulação de cada ORT que participa no supracitado mecanismo;

- b) Os limites de capacidade de interligação entre as diversas áreas que deverão ser consideradas no processo de coordenação de desvios;
- c) Eventuais condicionantes de segurança operacional que sejam reportados pelos ORT.

A plataforma transeuropeia que assegura o mecanismo de coordenação de desvios entre sistemas, para cada ciclo de otimização, comunicará a cada ORT que participa na plataforma a seguinte informação:

- a) O trânsito na interligação resultante do processo de coordenação de desvios entre sistemas que será utilizado para o controlo de frequência de cada área de regulação de cada ORT que participa no supracitado mecanismo (vulgo interligação virtual). Este trânsito na interligação é determinado pelo algoritmo implementado para operar o presente mecanismo;
- b) Atualização aos limites de capacidade de interligação entre as diversas áreas de regulação.



Onde, aFRR tem o significado de “Reserva Secundária”.

9.1 Metodologia de Cálculo do Preço da Ativação Evitada

Os Preços quarto horários da Ativação Evitada a subir e a baixar são definidos pelos preços marginais de Reserva de Regulação a subir e a baixar, respetivamente.

No caso de não haver preço marginal de Reserva de Regulação num dado sentido, será considerado o preço do período de integração temporal equivalente verificado no mercado diário do MIBEL, área de controlo portuguesa.

Os Preços quarto horários da Ativação Evitada são enviados por todos os ORT participantes ao Operador de Cálculo da Liquidação do IGCC no prazo definido em Aviso da GGS.

A energia quarto-horária que resulta da coordenação automática de desvio é valorizada pelo Operador de Cálculo da Liquidação do IGCC, através da aplicação do Preço da Ativação Evitada do IGCC à diferença entre os valores de energia importada e exportada.

O Preço da Ativação Evitada do IGCC, $P_{IGCC}(t)$, é definido como a média ponderada dos Preços da Ativação Evitada a subir e a baixar de todos os membros com os Volumes de Compensação transacionados no IGCC como fator de ponderação, e é determinado para cada período de liquidação pelo Operador de Cálculo da Liquidação do IGCC:

$$P_{IGCC}(t) = \frac{\sum_{m=1}^M E_{Imp}(t, m) * C_{Imp}(t, m) + \sum_{m=1}^M E_{Exp}(t, m) * C_{Exp}(t, m)}{\sum_{m=1}^M E_{Imp}(t, m) + \sum_{m=1}^M E_{Exp}(t, m)} \quad [€/MWh]$$

onde:

$E_{Imp}(t, m)$ - Importação do IGCC do membro m no período de liquidação t ;



$E_{imp}(t, m)$ - Exportação para o IGCC do membro m no período de liquidação t ;

$C_{imp}(t, m)$ - Preço da Ativação Evitada para importação do membro m no período de liquidação t ;

$C_{exp}(t, m)$ - Preço da Ativação Evitada para exportação do membro m no período de liquidação t .

Caso a participação no IGCC não se revele benéfica para um ou mais membros num dado período de liquidação, mas existir um benefício global positivo do IGCC no mesmo período de liquidação, é feito um ajuste nesse período de liquidação, o qual consiste na anulação do benefício negativo desse(s) membro(s) e na redução proporcional dos benefícios positivos dos restantes membros, mantendo-se o benefício global (excetuam-se os membros com igual importação e exportação de energia dentro do IGCC, que são excluídos deste ajuste).

Caso a participação no IGCC se revele benéfica para um ou mais membros num dado período de liquidação, mas existir um benefício global negativo do IGCC no mesmo período de liquidação, é feito um ajuste nesse período de liquidação, o qual consiste na anulação do benefício positivo desse(s) membro(s) e na redução proporcional dos benefícios negativos dos restantes membros, mantendo-se o benefício global (excetuam-se os membros com igual importação e exportação de energia dentro do IGCC, que são excluídos deste ajuste).

O encargo ou proveito resultante da coordenação de desvio fica refletido no encargo de regulação para o sistema a imputar aos desvios à programação, de acordo com o estabelecido no ponto 7.2 do procedimento n.º 21.

Todos os pagamentos ou recebimentos posteriores aos 10 (dez) meses previstos para acertos, no presente documento, serão considerados custos ou proveitos permitidos da atividade da GGS.

9.2 Liquidação e Faturação

Os procedimentos de liquidação e faturação devidos pela participação na coordenação de desvios ficam estabelecidos em Aviso da GGS.

10 (Anterior 9)

11 Controlo da Resposta

O controlo da resposta de regulação realizar-se-á ao nível da central, no caso das centrais hídricas, parques eólicos e solares, cogeneradores, do grupo, nas centrais térmicas e por instalação no caso de unidades de consumo.

Os encargos em que incorrerá o Agente de Mercado, perante incumprimentos de banda e falta de qualidade da resposta, encontram-se dispostos nos pontos anteriores.

11.1 (...)

11.2 (...)

12 Divulgação de Informação (...)

12.1 Banda Regulação Secundária

a) (...)

b) Banda de regulação secundária a subir e a baixar contratada em mercado pela GGS, em cada período de entrega do dia d (a publicar em $d+1$).

c) (...)

d) Banda de regulação secundária atribuída extraordinariamente a subir e/ou a baixar pela GGS, em cada período de programação do dia d (a publicar em $d+1$).

e) (...)

f) (...)

12.2 Energia de regulação Secundária

(...)



Procedimento N.º 13 – Reserva de Regulação

1 Âmbito

Neste Procedimento, pretende-se definir o serviço de Reserva de Regulação, e determinar quer as necessidades de Reserva de Regulação do SEN, quer a respetiva metodologia de mobilização das Áreas de Balanço que prestam este serviço, para além da correspondente valorização.

Entende-se por Reserva de Regulação, a variação máxima exequível de potência ativa para subir ou para baixar por parte das Unidades Físicas que integram uma Área de Balanço que pode ser mobilizada, através de instruções de despacho.

2 Definição do Serviço

(...)

3 Identificação das Necessidades

(...)

4 Participantes no Mercado de Reserva de Regulação

Podem participar na prestação deste serviço de sistema todos os Agentes de Mercado que detenham Áreas de Balanço, correspondentes a instalações de produção ou a instalações de consumo para bombagem.

Os Agentes de Mercado acima identificados, estarão obrigados a submeter diariamente, dentro do processo de programação da operação para o dia seguinte, uma oferta com toda a Reserva de Regulação disponível, por Área de Balanço, tanto para subir como para baixar, para cada um dos períodos de programação do dia seguinte, atualizada posteriormente, tendo em conta a sua participação nos mercados intradiários.

5 Apresentação de Ofertas de Reserva de Regulação

(...)

6 Atualização das Ofertas de Reserva de Regulação

Os Agentes de Mercado poderão atualizar as ofertas de Reserva de Regulação até 10 minutos após o fecho do mercado intradiário contínuo.

Os Agentes de Mercado deverão atualizar as ofertas de Reserva de Regulação sempre que a sua reserva for modificada por um dos seguintes motivos:

a) (...)

b) (...)

c) (revogada)

d) Participação no Mercado de Reservas de Reposição conduz à alteração das energias contratadas no mercado organizado e através de contratação bilateral para cada Área de Balanço, obrigando a Área de Balanço afetada a atualizar a curva de Ofertas de Reserva de Regulação inicialmente apresentada, tendo em conta os novos valores limite, segundo cada sentido de regulação. Entende-se como atualização, o processo de apresentação de novos pares de potência e preço.

As áreas de balanço cujo programa de exploração seja alterado por outras razões que não as mencionadas, não podem apresentar atualizações das suas ofertas de Reserva de Regulação.

As Ofertas de Reserva de Regulação deverão ser apresentadas até 20 minutos após a publicação do PHF relativo às sessões do mercado intradiário.



Em caso de atraso na publicação dos resultados das sessões dos mercados intradiários por parte do ONME, as Ofertas de Reserva de Regulação deverão ser apresentadas até 5 minutos após a sua publicação.

Na eventualidade de existirem novas publicações dos resultados das sessões dos mercados intradiários por parte do ONME, as Ofertas de Reserva de Regulação apresentadas na sequência de versões anteriores dos resultados das sessões dos mercados intradiários publicados pelo ONME continuarão válidas até à apresentação de atualizações às respetivas Ofertas de Reserva de Regulação. Caso as mesmas não sejam atualizadas nos tempos estabelecidos anteriormente, as mesmas serão corrigidas tendo em conta a nova versão dos resultados das sessões do mercado intradiário por parte do ONME.

As Ofertas de Reserva de Regulação deverão ser apresentadas até 10 minutos após o fecho do mercado intradiário contínuo.

Ao minuto 10 de cada hora, a GGS verificará se existe coerência entre a última Oferta de Reserva de Regulação válida e a repartição por Unidade Física apresentada pelo Agente de Mercado. Caso seja detetada uma incoerência na informação disponível, a GGS procederá à retificação da última Oferta de Reserva de Regulação válida por forma a garantir a coerência face à repartição por Unidade Física apresentada pelo Agente de Mercado ao minuto 10. Os Agentes de Mercado poderão atualizar, para cada período de programação, as ofertas de Reserva de Regulação após o Mercado de Reserva de Reposição até 25 minutos antes do período de programação a que se referem.

No momento da receção da Oferta de Reserva de Regulação, a GGS verificará se existe coerência entre a oferta apresentada e:

- a) A repartição por Unidade Física apresentada pelo Agente de Mercado;
- b) As indisponibilidades que afetam as Unidades Físicas que compõem a Área de Balanço;
- c) A Banda de Regulação Secundária que esteja atribuída as Unidades Físicas que compõem a Área de Balanço;
- d) As limitações impostas pela GGS na sequência da identificação de restrições técnicas.

Se após o fecho do período de receção de Ofertas de Reserva de Regulação a GGS detetar alguma incoerência entre a última Oferta de Reserva de Regulação válida e a informação indicada nos pontos anteriores, a GGS procederá à retificação da última oferta válida por forma a garantir a coerência.

7 Verificação de Ofertas de Reserva de Regulação

Caso sejam comunicadas potências em valor absoluto superiores às tecnicamente disponíveis, a GGS retirará os pares com preços mais elevados, no caso das ofertas para subir, ou mais baixos, no caso das ofertas para baixar, até que a potência total declarada perfaça a potência máxima efetivamente disponível, segundo cada sentido de regulação.

A curva de ofertas resultante será utilizada pela GGS, quer para a mobilização de Reserva de Regulação, quer para a resolução de restrições técnicas posteriores à publicação dos resultados do mercado intradiário por parte do ONME, de acordo com o estabelecido no ponto 4 do Procedimento n.º 9.

8 (Revogada)

9 Contratação de Reserva de Regulação

Os critérios gerais para a contratação das ofertas de Reserva de Regulação são os seguintes:

- a) A GGS mobilizará a prestação deste serviço com critérios de custo mínimo, tendo em conta as ofertas existentes no momento de proceder à sua mobilização;
- b) (...)
- c) (...)
- d) (...)



e) Admitem-se contratações de duração inferior a um período de programação. Neste caso, o horizonte de contratação abrange o período compreendido entre os minutos de início e de fim da contratação estabelecida pelo operador, ou, até ao final do período de programação em questão, no caso de o operador não estabelecer de forma explícita o instante final da contratação;

f) (...)

g) (...)

h) (...)

i) (...)

j) (...)

10 Mecanismos Excecionais de Atribuição de Reserva de Regulação

(...)

11 Valorização do Serviço de Reserva de Regulação

Salvo o disposto nos parágrafos seguintes, para cada período de programação, o serviço de fornecimento de Reserva de Regulação para subir e para baixar é remunerado pelo preço da última oferta a ser mobilizada total ou parcialmente, segundo cada sentido de regulação, na escada de ofertas de Reserva de Regulação, denominado, respetivamente, preço de Reserva de Regulação a subir e a baixar. O preço da última oferta a ser mobilizada total ou parcialmente, por período de programação, segundo cada sentido de regulação, encontra-se associado ao preço do último bloco mobilizado por oferta.

Na eventualidade de se verificar mobilização de ofertas para resolução de restrições técnicas posteriores à publicação do PHF, estas serão devidamente assinaladas e não intervirão na formação do preço de Reserva de Regulação, sendo valorizadas de acordo com o estabelecido no ponto 4 do Procedimento n.º 9.

Se uma oferta apresentar mobilizações por Reserva de Regulação e para resolução de restrições técnicas posteriores à publicação do PHF, afetam-se os últimos blocos mobilizados à resolução de restrições técnicas posteriores ao PHF, valorizados de acordo com o estabelecido ponto 4 do Procedimento n.º 9.

A mobilização por Reserva de Regulação de um par potência/preço que tenha sido introduzido automaticamente pelo Sistema Informático da GGS será valorizada ao preço marginal do mercado diário da respetiva hora, e não será tida em conta para definição do preço do serviço de Reserva de Regulação.

12 Controlo da Resposta

(...)

13 Incumprimento

(...)

14 Reserva de Regulação em Períodos de Ensaio de Disponibilidade

(...)

Procedimento N.º 19 – Gestão da Interligação

1 Âmbito

(...)

2 Cálculo da Capacidade Comercial da Interligação

(...)

3 Gestão de Congestionamentos na Interligação

Ocorre um congestionamento na interligação entre Portugal-Espanha, num determinado sentido, em tempo real, quando o valor de capacidade de interligação disponível é inferior ao programa global de troca de energia elétrica entre ambos os sistemas elétricos, resultante da programação prevista.

Por congestionamento na interligação, entende-se a situação em que a interligação que une as duas redes de transporte nacionais, não permite acolher todos os trânsitos físicos solicitados pelos Agentes de mercado, devido a uma insuficiente capacidade dos elementos de interligação e/ou das próprias redes de transporte nacionais em questão.

No presente, para gestão de congestionamentos na interligação, aplicam-se dois processos, função do momento em que se identificam os congestionamentos:

- Separação de Mercados – Congestionamentos resultantes dos trânsitos devidos ao processo de encontro do mercado diário, intradiário e reservas de reposição;
- Alocação contínua de capacidade de interligação a ser implementada no horizonte intradiário;
- Controlabilidade da Interligação;
- Ação Coordenada de Balanço – Congestionamentos verificados em tempo real.

3.1 Separação de Mercados

O processo de Separação de Mercados aplica-se quando, em resultado do encontro de ofertas em mercado diário, ou nas sessões de leilão intradiário complementares ao mercado intradiário contínuo ou no mercado transeuropeu de Reservas de Reposição, são determinados preços distintos para cada área de mercado correspondente a um sistema elétrico nacional, na sequência de congestionamento na interligação.

O diferencial de preços entre sistemas determina uma valorização diferenciada da energia afeta ao trânsito na interligação, que, por sua vez, origina uma renda a repartir em partes iguais, entre operadores de sistema, de acordo com o estabelecido no Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha.

3.2 Atribuição contínua de Capacidade de Interligação

(...)

3.3 Controlabilidade da Interligação

A GGS pode enviar, para a plataforma transeuropeia que assegura o processo de contratação de Reservas de Reposição, uma banda admissível para o trânsito na interligação quando o saldo líquido global dos programas de trocas transfronteiriças contratados no mercado diário e mercados intradiários seja superior à capacidade de interligação. Nesta situação, a plataforma transeuropeia que assegura o processo de contratação de Reservas de Reposição deverá, no mínimo, assegurar o estabelecimento de um programa de troca de energia elétrica na interligação, com a amplitude e sentido apropriados, por forma a que o saldo líquido global dos programas de trocas entre ambos os sistemas elétricos, após o processo transeuropeu de contratação de Reservas de Reposição, respeite o valor da capacidade de interligação disponível.

As ofertas de Reservas de Reposição que forem contratadas por forma a possibilitar o cumprimento da banda admissível para o trânsito na interligação que foi comunicada por um ORT e que não seriam contratadas caso tal restrição não existisse serão pagas ao Agente de Mercado ao preço da oferta apresentada por este, caso este preço seja superior ao preço marginal.

A GGS, sempre que possível, deverá utilizar a Controlabilidade da Interligação para evitar a necessidade de realização de Ações Coordenadas de Balanço (ACB) e consequentemente deverá proceder ao ajuste das necessidades para o sistema elétrico português e ou pela marcação como indisponível de ofertas de Reservas de Reposição nacionais, por forma a que as mesmas não sejam consideradas pelo algoritmo central.

3.4 Ação Coordenada de Balanço

(...)

4 Estabelecimento dos Programas na Interligação

(...)

5 Medida da Energia na Interligação

(...)

6 Tratamento dos Programas de Apoio

(...)

7 Determinação e Compensação dos Desvios na Interligação

(...)

8 Divulgação de Informação

(...)

Procedimento N.º 21 – Procedimentos de Liquidação

1 Âmbito e Objeto

(...)

2 Características Gerais da Liquidação

Os direitos de recebimento e obrigações de pagamento relativos a encargos de gestão global do sistema, devidos à participação dos Agentes de Mercado, na área portuguesa do MIBEL, resultam da agregação dos direitos de recebimento e das obrigações de pagamento, determinados e agregados por unidade de liquidação afeta a cada Agente de Mercado, por atividade.

A Nota de Liquidação Mensal apresenta os direitos de recebimento e as obrigações de pagamento, devidos a cada Agente de Mercado, por atividade, pela participação na área portuguesa do MIBEL, discriminados pelas respetivas unidades de liquidação, no referencial de liquidação do ORT.

O referencial de liquidação do ORT considera negativos os valores físicos afetos a direitos de recebimento dos Agentes de Mercado, e positivos, os valores físicos relativos às obrigações de pagamento. Os valores físicos e económicos apresentados por Nota de Liquidação Mensal, tendo em conta a natureza da atividade do Agente de Mercado, são determinados e tratados de acordo com os pontos seguintes.

2.1 Unidade monetária utilizada

(...)

2.2 Princípio do equilíbrio económico da liquidação

(...)

2.2.1 Direitos de Recebimento e Obrigações de Pagamento Afetos a Ações Coordenadas de Balanço, à Compensação Interna para assegurar a firmeza das transações internacionais e ao processo de coordenação de desvios

2.2.1.1 Ações Coordenadas de Balanço

Uma ação coordenada de balanço contribui integralmente para a regulação, sempre que corresponda a um desvio de sentido oposto, inferior ou igual em valor absoluto, ao verificado no sistema excluindo a ação coordenada de balanço. Caso contrário, estará sujeita a compensação parcial ou total:

- Ação coordenada de balanço no sentido Portugal Espanha:
 - Compensada integralmente se o sistema português se desviar por defeito excluindo a ação coordenada de balanço porque o desvio por defeito afeto à ação coordenada de balanço incrementa o desvio global;

- Compensada parcialmente se o sistema português se desviar por excesso excluindo a ação coordenada de balanço, apresentando um valor inferior em valor absoluto ao desvio por defeito afeto à ação coordenada de balanço.
- Ação coordenada de balanço no sentido Espanha Portugal:
 - Compensada integralmente se o sistema português se desviar por excesso excluindo a ação coordenada de balanço porque o desvio por excesso afeto à ação coordenada de balanço incrementa o desvio global;
 - Compensada parcialmente se o sistema português se desviar por defeito excluindo a ação coordenada de balanço, apresentando um valor inferior em valor absoluto ao desvio por excesso afeto à ação coordenada de balanço.

Por compensação, entende-se a mobilização de reserva de potência ativa ou comissionamento que se verifique, que anule parcialmente ou na totalidade, o desvio afeto à ação coordenada de balanço. Os encargos e proveitos afetos à compensação interna de ações coordenadas de balanço são imputados às rendas de congestionamento, pelo que as valorizações afetas às compensações internas das ações coordenadas de balanço (VCACB) são removidas do encargo para o sistema, resultante da regulação verificada, imputável aos desvios à programação, ERD, definido no ponto 5.2.8 do presente Procedimento, através da parcela RVCACB, para não serem imputadas aos desvios e, do encargo para o sistema, resultante da regulação verificada, a imputar ao consumo, ERC, definido no ponto 5.2.7 do presente Procedimento, através da parcela SVCACB[ERTPPHF], caso a compensação se efetue também em restrição técnica, para o respetivo sobrecusto não ser repercutido sobre o consumo.

Até à completa implementação das metodologias para a aplicação de Redespachos Coordenados e Ações Coordenadas de Balanço na região SWE e para a respetiva repartição de custos (Definidas no âmbito dos Artigos 35 e 74 da Regulamentação da Comissão 2015/1222), a valorização da energia da Ação Coordenada de Balanço a que se refere o ponto 3.3 do Procedimento n.º 19 do presente documento será efetuada ao preço de encontro da área inicialmente importadora, com direito de recebimento pela energia não recebida, decomposta em duas parcelas de acordo com o estabelecido no Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da interligação Portugal-Espanha:

- a) Parcela afeta à valorização a preço de encontro da área inicialmente exportadora, da energia afeta à Ação Coordenada de Balanço;
- b) Parcela afeta à entrega pelo sistema inicialmente exportador, de porção da renda de congestionamentos devida à energia considerada pela Ação Coordenada de Balanço, caso se verifique.

2.2.1.2 Compensações Internas para Assegurar a Firmeza das Transações Internacionais

(...)

2.2.1.3 Processo de Coordenação de Desvios

O encargo ou proveito resultante do processo de coordenação de desvios fica refletido no encargo de regulação para o sistema a imputar aos desvios à programação, de acordo com o estabelecido no ponto 5.2.8 do presente Procedimento.

2.2.2 Direitos de recebimento e obrigações de pagamento afetos a intercâmbios de apoio

(...)

2.2.3 Demonstração do equilíbrio económico

Deste modo, a equação de equilíbrio económico assume a seguinte composição:

$$\sum_a LIQ^P(h, a) + \sum_a LIQ^C(h, a) + ECACB(h) + PCACB(h) + EIA(h) + PIA(h) = 0$$

onde:

$LIQ^P(h, a)$ Liquidação correspondente à participação na área portuguesa do MIBEL, durante a hora h, do agente de mercado produtor, agente de mercado comercializador que atue como agregador de produção ou Agente Comercial a.

Valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento resultantes da participação, no MIBEL, área portuguesa, de agentes de mercado produtores e agentes de mercado comercializadores que atuem como agregadores de produção, determinado de acordo com o estabelecido no ponto 5.1 do presente Procedimento.

$LIQ^C(h, a)$ Liquidação correspondente à participação na área portuguesa do MIBEL, durante a hora h, do agente de mercado comercializador ou cliente a.

Valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento resultantes da participação, no MIBEL, área portuguesa, de agentes de mercado comercializadores ou clientes, determinado de acordo com o estabelecido no ponto 5.2 do presente Procedimento.

$ECACB(h)$ Encargo imputável às rendas de congestionamento, relativo à valorização de energia resultante de mobilização de reserva de potência ativa, e de energia de comissionamento, afetas à Compensação interna de Ação Coordenada de Balanço, no sentido Portugal Espanha, verificada durante a hora h:

$$ECACB(h) = \text{Max}(0, -VCACB(h))$$

onde:

$VCACB(h)$ Valorização de energia resultante de mobilização de reserva de potência ativa e de energia de comissionamento, afetas à Compensação de Ação Coordenada de Balanço, verificada durante o período horário h, imputável às rendas de congestionamento:

$$VCACB(h) = VCACB[ER](h) + VCACB[ERTPPHF](h) + VCACB[EC](h) - SVCACB[EC](h)$$

com:

$$VCACB[ER](h)$$

Valorização de energia resultante da mobilização de reserva de potência ativa, de modo automático ou através de instruções de despacho, desde que não seja mobilizada em restrição técnica, imputável à Compensação de Ação Coordenada de balanço, durante o período horário h.

$$VCACB[ERTPPHF](h)$$

Valorização de energia resultante da mobilização de reserva de potência ativa, através de instruções de despacho, mobilizada em restrição técnica, imputável à Compensação de Ação Coordenada de balanço, durante o período horário h.

$$VCACB[EC](h)$$

Valorização de energia de comissionamento, imputável à Compensação de Ação Coordenada de balanço, durante o período horário h.

$$SVCACB[EC](h)$$

Sobrecusto afeto à Valorização de energia de comissionamento, imputável à Compensação de Ação Coordenada de balanço, durante o período horário h.

$PCACB(h)$ Proveito atribuível às rendas de congestionamento, relativo à valorização de energia resultante de mobilização de reserva de potência ativa e energia de comissionamento, afetas à Compensação interna de Ação Coordenada de Balanço, no sentido Espanha Portugal, verificada durante a hora h:

$$PCACB(h) = \text{Min}(0, -VCACB(h))$$

onde:

VCACB(h)	Valorização de energia resultante de mobilização de reserva de potência ativa e de energia de comissionamento, afetas à Compensação de Ação Coordenada de Balanço, verificada durante o período horário h, imputável às rendas de congestionamento.
EIA(h)	Encargo mínimo a imputar ao sistema elétrico espanhol, pela solicitação de Intercâmbio de Apoio, no sentido Portugal Espanha, para e durante a hora h: $EIA(h) = -(VIAPE(h) + EPGAP[DVPDBF](h) + EPGAP[AVPDBF](h))$ onde: VIAPE(h) Valorização da energia devida à mobilização automática ou através de instruções de despacho de reserva de potência ativa a subir, para concretizar o Intercâmbio de Apoio, no sentido Portugal Espanha, para o período horário h, valorizada ao respetivo preço de regulação, a imputar como custo mínimo ao sistema elétrico espanhol. EPGAP[DVPDBF](h) Encargo para o sistema elétrico português, a imputar ao sistema elétrico espanhol, resultante da Programação de Geração Adicional em Portugal, durante a verificação técnica do PDBF, para a hora h. EPGAP[AVPDBF](h) Encargo para o sistema português, a imputar ao sistema elétrico espanhol, resultante da Programação de Geração Adicional em Portugal, após a verificação técnica do PDBF, para a hora h.
PIA(h)	Proveito a atribuir ao sistema elétrico espanhol, pela solicitação de Intercâmbio de Apoio, no sentido Espanha Portugal, para a hora h: $PIA(h) = VIAEP(h) + EPGAE[DVPDBF](h) + EPGAE[AVPDBF](h)$ onde: VIAEP(h) Valorização de energia devida ao sistema elétrico espanhol, pela concretização do Intercâmbio de Apoio entre sistemas no sentido Espanha Portugal, durante o período horário h, valorizada de acordo com o estabelecido em acordo internacional, a imputar ao sistema elétrico português como mobilização de reserva de regulação para resolução de restrições técnicas. EPGAE[DVPDBF](h) Encargo para o sistema espanhol a imputar ao sistema elétrico português resultante da Programação de Geração Adicional em Espanha, durante a verificação técnica do PDBF, para a hora h, determinado de acordo com o estabelecido em acordo internacional. EPGAE[AVPDBF](h) Encargo para o sistema espanhol a imputar ao sistema elétrico português resultante da Programação de Geração Adicional em Espanha, após a verificação técnica do PDBF, para a hora h, determinado de acordo com o estabelecido em acordo internacional.

2.3 Rubricas da liquidação

(...)

2.3.1 Energias

As rubricas a ter em conta, quanto à determinação dos valores físicos de energia a valorizar, devido à participação dos Agentes de mercado, na área portuguesa do MIBEL, são as seguintes:

a) (...)

b) Programas diários de energia elétrica, resultantes da participação dos agentes de mercado produtores, agentes de mercado comercializadores que atuem como agregadores de produção e do agente comercial, no mercado organizado de contratação à vista e mercado de contratação bilateral, por unidade de programação, área de balanço e unidade física afetas a cada agente de mercado produtor, agente de mercado comercializador que atue como agregador de produção e ao agente comercial, validados pela GGS;

c) Programas diários de energia elétrica, resultantes da modificação introduzida pela GGS nos programas diários contratados, quer pelos agentes de mercado produtores, agentes de mercado comercializadores que atuem como agregadores de produção ou pelo agente comercial, por unidade de programação, área de balanço e unidade física afeta a cada agente de mercado produtor, agente de mercado comercializador que atue como agregador de produção e, ao agente comercial, no âmbito da gestão técnica do sistema;

d) Programas diários de energia elétrica, resultantes das solicitações de regulação secundária enviadas pelo regulador central, por unidade física e área de balanço, afetas a cada agente de mercado produtor, agente de mercado comercializador que atue como agregador de produção e ao agente comercial, validados pela GGS;

e) (...)

f) (...)

g) (...)

h) (...)

2.3.2 Bandas de Regulação Secundária

(...)

2.3.3 Preços

As rubricas a ter em conta, quanto a valores económicos provenientes quer do ONME, quer do mercado de serviços de sistema, são as seguintes:

a) (...)

b) (...)

c) (...)

d) (...)

e) Ofertas de reserva de reposição

f) (anterior e)

g) (anterior f)

h) (anterior h)

i) (...)

j) Preços marginais da energia de ofertas de reserva de reposição

2.3.4 Desvios à Programação

(...)

2.3.5 Encargos com a Banda de Regulação Secundária

(...)

2.3.6 Resolução de Restrições Técnicas internas

(...)

2.3.7 Energia de comissionamento

(...)

2.3.8 Impostos

(...)

2.4 Arredondamentos dos itens de liquidação

(…)

2.5 Agregação dos Itens de Liquidação e Aplicação do IVA

Diariamente, para cada atividade do agente de mercado, são somadas todas as energias e potências (bandas de regulação secundária) objeto de liquidação e respetivas valorizações, agregadas ou determinadas por unidade de liquidação, para obtenção de totais diários, sendo apenas liquidado ao total mensal apurado o valor do IVA correspondente, quando aplicável.

Os totais de cada rubrica são obtidos por soma dos totais diários correspondentes.

3 Contratação no mercado de contratação à vista

(…)

4 Contratos bilaterais

(…)

5 Direitos de recebimento e obrigações de pagamento dos agentes de mercado

Da participação por período horário h , de agentes de mercado, na área portuguesa do MIBEL, resultam direitos de recebimento e obrigações de pagamento, que se discriminam por agente de mercado produtor, agente de mercado comercializador que atue como agregador de produção, comercializador e cliente, não se considerando neste último, os direitos de recebimento e as obrigações de pagamento devidas à prestação do serviço de interruptibilidade, que apresenta um acerto de contas autónomo.

5.1 Liquidação a agentes de mercado produtores

Os direitos de recebimento ou obrigações de pagamento, por período horário h , decorrentes da participação de agentes de mercado produtores, de agentes de mercado comercializadores que atuem como agregadores de produção, e do agente comercial no mercado de serviços de sistema da área portuguesa do MIBEL, são apurados pela agregação dos conceitos de liquidação aplicáveis.

Para cada agente de mercado produtor, agente de mercado comercializador que atue como agregador de produção ou agente comercial a , os direitos de recebimento ou obrigações de pagamento decorrentes da participação no mercado de serviços de sistema da área portuguesa do MIBEL são determinados nos seguintes termos:

$$LIQ^P(h, a) = RRT^P(h, a) + BRS^P(h, a) + ER^P(h, a) + DESV^P(h, a) + VCIP^P(h, a) + VCIPR^P(h, a)$$

em que:

$LIQ^P(h, a)$ corresponde ao valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento para liquidação ao agente de mercado produtor, agente de mercado comercializador que atue como agregador de produção ou agente comercial a , na hora h .

$RRT^P(h, a)$ corresponde ao valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento relativos à participação do agente de mercado produtor ou agente comercial a , nos diferentes mecanismos de resolução de restrições técnicas, incluindo, quando aplicável, os incumprimentos à obrigatoriedade de participação no mecanismo de resolução de restrições técnicas no PDBF, na hora h , determinado de acordo com o estabelecido no ponto 5.1.1 do presente Procedimento.

$BRS^P(h, a)$ corresponde ao valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento relativos à participação do agente de mercado produtor ou agente comercial a , nos mercados de contratação de banda de regulação secundária, incluindo, quando aplicável, atribuição extraordinária de banda de regulação secundária e incumprimentos na disponibilização de banda de regulação secundária atribuída, na hora h , determinado de acordo com o estabelecido no ponto 5.1.2 do presente Procedimento.

$ER^P(h, a)$ corresponde ao valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento resultantes da mobilização automática ou através de instruções de despacho, desde que não seja para resolução de restrições técnicas, de reserva de potência ativa, incluindo, quando aplicável, os incumprimentos de instruções de despacho e período de comissionamento, na hora h , determinado de acordo com o estabelecido no ponto 5.1.3 do presente Procedimento.

$DESV^P(h, a)$ corresponde ao valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento relativos a desvios à programação do agente de mercado produtor, agente de mercado comercializador que atue como agregador de produção ou agente comercial a , incluindo, quando aplicável, os agravamentos relativos a desvios à programação em unidades genéricas de programação, na hora h , determinado de acordo com o estabelecido no ponto 5.1.4 do presente Procedimento.

$VCIP^P(h, a)$ Corresponde ao valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento relativos às incongruências na programação decorrentes da participação nos mercados do agente de mercado produtor ou agente comercial a , na hora h , determinado de acordo com o estabelecido no ponto 5.1.5 do presente Procedimento.

$VCIPR^P(h, a)$ Corresponde ao valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento relativos às incongruências na programação decorrentes da participação mercado de reserva de reposição do agente de mercado produtor ou agente comercial a , determinado de acordo com o estabelecido no ponto 5.1.6 do presente Procedimento, para o período horário h resultante do somatório dos respetivos períodos quarto-horários t :

$$VCIPR^P(h, a) = \sum_t VCIPR^P(t, a)$$

5.1.1 Resolução de Restrições Técnicas RRTP

Por período horário h , o valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento relativos à participação do agente de mercado produtor ou agente comercial a , nos diferentes mecanismos de resolução de restrições técnicas, incluindo, quando aplicável, os incumprimentos à obrigatoriedade de participação no mecanismo de resolução de restrições técnicas no PDBF:

$$RRT^P(h, a) = VERTPDBF(h, a) + EIOPDBF(h, a) + VERTPDVD(h, a) + VERTPPHF(h, a)$$

onde:

$VERTPDBF(h, a)$ Valorização das Energias resultantes de alteração da programação no PDBF, refletida no PDVD, através do processo de Resolução de Restrições Técnicas no PDBF, para o período horário h , afeta ao agente de mercado a .

Direito de recebimento ou Obrigação de pagamento, resultante da soma algébrica, entre somatórios de agregações por unidade de liquidação (área de balanço) afeta a cada agente de mercado, das valorizações de energia resultante de alteração da programação no PDBF a subir (direito de recebimento) e a baixar (obrigação de pagamento), devidas a unidades de programação contidas em cada área de balanço, resultantes da aplicação do mecanismo de resolução de restrições técnicas no PDBF, valorizadas de acordo com o estabelecido no ponto 2 do Procedimento n.º 9:

$$VERTPDBF(h, a) = VERTPDBFS(h, a) + VERTPDBFB(h, a)$$

onde:

$VERTPDBFS(h, a)$ Valorização da Energia resultante de alteração da programação no PDBF, através do processo de Resolução de Restrições Técnicas no PDBF a Subir, para o período horário h , afeta ao agente de mercado a :

$$VERTPDBFS(h, a) = \sum_{ul} \sum_{up} \text{Min}(VERTPDBF(h, a, ul, up), 0)$$

$VERTPDBFB(h, a)$ Valorização da Energia resultante de alteração da programação no PDBF, através do processo de Resolução de Restrições Técnicas no PDBF a Baixar, para o período horário h , afeta ao agente de mercado a :

$$VERTPDBFB(h, a) = \sum_{ul} \sum_{up} \text{Máx}(VERTPDBF(h, a, ul, up), 0)$$

com:

$VERTPDBF(h, a, ul, up)$ Valorização da Energia resultante de alteração da programação no PDBF, refletida no PDVD, para o período horário h , afeta ao agente de mercado a , unidade de liquidação ul , através da participação da unidade de programação up contida na área de balanço, no processo de Resolução de Restrições Técnicas no PDBF.

EIOPDBF(h,a)	Encargo devido ao Incumprimento da obrigação de apresentação de ofertas para Resolução de Restrições Técnicas no PDBF, afeta a unidades de programação disponíveis, que não participem de todo ou parcialmente no mercado diário, com ou sem concretização de contratação bilateral, para o período horário h, a imputar ao agente de mercado a. Obrigação de pagamento, resultante do somatório das agregações por unidade de liquidação afeta a cada agente de mercado, dos encargos a imputar a unidades de programação em incumprimento contidas em cada unidade de liquidação, devidos ao reequilíbrio da programação no PDBF, refletida no PDVD, resultante de anulação da respetiva programação, de acordo com o estipulado no ponto 2 do Procedimento n.º 9.
VERTPDVD(h,a)	Valorização da Energia para Resolução de Restrições Técnicas após a publicação do PDVD, resultante de instruções no PRR, para o período horário h, afeta ao Agente de Mercado a. Corresponde ao direito de recebimento, resultante da soma algébrica entre valorizações de energia para Resolução de Restrições Técnicas posteriores ao PDVD a subir (direito de recebimento), devida à mobilização de Reserva de Regulação, através de instruções de antecipação ou arranque de um grupo termoeletrico, para Resolução de Restrições Técnicas, incluído quando aplicável o incumprimento das instruções de arranque, de acordo com o estabelecido no ponto 3 do Procedimento n.º 9: $VERTPDVD(h,a) = \sum_{uf} VERTPDVD'(h,a) + \sum_{uf} VERTPDVD''(h,a) - \sum_{uf} VIRTPDVD(h,a)$ $VERTPDVD'(h,a)$ – Valorização da Energia para Resolução de Restrições Técnicas após a publicação do PDVD, resultante da instrução de arranque de grupo termoeletrico, com incremento de energia programada no PRR, durante o período horário h, afeta ao Agente de Mercado a, de acordo com o estabelecido no ponto 3.2 do Procedimento n.º 9. $VERTPDVD''(h,a)$ – Valorização da Energia para Resolução de Restrições Técnicas após a publicação do PDVD, resultante da instrução de antecipação de grupo termoeletrico, com incremento de energia programada no PRR, durante o período horário h, afeta ao Agente de Mercado a, de acordo com o estabelecido no ponto 3.2 do Procedimento n.º 9. $VIRTPDVD(h,a)$ – Valorização do incumprimento da instrução de arranque para a resolução de restrições técnicas após publicação do PDVD, aplicado nos períodos integração afetos ao horizonte de programação do arranque, em que incumpe o PRR, admitindo uma tolerância por defeito definida pela GGS durante o período horário h, afeta ao Agente de Mercado a, de acordo com o estabelecido no ponto 5 do Procedimento n.º 9.
5.1.2 Banda de regulação secundária BRSP (...)	
5.1.3 Energia de Regulação ERP	O valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento relativos, à valorização das energias resultantes da mobilização automática ou através de instruções de despacho, sem ser em restrição técnica, de reserva de potência ativa, afeta à participação do agente de mercado produtor ou agente comercial a, no mercado de serviços de sistema, área portuguesa do MIBEL, incluindo, quando aplicável, os incumprimentos de instruções de despacho e período de comissionamento, na hora h: $ERP(h,a) = VERS(h,a) + VERR^{30}(h,a) + VERR(h,a) + EIID(h,a) + VEC(h,a) + EINPM(h,a)$
onde:	
VERS(h,a)	Valorização das Energias de Regulação Secundária, resultantes do seguimento do sinal de controlo emitido pelo regulador central, durante o período horário h, afeta ao Agente de Mercado a. Direito de recebimento ou obrigação de pagamento, resultante da soma algébrica entre valorizações de energia de regulação secundária a subir (direito de recebimento) e a baixar (obrigação de pagamento), contabilizada por unidade de liquidação afeta a cada agente de mercado, como a soma algébrica das energias de regulação secundária, resultantes do seguimento do sinal de controlo emitido pelo regulador central, por unidade física em teleregulação, contida em cada área de balanço (unidade de liquidação), valorizada de acordo com o estabelecido no ponto 9 do Procedimento n.º 12.
VERR(h,a)	Valorização das Energias de Reserva de Regulação, resultantes da mobilização de reserva de regulação, através de instruções de despacho, desde que não seja para Resolução de Restrições Técnicas, para e durante o período horário h, afeta ao Agente de Mercado a. Direito de recebimento ou obrigação de pagamento, resultante da soma algébrica entre valorizações de energia de reserva de regulação a subir (direito de recebimento) e/ou a baixar (obrigação de pagamento), resultante da mobilização de reserva de regulação, por unidade de liquidação afeta a cada agente de mercado, de acordo com o estabelecido no ponto 11 do Procedimento n.º 13.
VERR ³⁰ (h,a)	Valorização das Energias de Reservas de Reposição, resultantes da ativação de Reservas de Reposição na plataforma transeuropeia, afeta ao Agente de Mercado a, de acordo com o estabelecido no Procedimento n.º 13-A, para o período horário h resultante do somatório dos respetivos períodos quarto-horários t: $VERR^{30}(h,a) = \sum_t VERR^{30}(t,a)$
EIID(h,a)	Encargo devido ao Incumprimento de Instruções de Despacho, para o período horário h, por parte de áreas de balanço e unidades físicas (unidades de liquidação), afeto ao agente de mercado a. Obrigação de pagamento, resultante da soma do encargo devido por unidade de liquidação afeta a cada agente de mercado, por incumprimento reiterado em termos de potência, de instruções de despacho emitidas pela GGS, determinado de acordo com o estabelecido no ponto 13 do Procedimento n.º 13.
VEC(h,a)	Valorização de Energia de Comissionamento, emitida para a rede e consumida para bombagem, durante o período horário h, afeta ao agente de mercado a. Direito de recebimento ou obrigação de pagamento, resultante da soma algébrica das agregações por unidade de liquidação afeta a cada agente de mercado, da valorização por unidade física a integrar em cada unidade de liquidação quando em regime industrial,

devida pela energia emitida para a rede e consumida para bombagem, durante o respetivo período de comissionamento, de acordo com o estabelecido no ponto 5.2.3 do presente Procedimento.

EINPM(h,a) Encargo diário devido ao incumprimento da obrigação de não participar no mercado de energia elétrica, durante o período de comissionamento, a repercutir sobre o período horário h, a imputar ao agente de mercado a, responsável pela(s) unidade(s) física(s) em incumprimento.

Obrigação de pagamento, resultante da soma das agregações por unidade de liquidação afeta a cada agente de mercado, da repartição horária, do encargo diário afeto ao incumprimento de não participação em mercado organizado e de contratação bilateral, de unidades físicas em período de comissionamento a integrar em cada unidade de liquidação, quando em regime industrial, determinado de acordo com o estabelecido no ponto 5.2.1 do presente Procedimento.

5.1.4 Desvios à programação DESVP

O valor agregado dos direitos de recebimento e/ou obrigações de pagamento relativos a desvios à programação do agente de mercado produtor, agente de mercado comercializador que atue como agregador de produção ou agente comercial a, incluindo, quando aplicável, os agravamentos relativos a unidades genéricas de programação, na hora h:

$$DESVP(h,a) = VED(h,a) + EDG(h,a)$$

onde:

VED(h,a) Valorização de Desvios à programação, afetos ao período horário h, devidos à participação na área portuguesa do MIBEL, do agente de mercado a.

Direito de recebimento ou obrigação de pagamento, resultante da soma algébrica entre valorizações de energia de desvio à programação por defeito e/ou por excesso, determinadas por unidade de liquidação afeta a cada Agente de Mercado, de acordo com o estabelecido no ponto 5.3 do presente Procedimento.

EDG(h,a) Encargo devido à ocorrência de Desvios à programação, para o período horário h, em unidades de liquidação afetas a unidades de programação Genérica, a repercutir sobre o agente de mercado a.

Obrigação de pagamento, resultante do somatório dos encargos devidos à ocorrência de desvio à programação, em unidades de liquidação afetas a cada agente de mercado, relativas a unidades de programação genérica, função da subsistência temporal dos desvios durante a programação, determinados de acordo com o estabelecido no ponto 5.4 do presente Procedimento.

5.1.5 Incongruências à Programação VCIP

Considera-se que existe uma incongruência na programação, CVIP(h,a), nas situações em que, tendo o PIBCIC sido comunicado à GGS após terem decorrido 10 minutos desde o fecho da negociação do mercado intradiário contínuo, se verifique que as quantidades totais desagregadas pelo agente de mercado são distintas das comunicadas no PIBCIC, onde:

VCIP(h,a) Valorização de energia resultante das incongruências na programação, durante o período horário h, decorrentes da participação nos mercados do Agente de Mercado a.

As incongruências na programação que resultam em obrigações de pagamento são:

a) Valorizadas pelo máximo dos três preços, o preço da transação firme mais cara das rondas afetas à área de controlo portuguesa, o preço marginal de Reserva de Regulação a subir e o preço marginal do mercado diário, sempre que por responsabilidade do Agente de Mercado se verifique que a repartição por Unidade Física agregada por Agente de Mercado seja:

- Deficitária em relação à venda de energia firme do mercado;
- Excedentária em relação à compra de energia firme do mercado.

b) Valorizadas a preço médio ponderado das rondas afetas à área de controlo portuguesa, sempre que se verifique a anulação pelo ONME das transações correspondentes e a repartição por Unidade Física agregada por Agente de Mercado seja:

- Deficitária em relação à venda de energia firme do mercado;
- Excedentária em relação à compra de energia firme do mercado.

c) Valorizadas pelo mínimo dos dois preços, o preço da transação firme mais barata das rondas afetas à área de controlo portuguesa e o preço marginal do mercado diário, sempre que não se efetive a anulação pelo ONME das transações correspondentes e a repartição por Unidade Física agregada por Agente de Mercado seja:

- Deficitária em relação à venda de energia firme do mercado;
- Excedentária em relação à compra de energia firme do mercado.

As incongruências na programação que resultam em direitos de recebimento são:

a) Valorizadas pelo mínimo dos três preços, o preço da transação firme mais barata das rondas afetas à área de controlo portuguesa, o preço marginal de Reserva de Regulação a baixar e o preço marginal do mercado diário, sempre que por responsabilidade do Agente de Mercado se verifique que a repartição por Unidade Física agregada por Agente de Mercado seja:

- Excedentária em relação à venda de energia firme do mercado;
- Deficitária em relação à compra de energia firme do mercado.

b) Valorizadas a preço médio ponderado das rondas afetas à área de controlo portuguesa, sempre que se verifique a anulação pelo ONME das transações correspondentes e a repartição por Unidade Física agregada por Agente de Mercado seja:

- Excedentária em relação à venda de energia firme do mercado;
- Deficitária em relação à compra de energia firme do mercado.

c) Valorizadas pelo máximo dos dois preços, o preço da transação firme mais cara das rondas afetas à área de controlo portuguesa e o preço marginal do mercado diário, sempre que não se efetive a anulação pelo ONME das transações correspondentes e a repartição por Unidade Física agregada por Agente de Mercado seja:

- Excedentária em relação à venda de energia firme do mercado;
- Deficitária em relação à compra de energia firme do mercado.

Sempre que os compromissos de venda de energia com a Unidade de Programação de Portefólio fiquem por alocar a uma Unidade Física, as transações correspondentes não serão consideradas, ficando a repartição por Unidade Física deficitária em relação à venda de energia firme do mercado intradiário contínuo.

Os encargos ou proveitos relativos à valorização de energia resultante das incongruências na programação decorrentes da participação do Agente de Mercado nos mercados, são imputados ou atribuídos ao encargo de regulação imputável ao consumo, ERC, definido no ponto 5.2.7 do presente Procedimento.

5.1.6 Incongruências à Programação do Mercado de Reservas de Reposição VCIPRP

Considera-se que existe uma incongruência na programação do mercado reservas reposição no período de integração quarto-horário t, nas situações em que não tendo ocorrido a receção do resultado da plataforma transeuropeia que assegura a contratação de Reservas de Reposição antes do minuto 35 de cada hora, se verifique que as quantidades totais repartidas pelo Agente de Mercado são distintas das comunicadas pela plataforma pan-europeia.

A valorização das incongruências na programação do mercado de reservas de reposição, quando a quantidade repartida pelo Agente de Mercado é deficitária em relação à:

- Venda de Reservas de Reposição, refletida na posição final do Agente de Mercado é:

$$VCIPRP^P(t,a) = IPR(t,a) \times PRRep(t)$$

- Compra de Reservas de Reposição, refletida na posição final do Agente de Mercado é:

$$VCIPRP^P(t,a) = IPR(t,a) \times PRRep(t)$$

A valorização das incongruências na programação do mercado de reservas de reposição, quando a quantidade repartida pelo Agente de Mercado é excedentária em relação à:

- Venda de Reservas de Reposição, refletida na posição final do Agente de Mercado é:

$$VCIPR^P(t, a) = IPR(t, a) \times \min \{ PE(t), PRRep(t), PRS(t) \}$$

- Compra de Reservas de Reposição, refletida na posição final do Agente de Mercado é:

$$VCIPR^P(t, a) = IPR(t, a) \times \max \{ PE(t), PRRep(t), PRB(t) \}$$

Onde:

IPR(t,a) Energia resultante das incongruências na programação do mercado de reservas de reposição, durante o período de integração t, para o Agente de Mercado a.

PE(t) Preço de encontro do mercado diário afeto à área portuguesa do MIBEL, para o período de integração t.

PRRep(t) Preço marginal de Reservas de Reposição afeto à área de controlo portuguesa, para o período de integração t.

PRS(t) Preço marginal de Reservas de Regulação a Subir, para o período de integração t.

PRB(t) Preço marginal de Reservas de Regulação a Baixar, para o período de integração t.

Os encargos ou proveitos relativos à valorização de energia resultante das incongruências na programação decorrentes da participação do Agente de Mercado no mercado de reservas de reposição, são imputados ou atribuídos ao encargo de regulação imputável ao consumo, ERC, definido no ponto 5.2.7 do presente Procedimento.

5.2 Liquidação a agente de mercado comercializadores ou clientes

(...)

5.2.1 Resolução de restrições técnicas RRTC

(...)

5.2.2 Banda de regulação secundária BRSC

(...)

5.2.3 Desvios à Programação

(anterior 5.2.3.1)

5.2.4 Encargo para o Sistema, resultante do Processo de Resolução de Restrições técnicas no PDBF (ERTPDBF), a imputar ao consumo

(...)

5.2.5 Fator de Imputação de encargos para o sistema, a atribuir ao consumo

(...)

5.2.6 Encargo para o Sistema, resultante da Atribuição de Banda de Regulação Secundária, a imputar ao consumo EABRS

(...)

5.2.6.1 Encargo para o sistema, devido ao Estabelecimento de Banda de Regulação Secundária Atribuída Extraordinariamente (EEBRAE)

(...)

5.2.7 Encargo para o Sistema, resultante da Regulação verificada, a imputar ao Consumo ERC

O encargo para o sistema, resultante da valorização afeta à regulação verificada, imputável ao consumo (ERC), determina-se por período horário h, a partir da seguinte soma algébrica:

$$ERC(h) = SVERTPDVD(h) + SVERTPPHF(h) + EOC(h) + ERDJ(h) - SVCFTI[ERTPPHF](h) - SVCACB[ERTPPHF](h) + SVIAEP(h) + EPGAE[AVPDBF](h) - SEPGAP[AVPDBF][ERTPPHF](h) + ECIP(h) + PCIP(h) + ECIPR(h) + PCIPR(h) + ECFTI(h) + PCFTI(h)$$

onde:

SVERTPDVD(h) Sobrecusto para o sistema, devido à Valorização da Energia para Resolução de Restrições Técnicas após a publicação do PDVD, resultante de instruções no PRR, durante o período horário h, a imputar ao consumo determinado de acordo com o estabelecido no ponto 5.2.8 do presente Procedimento.

SVERTPPHF(h) Sobrecusto para o sistema, devido à Valorização das Energias resultantes da mobilização de reserva de regulação, através de instruções de despacho, para Resolução de Restrições Técnicas posteriores à publicação do PHF, para e durante o período horário h, a imputar ao consumo, determinado de acordo com o estabelecido no ponto 5.2.8 do presente Procedimento.

EOC(h) Encargo para o sistema, devido à Ocorrência de Comissionamento, durante o período horário h, a imputar ao consumo, determinado de acordo com o estabelecido no ponto 5.2.7.1 do presente Procedimento.

ERDJ(h) Encargo de Regulação imputável aos desvios à programação, referente a Desvios Justificados, para o período horário h, a imputar ao consumo:

$$ERDJ(h) = \sum_{ul} KD(h, ul) \times ERD(h) \times FDJ(h, ul)$$

onde:

KD(h, ul)

Fator de imputação do encargo para o sistema, a atribuir aos Desvios à programação, resultante da valorização das energias devidas à mobilização de reserva de potência ativa, para resolução de desvios à programação, para e durante o período horário h, a repercutir sobre a unidade de liquidação ul afeta a um agente de mercado, determinado de acordo com o estabelecido no ponto 5.3.3 do presente Procedimento.

ERD(h)

Encargo para o sistema, a imputar aos desvios à programação, resultante da valorização das energias devidas à mobilização de reserva de potência ativa para resolução de Desvios à programação, para o período horário h, determinado de acordo com o estabelecido no ponto 5.2.8 do presente Procedimento.

FDJ(h, ul)

Fração do Desvio à programação Justificável, verificado durante o período horário h, afeto à participação na área portuguesa do MIBEL, da unidade de liquidação ul afeta a um agente de mercado.

SVCFTI[ERTPPHF](h)

Sobrecusto devido à valorização de energia resultante da mobilização de reserva de potência ativa, através de instruções de despacho, mobilizada em restrição técnica, afeta à compensação interna para assegurar a firmeza das transações internacionais, verificada durante o período horário h, a imputar ao consumo.

SVCACB[ERTPPHF](h)

Sobrecusto, devido à valorização das energias resultantes da mobilização de reserva de regulação, através de instruções de despacho, em Restrição Técnica posterior à publicação do PHF, para compensação parcial ou integral da Ação Coordenada de Balanço, durante o período horário h, a imputar às rendas de congestionamento.

SVIAEP(h)

Sobrecusto para o sistema, resultante da valorização de energia devida ao estabelecimento de intercâmbio de apoio, entre sistemas, no sentido Espanha Portugal, durante o período horário h, a imputar ao consumo, determinado de acordo com o estabelecido no ponto 5.2.8 do presente Procedimento.

EPGAE[AVPDBF](h)

Encargo para o sistema espanhol a imputar ao sistema elétrico português, resultante da Programação de Geração Adicional em Espanha, após a verificação técnica do PDBF, para a hora h, determinado de acordo com o estabelecido em acordo internacional.

SEPGAP[AVPDBF][ERTPPHF](h) Sobrecusto afeto à valorização de energias resultantes de mobilização de reserva de regulação, através de instruções de despacho, em restrição técnica, afetas ao encargo para o sistema português, a imputar ao sistema elétrico espanhol, resultante da Programação de Geração adicional em Portugal, após a verificação técnica do PDBF, para a hora h.

ECIP(h) Encargo imputável ao consumo, relativo à valorização de energia resultante das incongruências na programação, verificada durante o período horário h:

$$ECIP(h) = \text{Max} \left(0, - \sum_a VCIP(h, a) \right)$$

PCIP(h) Proveito atribuível ao consumo, relativo à valorização de energia resultante das incongruências na programação, verificada durante o período horário h:

$$PCIP(h) = \text{Min} \left(0, - \sum_a VCIP(h, a) \right)$$

ECIPR(h) Encargo imputável ao consumo, relativo à valorização de energia resultante das incongruências na programação no mercado de reservas de reposição, verificada durante o período horário h resultante do somatório dos respetivos períodos quarto-horários t:

$$ECIPR(h) = \text{Max} \left(0, - \sum_a \sum_t VCIPR(t, a) \right)$$

PCIPR(h) Proveito atribuível ao consumo, relativo à valorização de energia resultante das incongruências na programação no mercado de reservas de reposição, verificada durante o período horário h resultante do somatório dos respetivos períodos quarto-horários t:

$$PCIPR(h) = \text{Min} \left(0, - \sum_a \sum_t VCIPR(t, a) \right)$$

ECFTI(h) Encargo imputável ao consumo, relativo à valorização de energia resultante de mobilização de reserva de potência ativa, energia de ensaio de verificação de disponibilidade e de energia de comissionamento, afetas à compensação interna para assegurar a firmeza das transações internacionais, verificadas durante o período horário h:

$$ECFTI(h) = \text{Max}(0, -VCFTI(h))$$

PCFTI(h) Proveito atribuível ao consumo, relativo à valorização de energia resultante de mobilização de reserva de potência ativa, energia de ensaio de verificação de disponibilidade e de energia de comissionamento, afetas à compensação interna para assegurar a firmeza das transações internacionais, verificadas durante o período horário h:

$$PCFTI(h) = \text{Min}(0, -VCFTI(h))$$

Onde:

$$VCFTI(h)$$

Valorização de energia resultante de mobilização de reserva de potência ativa, energia de ensaio de verificação de disponibilidade e de energia de comissionamento, afetas à compensação interna para assegurar a firmeza das transações internacionais, verificada durante o período horário h, imputável ao consumo:

$$VCFTI(h) = VCFTI[ER](h) + VCFTI[ERTPPHF](h) + VCFTI[EC](h) - SVCFTI[EC](h)$$

Com:

$$VCFTI[ER](h)$$

Valorização de energia resultante da mobilização de reserva de potência ativa, de modo automático ou através de instruções de despacho, desde que não seja mobilizada em restrição técnica, afeta à compensação interna para assegurar a firmeza das transações internacionais, verificadas durante o período horário h.

$$VCFTI[ERTPPHF](h)$$

Valorização de energia resultante da mobilização de reserva de potência ativa, através de instruções de despacho, mobilizada em restrição técnica, afeta à compensação interna para assegurar a firmeza das transações internacionais, verificadas durante o período horário h.

$$VCFTI[EC](h)$$

Valorização de energia de comissionamento e de ensaio de verificação de disponibilidade, imputável à firmeza das transações internacionais, durante o período horário h.

$$SVCFTI[EC](h)$$

Sobrecusto afeto à valorização de energia de comissionamento e de energia de ensaio de verificação de disponibilidade, afeta à compensação interna para assegurar a firmeza das transações internacionais, verificadas durante o período horário h.

5.2.7.1 Encargo para o Sistema, Devido à Ocorrência de Comissionamento EOC, a Imputar ao Consumo (...)

5.2.8 Encargo para o sistema, resultante da regulação verificada, imputável aos desvios à programação ERD

O encargo de regulação, afeto ao balanço do sistema, imputável aos desvios à programação, por período horário h, resulta da seguinte soma algébrica:

$$\begin{aligned} ERD(h) = & VEC(h) + VER(h) + VERTPPHF(h) - SVERTPPHF(h) + VERTPDVD(h) - SVERTPDVD(h) + VPEDS(h) - RVCFTI(h) \\ & - RVCACB(h) - SVEC(h) - SCC[ER](h) + PEDG(h) + PEIID(h) - VIAPE(h) + VIAEP(h) - SVIAEP(h) \\ & + VEBRAE(h) - EEBRAE(h) - REPGAP[AVPDBF](h) \end{aligned}$$

onde:

VEC(h) Encargo ou proveito para o sistema, resultante da soma algébrica da Valorização de Energia de Comissionamento emitida para a rede e consumida para bombagem, durante o período horário h.

Obrigação de pagamento ou direito de recebimento para o sistema, resultante da soma algébrica das valorizações por agente de mercado, devidas à energia emitida para a rede e consumida para bombagem, por unidades físicas em período de comissionamento afetas a cada agente de mercado:

$$VEC(h) = \sum_a VEC(h, a)$$

onde:

$$VEC(h, a)$$

Valorização de Energia de Comissionamento, emitida para a rede e consumida para bombagem, durante o período horário h, afeta ao agente de mercado a, determinada de acordo com o estabelecido no ponto 5.1.3 do presente Procedimento.

VER(h) Encargo ou proveito para o sistema, resultante da soma algébrica da Valorização das Energias de Regulação, devidas à mobilização automática de reserva de potência ativa ou através de instruções de despacho, desde que não seja para Resolução de Restrições Técnicas:

$$VER(h) = \sum_a VERS(h,a) + VERR^{30}(h,a) + \sum_a VERR(h,a) + VECD(h)$$

com:

VERS(h,a) Valorização das Energias de Regulação Secundária, resultantes do seguimento do sinal de controlo emitido pelo regulador central, durante o período horário h, afeta ao agente de mercado a, determinada de acordo com o estabelecido no ponto 5.1.3 do presente Procedimento.

VERR(h,a) Valorização das Energias de Reserva de Regulação, resultantes da mobilização de Reserva de Regulação, através de instruções de despacho, desde que não seja para Resolução de Restrições Técnicas, para o período horário h, afetas ao agente de mercado a, determinada de acordo com o estabelecido no ponto 5.1.3 do presente Procedimento.

VERR³⁰(h,a) Valorização das Energias de Reservas de Reposição, resultantes da ativação de Reservas de Reposição na plataforma pan-europeia, afeta ao Agente de Mercado a, de acordo com o estabelecido no ponto 5.1.3 do presente Procedimento, para o período horário h resultante do somatório dos respetivos períodos quarto-horários t:

$$VERR^{30}(h,a) = \sum_t VERR^{30}(t,a)$$

VECD(h) Encargo ou proveito resultante do Processo de Coordenação de Desvios, de acordo com o estabelecido no ponto 9 do Procedimento n.º 12, para o período horário h resultante do somatório dos respetivos períodos quarto-horários t:

$$VECD(h) = \sum_t VECD(t)$$

VERTPDVD(a, h) – Valorização da Energia para Resolução de Restrições Técnicas após a publicação do PDVD, resultante de instruções no PRR, para o período horário h, afeta ao Agente de Mercado a, determinada de acordo com o estabelecido no ponto 5.1.1 do presente procedimento.

SVERTPDVD(h) – Sobrecusto para o sistema, devido à Valorização da Energia para Resolução de Restrições Técnicas após a publicação do PDVD, resultante de instruções no PRR, para e durante o período horário h, a imputar ao consumo:

$$SVERTPDVD(h) = VERTPDVD(h) - PE(h) \times \sum_{am} \sum_{ul} ERTPDVD(a, h)$$

onde:

ERTPDVD(h) – Encargo ou proveito para o sistema, resultante da soma algébrica da valorização das energias para resolução de restrições técnicas após a publicação do PDVD, para o período horário h.

PE(h) – Preço de encontro do mercado diário, afeto à área portuguesa do MIBEL, para o período horário h.

ERTPDVD(a, h) – Energia resultante da mobilização de Reserva de Regulação, através de instruções no PRR, para resolução de restrições técnicas posteriores à publicação do PDVD, para o período horário h, devida à participação no mercado de serviços de sistema, do Agente de Mercado a.

VPEDS(h) Valorização a Preço de Encontro do mercado diário, afeto à área portuguesa do MIBEL, do Desvio à programação no Sistema, verificado durante o período horário h.

Valorização a preço de encontro do mercado diário afeto à área portuguesa do MIBEL, da soma algébrica dos desvios à programação, de todas as unidades de liquidação presentes na área portuguesa do MIBEL:

$$VPEDS(h) = PE(h) \times \sum_a \sum_{ul} ED(h,a,ul)$$

com:

PE(h) Preço de Encontro do mercado diário afeto à área portuguesa do MIBEL, para o período horário h.

ED(h,a,ul) Energia resultante do Desvio à programação, durante o período horário h, devido à participação na área portuguesa do MIBEL, do agente de mercado a, através da unidade de liquidação ul, determinado de acordo com o estabelecido no ponto 5.3.2 do presente Procedimento.

RVCFTI(h) Remoção da determinação do encargo de regulação a imputar aos desvios, da valorização de energia resultante de mobilização de reserva de potência ativa, energia de ensaio de verificação de disponibilidade e de energia de comissionamento, afeta à compensação interna para assegurar a firmeza das transações internacionais, verificadas durante o período horário h, imputável ao consumo:

$$RVCFTI(h) = VCFTI(h) - SVCFTI[ERTPPHF](h)$$

com:

VCFTI(h) Valorização de energia resultante de mobilização de reserva de potência ativa, energia de ensaio de verificação de disponibilidade e de energia de comissionamento, afetas à compensação interna para assegurar a firmeza das transações internacionais, verificada durante o período horário h, imputável ao consumo, determinada de acordo com o estabelecido no ponto 5.2.7 do presente Procedimento.

SVCFTI[ERTPPHF](h) Sobrecusto devido à valorização de energia resultante da mobilização de reserva de potência ativa, através de instruções de despacho, mobilizada em restrição técnica, afeta à compensação para assegurar a firmeza das transações internacionais, verificadas durante o período horário h:

$$SVCFTI[ERTPPHF](h) = VCFTI[ERTPPHF](h) - PE(h) \times CFTI[ERTPPHF](h)$$

Onde:

VCFTI[ERTPPHF](h) Valorização de energia resultante da mobilização de reserva de potência ativa, através de instruções de despacho, mobilizada em restrição técnica, afeta à compensação para assegurar a firmeza das transações internacionais, verificadas durante o período horário h.

PE(h) Preço de Encontro do Mercado diário afeto à área portuguesa do MIBEL, para o período horário h.

	CFTI[ERTPPHF](h)	Energia resultante da mobilização de reserva de potência ativa, através de instruções de despacho, mobilizada em restrição técnica, afeta à compensação interna para assegurar a firmeza das transações internacionais, durante o período horário h.
RVCACB(h)		Remoção da determinação do encargo de regulação a imputar aos desvios, da Valorização de energia resultante de mobilização de reserva de potência ativa e de energia de comissionamento, afeta à Compensação de Ação Coordenada de Balanço, verificada durante o período horário h, imputável às rendas de congestionamento:
	$RVCACB(h) = VCACB(h) - SVCACB[ERTPPHF](h)$	
	com:	
	$VCACB(h)$	Valorização de energia resultante de mobilização de reserva de potência ativa e de energia de comissionamento, afeta à compensação de Ação Coordenada de Balanço, verificada durante o período horário h, imputável às rendas de congestionamento, determinada de acordo com o estabelecido no ponto 2.2 do presente Procedimento.
	$SVCACB[ERTPPHF](h)$	Sobrecusto afeto à Valorização de energia resultante da mobilização de reserva de potência ativa, através de instruções de despacho, mobilizada em restrição técnica, imputável à Compensação de Ação Coordenada de Balanço, durante o período horário h:
	$SVCACB[ERTPPHF](h) =$	
	$VCACB[ERTPPHF](h) - PE(h) \times CACB[ERTPPHF]$	
	onde:	
	$PE(h)$	Preço de Encontro do Mercado diário afeto à área portuguesa do MIBEL, para o período horário h.
	$CACB[ERTPPHF]$	Energia resultante da mobilização de reserva de potência ativa, através de instruções de despacho, mobilizada em restrição técnica, imputável à Compensação de Ação Coordenada de Balanço, durante o período horário h.
SVEC(h)		Sobrecusto afeto à valorização da Energia de Comissionamento, verificada durante o período horário h, a imputar ao consumo, determinado de acordo com o estabelecido no ponto 5.2.7 do presente Procedimento.
SCC[ER](h)		Sobrecusto para o sistema afeto à valorização da Energia de Regulação, resultante da mobilização de reserva de potência ativa, automática ou através de instruções de despacho, desde que não seja em restrição técnica, imputável à compensação do comissionamento verificado, durante o período horário h, a repercutir sobre o consumo.
PEDG(h)		Proveito para o sistema, resultante do somatório dos Encargos devidos à ocorrência de Desvios à programação, para o período horário h, em unidades de liquidação afetas a unidades de programação Genérica:
	$PEDG(h) = \sum_a EDG(h,a)$	
	onde:	
	$EDG(h,a)$	Encargo devido à ocorrência de Desvios à programação, para o período horário h, em unidades de liquidação afetas a unidades de programação Genérica, a repercutir sobre o Agente de Mercado a, determinado de acordo com o estabelecido no ponto 5.4 do presente Procedimento.
PEIID(h)		Proveito para o sistema, resultante do somatório dos Encargos devidos ao Incumprimento de Instruções de Despacho, para e durante o período horário h, a imputar a agente de mercado produtores participantes no mercado de serviços de sistema:
	$PEIID(h) = \sum_a EIID(h,a)$	
	onde:	
	$EIID(h,a)$	Encargo devido ao Incumprimento de Instruções de Despacho, para o período horário h, por parte de áreas de balanço e unidades físicas em situações extremas (unidades de liquidação), afetas ao Agente de Mercado produtor a, determinado de acordo com estabelecido no ponto 5.1.3 do presente Procedimento.
VIAPE(h)		Valorização da energia devida à mobilização automática ou através de instruções de despacho, de reserva de potência ativa a subir, para concretizar o Intercâmbio de Apoio, no sentido Portugal Espanha, durante o período horário h, valorizada ao respetivo preço de regulação, a imputar como custo mínimo ao sistema elétrico espanhol.
VIAEP(h)		Valorização de energia devida ao sistema elétrico espanhol, pela concretização do Intercâmbio de Apoio, entre sistemas, no sentido Espanha Portugal, durante o período horário h, valorizada de acordo com o estabelecido em acordo internacional, a imputar ao sistema elétrico português, como mobilização de reserva de regulação, para Resolução de Restrições Técnicas.
SVIAEP(h)		Sobrecusto para o sistema português, resultante da valorização de energia devida ao sistema elétrico espanhol, pela concretização do intercâmbio de apoio entre sistemas, no sentido Espanha Portugal, durante o período horário h, de acordo com o estabelecido em acordo internacional, a imputar ao sistema elétrico português, como mobilização de reserva de regulação, para Resolução de Restrições Técnicas:
	$SVIAEP(h) = VIAEP(h) - PE(h) \times EIAEP(h)$	
	onde:	
	$PE(h)$	Preço de Encontro do mercado diário afeto à área portuguesa do MIBEL, para o período horário h.
	$EIAEP(h)$	Energia afeta ao programa de Intercâmbio de Apoio, no sentido Espanha Portugal, devido ao período horário h.
VEBRAE(h)		Encargo ou proveito para o sistema, resultante da soma algébrica da Valorização das alterações à programação, para o Estabelecimento de Banda de Regulação Atribuída Extraordinariamente, afeta ao período horário h:
	$VEBRAE(h) = \sum_a VEBRAE(h,a)$	
	com:	
	$VEBRAE(h,a)$	Valorização de alterações à programação, devidas ao Estabelecimento de Banda de Regulação Atribuída Extraordinariamente, para a hora h, afeta ao Agente de Mercado a, determinada de acordo com o estabelecido no ponto 5.1.2 do presente Procedimento.
EEBRAE(h)		Encargo para o sistema a imputar ao consumo, devido ao Estabelecimento de Banda de Regulação secundária Atribuída Extraordinariamente, para o período horário h, determinado de acordo com o estabelecido no ponto 5.2.6.1 do presente Procedimento.
REPGAP[AVPDBF](h)		Remoção da determinação do encargo de regulação a imputar aos desvios, do encargo para o sistema português, a imputar ao sistema elétrico espanhol, resultante da Programação de Geração adicional em Portugal, após a verificação técnica do PDBF, para a hora h:
	$REPGAP[AVPDBF] =$	
	$EPGAP[AVPDBF](h) - SEPGAP[AVPDBF][ERTPPHF](h)$	

com:

EPGAP[AVPDBF](h)

Encargo para o sistema português, a imputar ao sistema elétrico espanhol, resultante da Programação de Geração adicional em Portugal, após a Verificação técnica do PDBF, para a hora h, determinado de acordo com o estabelecido no ponto 2.2.2 do presente Procedimento.

SEPGAP[AVPDBF][ERTPPHF](h)

Sobrecusto afeto à valorização de energias resultantes de mobilização de reserva de regulação, através de instruções de despacho, em Restrição Técnica, afetas ao Encargo para o sistema português, a imputar ao sistema elétrico espanhol, resultante da Programação de Geração adicional em Portugal, após a verificação técnica do PDBF, para a hora h.

5.3 Valorização das energias de desvio por unidade de liquidação

5.3.1 Tipos de Desvio

5.3.1.1 Desvios por Excesso:

- Consumos verificados ajustados ao referencial de geração, inferiores ao programa horário de compra, no caso de unidades de liquidação, relativas a unidades de programação não genérica afetas a agentes de mercado comercializadores, comercializador de último recurso e clientes;
- Soma algébrica dos consumos verificados ao referencial de geração, inferiores à soma algébrica dos programas horários de compra, relativos a unidades de liquidação integradas na unidade de desvio de comercialização;
- Consumos verificados inferiores ao programa horário de compra, no caso de unidades de liquidação, relativas a áreas de balanço de consumo para bombagem afetas a agentes de mercado produtores;
- Saldo comprador entre unidades de oferta genérica de compra e de venda, não concretizado em venda em mercado organizado de contratação à vista e através de contratação bilateral, no caso de unidades de liquidação relativas a unidades de programação genérica;
- Soma algébrica entre:
 - As energias resultantes da mobilização de reserva de regulação, através de instruções de despacho, para o estabelecimento de banda de regulação secundária contratada, não garantida em mercado organizado, quando aplicável;
 - As emissões verificadas, superior ao programa horário de venda, no caso de unidades de liquidação relativas a áreas de balanço de produção afetas a agentes de mercado produtores ou agentes de mercado comercializadores que atuem como agregadores de produção ou ao agente comercial.

5.3.1.2 Desvios por Defeito:

- Consumos verificados ajustados ao referencial de geração, superiores ao programa horário de compra, no caso de unidades de liquidação, relativas a unidades de programação não genérica afetas a agentes de mercado comercializadores, comercializador de último recurso e clientes;
- Soma algébrica dos consumos verificados ao referencial de geração, superiores à soma algébrica dos programas horários de compra, relativos a unidades de liquidação integradas na unidade de desvio de comercialização;
- Consumos verificados superiores ao programa horário de compra, no caso de unidades de liquidação, relativas a áreas de balanço de consumo para bombagem afetas a agentes de mercado produtores;
- Saldo vendedor entre unidades de oferta genérica de compra e de venda, não concretizado em compra em mercado organizado de contratação à vista e de contratação bilateral, no caso de unidades de liquidação relativas a unidades de programação genérica.
- Soma algébrica entre:
 - As energias resultantes da mobilização de reserva de regulação, através de instruções de despacho, para o estabelecimento de banda de regulação secundária contratada, não garantida em mercado organizado, quando aplicável,
 - As emissões verificadas, inferior ao programa horário de venda, no caso de unidades de liquidação relativas a áreas de balanço de produção afetas a agentes de mercado produtores ou agentes de mercado comercializadores que atuem como agregadores de produção ou ao Agente comercial.

5.3.2 Cálculo das Energias de Desvio à Programação por Unidade de Liquidação

As energias de desvio determinam-se por unidade de liquidação.

No caso de unidades de liquidação relativas a unidades de programação genérica, a energia de desvio resulta da soma algébrica entre unidades de oferta genérica de compra e de venda, não saldada através dos mercados organizados de contratação à vista e de contratação bilateral. Para as demais unidades de liquidação, a energia de desvio resulta da diferença entre a participação efetiva na área portuguesa do MIBEL, e o PHL, Programa Horário de Liquidação. Por participação efetiva entende-se:

- Consumo Verificado, Ajustado para perdas nas redes (CVA), correspondente a unidade de liquidação afeta a um agente de mercado comercializador, cliente ou ao comercializador de último recurso; Consumo para Bombagem Verificado (CBV), correspondente a unidade de liquidação afeta a um agente de mercado produtor com unidades físicas reversíveis;
- Soma algébrica, quando aplicável, entre Emissão Verificada (EV) e, Energia resultante da mobilização de reserva de regulação, para Estabelecimento de Banda de Regulação secundária atribuída, não garantida em mercado organizado (EEBRA), correspondente a unidade de liquidação afeta a agente de mercado produtor, agente de mercado comercializador que atue como agregador de produção ou ao agente comercial.

Na determinação do desvio à programação da unidade de liquidação afeta a agente de mercado comercializador, cliente ou, ao comercializador de último recurso, o PHL corresponde ao respetivo PHF.

O desvio à programação da unidade de desvio de comercialização UDC resulta da soma algébrica dos desvios à programação das unidades de liquidação afetas aos agentes de mercado comercializadores integradas nessa unidade.

Caso a unidade de liquidação corresponda a área de balanço afeta a agente de mercado produtor ou ao agente comercial, o PHL corresponde ao respetivo PHOF, ou, quando aplicável, resulta da soma algébrica entre PHOF e PHS.

5.3.3 Valorização das Energias de Desvio à Programação Por Unidade de Liquidação

(...)

5.4 Encargo para o Agente de Mercado, devido à ocorrência de Desvios à Programação, em Unidades de Liquidação relativas a Unidades de Programação Genérica (EDG)

(...)

5.4.1 Agravamento na Fase 1

(...)

5.4.2 Agravamento na Fase 2

(...)

6 Medição de energia

6.1 Considerações e princípios de base

(...)

6.2 Cálculo da energia entregue à rede elétrica de serviço público

(...)

6.3 Cálculo da energia recebida da rede elétrica de serviço público

(...)

7 Liquidação mensal

7.1 Nota de liquidação mensal

No prazo de cinco dias úteis seguintes ao final do mês, a GGS disponibilizará a cada agente de mercado, por atividade, uma nota de liquidação mensal, com os valores afetos aos direitos de recebimento e às obrigações de pagamento, devidas à respetiva participação na área portuguesa do MIBEL, discriminados pelas diferentes unidades de liquidação afetas ao agente de mercado.

7.2 Contestação à nota de liquidação mensal

(...)

7.3 Conteúdo da nota de liquidação mensal

7.3.1 Desagregação mínima da nota de liquidação

A nota de liquidação, emitida por atividade do agente de mercado, deverá, pelo menos, apresentar a desagregação que permita identificar, em base diária, com discriminação horária, os principais agregados de liquidação identificados nos pontos 5.1 e 5.2 do presente Procedimento, respetivamente para agentes de mercado produtores e agentes de mercado comercializadores ou clientes.

7.3.2 Informação de suporte à nota de liquidação

A nota de liquidação deverá ser acompanhada da informação de suporte à sua verificação que inclua, sempre que necessário, a completa desagregação, em base horária, dos valores a liquidar pelas sub-rubricas de liquidação que integram os principais agregados de liquidação identificados nos pontos 5.1 e 5.2 do presente Procedimento, bem como os seguintes valores físicos e económicos:

a (...)

b (...)

c (...)

d (...)

e (...)

f (...)

g) Programa de Reservas de Reposição

h) (anterior g))

i) (anterior h))

j) (anterior i))

k) (anterior j))

l) (anterior k))

m) (anterior l))

n) Preço de reservas de reposição

o) (anterior m))

p) (anterior n))

q) (anterior o))

r) (anterior p))

s) (anterior q))

t) (anterior r))

u) (anterior s))

v) (anterior t))

w) (anterior u))

Por preço de regulação segundo cada sentido de regulação, entende-se o preço que se aplica à energia resultante da mobilização de reserva de regulação, quer automaticamente, através do seguimento do sinal de controlo emitido pelo regulador central, quer através de instruções de despacho, desde que não seja para resolução de restrições técnicas, ou seja, preço segundo o qual, se valoriza a energia de regulação secundária e a energia de reserva de regulação segundo cada sentido de regulação.

7.4 Liquidações Provisórias e Definitivas

(...)

ANEXO II

Procedimento 13-A – Reservas de Reposição

1 Âmbito

Neste Procedimento, pretende-se definir o serviço de Reservas de Reposição (RR), e determinar quer as necessidades de Reservas de Reposição do SEN, quer a respetiva metodologia de mobilização das Áreas de Balanço que prestam este serviço, para além da correspondente valorização.

O serviço de Reservas de Reposição é estabelecido no Regulamento (UE) 2017/2195 da Comissão, de 23 de novembro de 2017, que estabelece orientações relativas ao equilíbrio do sistema elétrico e, ao abrigo do artigo 19.º do referido regulamento, detalhado na diretriz de implementação para troca de energia de regulação proveniente de Reservas de Reposição.

A contratação do serviço de Reservas de Reposição é gerida por uma plataforma transeuropeia capaz de efetuar uma alocação otimizada das ofertas e necessidades de Reservas de Reposição enviadas por cada ORT e da capacidade de interligação disponível entre cada ORT com o intuito de satisfazer, antes do tempo real, as diferenças entre o programado nos mercados diários e intradiários e as previsões de geração e consumo.

Entende-se por Reservas de Reposição a variação máxima exequível, em 30 minutos, de potência ativa para subir ou para baixar, por parte das Unidades Físicas que integram uma Área de Balanço.

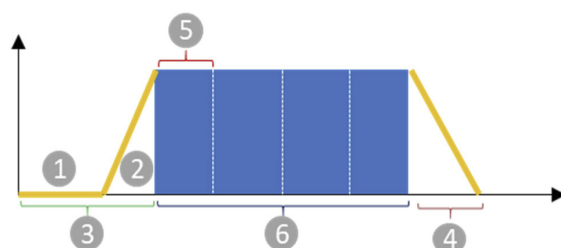
Sem prejuízo das características apresentadas nos pontos seguintes, para efeitos da aplicação do presente Procedimento, as Ofertas de Reserva de Reposição deverão ser do tipo ligada no tempo devendo os quatro períodos de entrega serem exatamente iguais quer em termos de preço e quantidade. Caso não seja respeitado esta restrição, a oferta de Reserva de Reposição será rejeitada.

2 Definição do Serviço

A correta exploração do SEN, tanto do ponto de vista económico, como de garantia do abastecimento e segurança da operação no curto prazo, exige uma reserva adicional de potência ativa que garanta a cobertura do consumo e o funcionamento em segurança do sistema, perante incidências que provoquem desequilíbrios entre a geração e o consumo, capazes de esgotar as reservas de regulação primária, secundária e terciária existente.

A restituição dos níveis de reserva de regulação primária, secundária e terciária existente devem ser garantidos através da emissão de instruções de despacho, para os períodos de entrega do subsequente período de programação, com um tempo de ativação de 30 minutos.

As características do produto encontram-se definidas na tabela e figura seguinte.



Caraterística	Descrição
Modo de ativação	Programado com ativação manual
Período de preparação ⁽¹⁾	De 0 a 30 minutos
Período de rampa ⁽²⁾	De 0 a 30 minutos
Tempo de ativação total ⁽³⁾	30 minutos
Período de desativação ⁽⁴⁾	Sob responsabilidade do Agente de Mercado habilitado para prestar serviços de sistema
Quantidade mínima	1 MW
Quantidade máxima	Restringida à disponibilidade e/ou limitações técnicas impostas à Área de Balanço.
Duração mínima do período de entrega ⁽⁵⁾	15 minutos
Duração máxima do período de entrega ⁽⁶⁾	60 minutos
Nível de Agregação das Ofertas	As ofertas devem ser feitas por Áreas de Balanço.
Período de validade	Definido pelo agente de mercado e respeitando os períodos de entrega mínimo e máximo.
Divisibilidade	Ofertas divisíveis e/ou indivisíveis são permitidas.
Preço e resolução da oferta	Definido pelos Agentes de Mercado habilitados para prestar serviços de sistema A resolução mínimo é 1 cêntimo de euro por MWh
Preço Mínimo e Máximo	-99 999 e 99 999 €/MWh
Resolução temporal	15 minutos

3 Unidades Físicas Participantes

As Unidades Físicas de produção cuja fonte primária seja hidráulica ou térmica (excluindo a cogeração) e que tenham uma potência de ligação igual ou superior a 1 MW, terão obrigatoriamente de participar na prestação deste serviço de sistema, devendo para o efeito cumprir as disposições referidas no Procedimento n.º 4, nomeadamente no seu ponto 3.

As restantes Unidades Físicas poderão participar na prestação deste serviço de sistema desde que tenham uma capacidade de oferta superior a 1 MW e obtenham a correspondente habilitação junto da GGS, que a outorgará a todas as unidades físicas que demonstrem capacidade técnica e operativa para prestar este serviço nas condições requeridas.

A GGS manterá atualizada e pública a lista de Unidades Físicas habilitadas à prestação do serviço de Reservas de Reposição, na sua página pública na Internet.

A GGS poderá retirar a habilitação quando detete uma falha de capacidade técnica para a prestação deste serviço, de acordo com as condições exigidas para a sua habilitação, ou quando a qualidade do serviço prestado não cumpra os requisitos exigidos.

Os Agentes de Mercado, que pretendam obter a habilitação para uma Unidade Física, deverão solicitar à GGS, com pelo menos 10 (dez) dias úteis de antecedência, a realização de ensaios tendo em vista a referida acreditação. Os ensaios visam avaliar a capacidade técnica e operacional, pelo que deverão aquilatar os seguintes aspetos:

- a) Possuir sistema de telecontagem;
- b) Correto funcionamento das comunicações em tempo real entre a Unidade Física e o SCADA da GGS;

- c) Correto funcionamento das comunicações de fonia entre o despacho e a Sala de Comando principal e de recurso da Unidade Física;
- d) Qualidade das medidas em tempo real da Unidade Física;
- e) Correto funcionamento dos equipamentos para a receção das Instruções de Despacho (PHO e Instruções em tempo real) e limitações à produção ou consumo;
- f) Capacidade de receção e resposta de Instruções de Despacho por parte Sala de Comando da Unidade Física em questão;
- g) Capacidade da Sala de Comando da Unidade Física comunicar alterações à sua potência disponível;
- h) Cumprimento das Instruções de Despacho em caso de falha total na Sala de Comando da Unidade Física (ensaio dos planos de contingência estabelecidos).

4 Identificação das Necessidades

A GGS, atendendo a cada situação particular de exploração, e tendo por base os critérios referidos no Procedimento n.º 6, estabelecerá as necessidades de Reservas de Reposição que serão submetidas para a plataforma transeuropeia que assegura a contratação de Reservas de Reposição. Na definição das necessidades de Reservas de Reposição, o ORT deverá ter em conta as previsões e perspectivas de funcionamento do SEN durante os períodos de entrega relativos ao próximo período de programação e da eventual necessidade repor as reservas de regulação primária, secundária e terciária do SEN.

As necessidades de Reservas de Reposição terão as seguintes características:

Caraterística	Descrição
Quantidade mínima	1 MW.
Quantidade máxima	A quantidade máxima das necessidades solicitadas pelo ORT deverá estar limitada ao volume de ofertas partilhadas pelo ORT para o mesmo sentido de regulação. No entanto, na eventualidade da segurança do sistema estar em causa, o ORT poderá notificar a plataforma transeuropeia que pode aplicar uma exceção à regra indicada.
Duração mínima do período de entrega	15 minutos.
Duração máxima do período de entrega	60 minutos.
Localização	As necessidades devem ser apresentadas para a área de regulação Portuguesa.
Tipo de Necessidade	O ORT apenas submeterá necessidades inelásticas.
Sentido de Regulação	Positivo (regulação a subir) ou Negativo (regulação a baixar)
Banda de Tolerância (volume)	O ORT têm a possibilidade de apresentar um volume divisível que deverá ser submetido com uma resolução de 1MW
Resolução do volume	O volume terá a resolução de 1 MW
Resolução temporal	15 minutos

5 Descrição do Processo

O processo transeuropeu de contratação de Reservas de Reposição é um processo desenvolvido entre ORT, que se divide nos seguintes passos:

1. Os Agentes de Mercado com Unidade Físicas habilitadas afetas a Áreas de Balanço estão obrigados a apresentar ofertas de Reservas de Reposição ao ORT;
2. As ofertas apresentadas pelos Agentes de Mercado são anonimizadas e validadas tecnicamente de acordo com o estabelecido no ponto 6.3 do presente procedimento. As ofertas que não sejam tecnicamente viáveis ou sejam necessárias para assegurar a reserva para a operação em tempo real de acordo com

o ponto 6.4 do presente Procedimento serão sinalizadas como indisponíveis. As ofertas indisponíveis não serão consideradas pelo algoritmo que efetua a contratação transeuropeia de Reservas de Reposição;

3. Os ORT encaminham as ofertas apresentadas e que respeitem o ponto anterior pelos Agentes de Mercado para a plataforma transeuropeia que gere o processo de contratação de Reservas de Reposição;

4. Os ORT enviam para a plataforma transeuropeia as suas necessidades de Reservas de Reposição e a capacidade de interligação disponível;

5. Caso considere necessário, o ORT pode enviar para a plataforma transeuropeia uma banda admissível para o trânsito na interligação por forma a resolver congestionamentos na interligação. Os custos incorridos no processo transeuropeu de contratação de Reservas de Reposição para assegurar a restrição colocada pela GGS deverão ser repercutidos no Procedimento n.º 21.

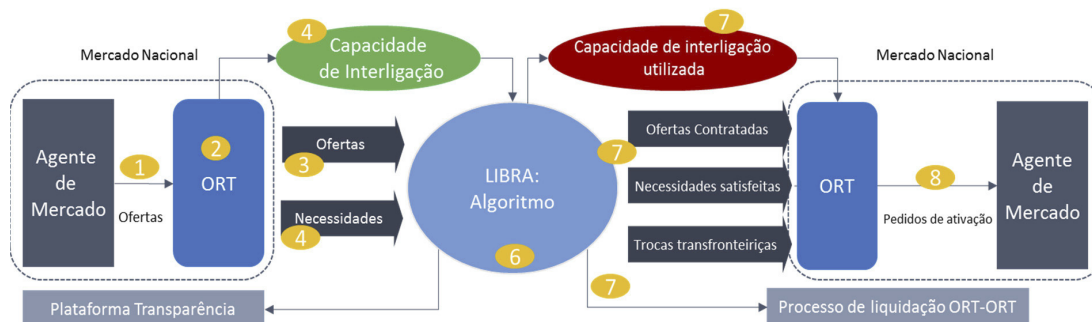
A imposição desta restrição não criará distorções na formação dos preços marginais de Reservas de Reposição.

6. A plataforma transeuropeia de contratação de Reservas de Reposição, tendo por base a informação apresentada por todos os ORT, executa o algoritmo de encontro;

7. A plataforma transeuropeia de contratação de Reservas de Reposição comunica a cada ORT, até ao minuto indicado em Aviso da GGS, as ofertas aceites, as necessidades satisfeitas e os preços calculados. Tendo por base os resultados do processo de encontro, a plataforma transeuropeia determina os transítos nas interligações e comunica estes aos ORT;

8. Até ao minuto indicado em Aviso da GGS, o ORT comunica aos Agentes de Mercado os resultados do processo transeuropeu de contratação de Reservas de Reposição, nomeadamente, as quantidades, as áreas de balanço que prestam o serviço e o preço contratado por este mecanismo;

9. Por fim, a informação necessária para proceder à liquidação dos custos e proveitos que serão faturados entre os ORT, isto é, o valor económico associado às trocas de energia através da interligação, utilizado para gerar as correspondentes faturas.



6 Ofertas de Reservas de Reposição

6.1 Apresentação de Ofertas de Reservas de Reposição

Após a hora do dia anterior ao dia de programação estabelecida em Aviso da GGS e até ao minuto antes do período de programação a que se referem definido em Aviso da GGS, os Agentes de Mercado terão de colocar à disposição da GGS a informação relativa às ofertas de Reservas de Reposição a subir e/ou a baixar.

Os Agentes de Mercado, para as Áreas de Balanço correspondentes a Unidades Físicas habilitadas para prestar o serviço de Reservas de Reposição, oferecem, para cada período de entrega, as suas Reservas de Reposição exequível, tanto para subir como para baixar.

O preço da oferta de Reservas de Reposição pela mobilização de Reserva de Regulação para baixar tem, no caso de instalações de produção, carácter de preço de recompra da energia não produzida equivalente ou, no caso de instalações de consumo, o preço de compra da energia a consumir.



As Ofertas de Reservas de Reposição deverão respeitar as limitações de valor máximo e mínimo impostos pela GGS na sequência da validação técnica anteriormente efetuada, as declarações de disponibilidade e a banda de regulação secundária contratada em cada Unidade Física.

O Agente de Mercado é responsável por garantir a exequibilidade técnica da sua oferta, tendo em consideração a potência ativa a subir ou a baixar que as Unidades Físicas podem variar, os seus parâmetros dinâmicos e características ou condições de operação das mesmas, tais como:

1. Quedas e cotas nos aproveitamentos hídricos;
2. Temperaturas ambientes, pressão atmosférica e humidade relativa nas centrais termoelétricas;
3. Energia Armazenada nos dispositivos de armazenamento;
4. Indisponibilidades e condicionamentos.

6.2 Características das Ofertas de Reservas de Reposição

Para cada Área de Balanço, o Agente de Mercado poderá apresentar Ofertas de Reservas de Reposição com as seguintes características:

1. Ofertas Totalmente Divisíveis;
2. Ofertas Parcialmente Divisíveis;
3. Ofertas Indivisíveis;
4. Ofertas Exclusivas:
 - a. Exclusivas em Volume;
 - b. Exclusivas no Tempo;
5. Ofertas Ligadas;
6. Ofertas Multi-Parte.

Os preços constantes das Ofertas de Reservas de Reposição poderão, por decisão da ERSE, estar limitados a um preço máximo e a um preço mínimo. Desta forma, até que os preços máximos e mínimos sejam definidos pela ERSE, as Ofertas de Reservas de Reposição não terão um limite máximo e mínimo, isto é, apenas estarão limitados às restrições informáticas das comunicações operacionais.

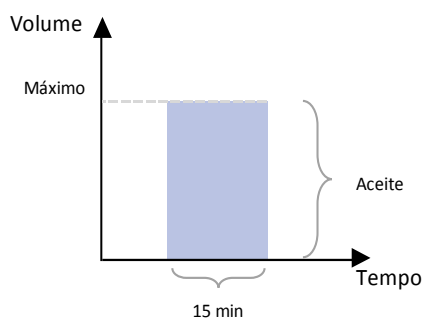
As Ofertas de Reservas de Reposição submetidas pelos Agentes de Mercado serão encaminhadas pelo ORT para a plataforma transeuropeia que gere o processo de contratação de Reservas de Reposição. Serão identificadas como indisponíveis as ofertas de Reservas de Reposição que:

- a) No processo de validação efetuado pela GGS não respeitem as limitações de valor máximo e mínimo impostos pela GGS, as declarações de disponibilidade e a banda de regulação secundária contratada em cada Unidade Física;
- b) Não sejam tecnicamente viáveis por provocarem uma restrição técnica ou que sejam indispensáveis para assegurar as reservas necessárias para a correta exploração do SEN.

6.2.1 Ofertas Totalmente Divisíveis

Uma oferta totalmente divisível consiste numa oferta de Reservas de Reposição com uma única quantidade e um único preço. O período de entrega é de 15 minutos e não tem quantidade mínima.

Um exemplo de uma oferta totalmente divisível com período de entrega é apresentado na figura seguinte.



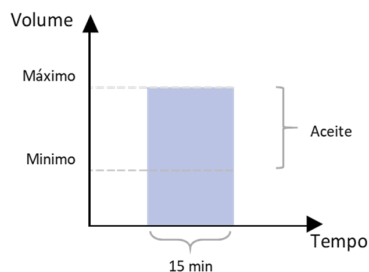
Se a oferta for aceite, a quantidade aceite será menor ou igual à quantidade máxima oferecida e maior que zero. Se a oferta for rejeitada, o volume aceite será zero. As características de oferta totalmente divisíveis são definidas na tabela seguinte.

Características	Valores permitidos
Sentido de Regulação	A subir ou a baixar
Quantidade máxima	Entre 0 e o limite técnico da plataforma de Reservas de Reposição
Quantidade mínima	0
Preço	Entre o preço mínimo e máximo definido
Período de entrega	[H; H+15] ou [H+15; H+30] ou [H+30; H+45] ou [H+45; H+60]

6.2.2 Ofertas Parcialmente Divisíveis

Uma oferta divisível consiste numa oferta de Reservas de Reposição com uma única quantidade e um único preço por cada período de 15 minutos.

O período de entrega é de 15 minutos e tem uma quantidade mínima superior a zero. Um exemplo de uma oferta divisível é apresentado na Figura.

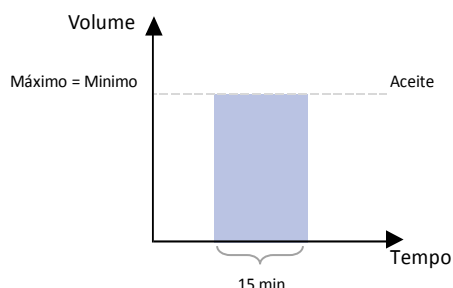


Se a oferta for aceite, a quantidade aceite será menor ou igual à quantidade máxima oferecida e maior ou igual à quantidade mínima. Se a oferta for rejeitada, o volume aceite será zero. As características de oferta parcialmente divisíveis são definidas na tabela seguinte.

Características	Valores permitidos
Sentido de Regulação	A subir ou a baixar
Quantidade máxima	Entre o mínimo e o limite técnico da plataforma de Reservas de Reposição
Quantidade mínima	Diferente de 0, mas inferior ao volume máximo
Preço	Entre o preço mínimo e máximo definido
Período de entrega	[H; H+15] ou [H+15; H+30] ou [H+30; H+45] ou [H+45; H+60]

6.2.3 Ofertas Indivisíveis

Uma oferta Indivisível, ou oferta de bloco, é uma oferta de Reservas de Reposição com uma única quantidade e um único preço. O período de entrega é de 15 minutos e tem uma quantidade mínima igual à sua quantidade máxima. Um exemplo de uma oferta indivisível é apresentado na figura seguinte. A oferta é aceite na sua totalidade ou nada é aceite.



As características das ofertas indivisíveis são apresentadas na tabela seguinte.

Características	Valores permitidos
Sentido de Regulação	A subir ou a baixar
Quantidade máxima	Entre 0 e o limite técnico da plataforma de Reservas de Reposição
Quantidade mínima	Igual à quantidade máxima
Preço	Entre o preço mínimo e máximo definido
Período de entrega	[H; H+15] ou [H+15; H+30] ou [H+30; H+45] ou [H+45; H+60]

6.2.4 Ofertas Ligadas No Tempo

As ofertas ligadas no tempo são ofertas de Reservas de Reposição para as quais a mesma taxa de aceitação α será considerada pelo processo transeuropeu de contratação de Reservas de Reposição. A taxa de aceitação α corresponde ao rácio entre a quantidade de uma oferta e o máximo volume oferecido. Portanto, isso pode ser expresso matematicamente da seguinte forma:

$$\alpha_i = \frac{q_i}{Q_i^{max}}$$

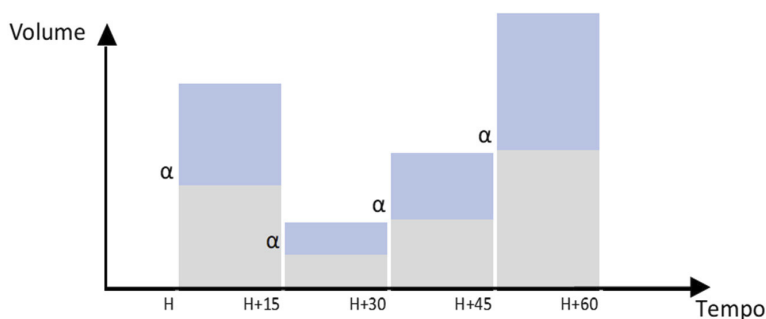
onde:

α_i – Corresponde ao rácio aceite da oferta i

q_i – Corresponde ao volume aceite da oferta i

Q_i^{max} – Corresponde ao volume máximo da oferta i

As ofertas ligadas no tempo podem ser ofertas totalmente divisíveis, parcialmente divisíveis ou indivisíveis, e devem obrigatoriamente corresponder a diferentes intervalos de tempo (de 15 minutos). Adicionalmente, podem ter diferentes quantidades e/ou preços. Um exemplo de 4 ofertas ligadas no tempo é apresentado na figura seguinte.



Neste exemplo, é ativada em cada oferta a mesma percentagem da oferta relativamente às quantidades máximas, isto é, o mesmo rácio de aceitação é aplicado $\alpha_1 = \alpha_2 = \alpha_3 = \alpha_4$. De referir que a quantidade mínima é apenas uma restrição, sendo que apenas a oferta mais restrita é relevante e usada pelo algoritmo. Podem ser submetidas ofertas ligadas no tempo:

Neste exemplo, é ativada em cada oferta a mesma percentagem da oferta relativamente às quantidades máximas, isto é, o mesmo rácio de aceitação é aplicado $\alpha_1 = \alpha_2 = \alpha_3 = \alpha_4$. De referir que a quantidade mínima é apenas uma restrição, sendo que apenas a oferta mais restrita é relevante e usada pelo algoritmo. Podem ser submetidas ofertas ligadas no tempo:

a) Ou como uma curva: neste caso, as ofertas ligadas no tempo têm de ter todas o mesmo sentido de regulação, isto é a subir ou a baixar, já que correspondem a uma única oferta.

ID da oferta	Sentido de Regulação	Quantidade Máxima	Quantidade Mínima	Preço	Período de entrega	ID da oferta ligada
546454	Subir ou Baixar	$Q_{\max 1}$	$Q_{\min 1}$	P1	[H; H+15]	N/A
		$Q_{\max 2}$	$Q_{\min 2}$	P2	[H+15; H+30]	
		$Q_{\max 3}$	$Q_{\min 3}$	P3	[H+30; H+45]	
		$Q_{\max 4}$	$Q_{\min 4}$	P4	[H+45; H+60]	

De referir que também se pode ter uma curva descontínua, por exemplo, $Q_{\max 2}=0$ e $Q_{\max 1}$, $Q_{\max 3}$ e $Q_{\max 4}$ maior que zero.

b) ligadas explicitamente: neste caso, diversas ofertas são definidas e ligadas de uma forma explícita no tempo.

ID da oferta	Sentido de Regulação	Quantidade Máxima	Quantidade Mínima	Preço	Período de entrega	ID da oferta ligada
546456	Subir ou Baixar	$Q_{\max 1}$	$Q_{\min 1}$	P1	[H; H+15]	1
254568	Subir ou Baixar	$Q_{\max 2}$	$Q_{\min 2}$	P2	[H+15; H+30]	1
236478	Subir ou Baixar	$Q_{\max 3}$	$Q_{\min 3}$	P3	[H+30; H+45]	1
456789	Subir ou Baixar	$Q_{\max 4}$	$Q_{\min 4}$	P4	[H+45; H+60]	1

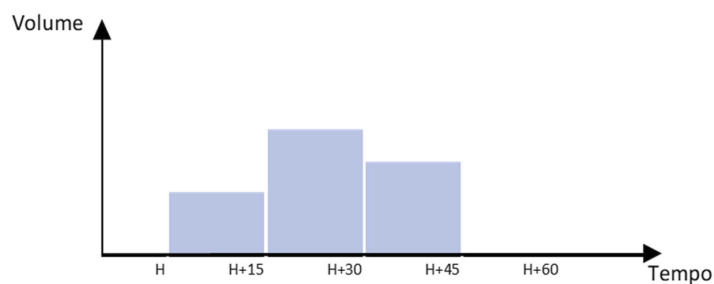
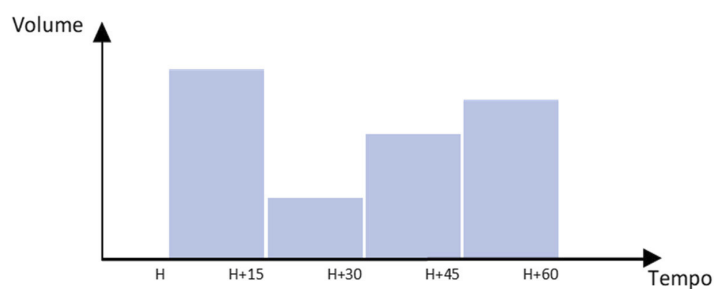
6.2.5 Ofertas Exclusivas em Volume ou no Tempo

As ofertas exclusivas são ofertas de Reservas de Reposição que satisfazem a seguinte condição: apenas uma (ou nenhuma) das ofertas exclusivas pode ser ativada. Assim, a ativação de uma sub-oferta pertencente a uma oferta exclusiva automaticamente exclui as outras sub-ofertas pertencentes à mesma oferta exclusiva.

As ofertas exclusivas podem ser divisíveis ou no tempo ou na quantidade, sendo que o ORT pode limitar o número de ofertas deste tipo de forma a mitigar o seu efeito no tempo de convergência do algoritmo central.

6.2.5.1 Ofertas Exclusivas em Volume

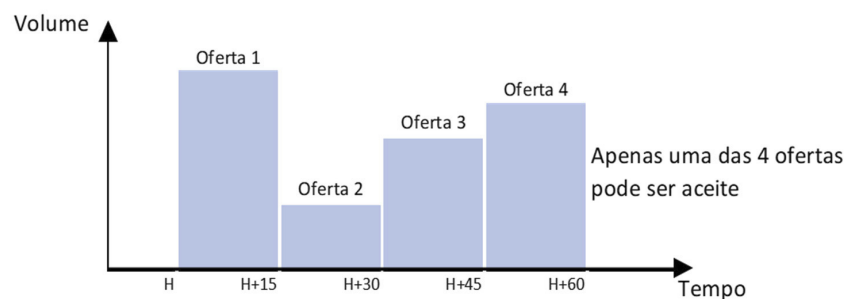
As ofertas exclusivas na quantidade podem ser ou totalmente divisíveis, parcialmente divisíveis, indivisíveis, ou ligadas no tempo oferecidas como uma curva, e podem ter diferentes sentidos, isto é, a subir e/ou a baixar. Estas ofertas podem ter diferentes quantidades e/ou preços, mas não podem ser em simultâneo exclusivas no tempo com outras ofertas. Na figura seguinte é apresentada um exemplo de duas curvas exclusivas em quantidade. Apenas uma das curvas pode ser aceite, sendo que na curva aceite, o mesmo rácio, α , será aplicado.



6.2.5.2 Ofertas Exclusivas no Tempo

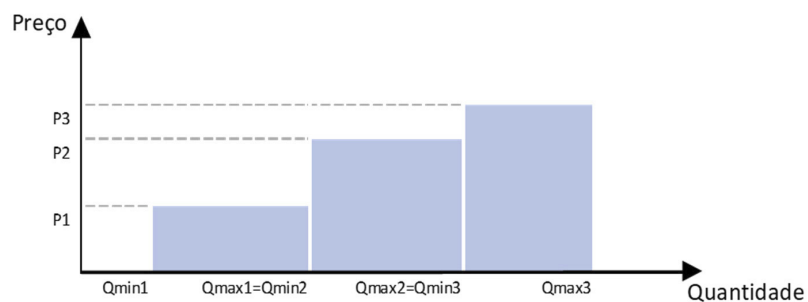
As ofertas exclusivas no tempo podem ser totalmente divisíveis, parcialmente divisíveis ou indivisíveis, e podem ter sentidos diferentes, isto é, a subir e/ou a baixar.

Estas ofertas podem ter diferentes volumes e/ou preços, contudo não podem ser em simultâneo, exclusivas em quantidade, ou ligadas ou em quantidade ou no tempo com outras ofertas. Na figura seguinte é dado um exemplo de 4 ofertas exclusivas.



6.2.6 Ofertas Multi-parte

As ofertas multi-parte são ofertas de Reservas de Reposição que possuem preços distintos para diferentes quantidades como apresentado na figura seguinte.





Para cada oferta multi-partes deve-se definir o intervalo de tempo a que corresponde, isto é, o período de início e fim, de forma a identificar o período de entrega.

As ofertas podem ser totalmente divisíveis, parcialmente divisíveis ou indivisíveis e possuem sentido único. A curva de preços apenas pode ser crescente.

Uma oferta multi-parte não pode ser ligada ou exclusiva ou em tempo ou em volume com outras ofertas.

6.3 Validação das Ofertas de Reservas de Reposição

As ofertas de Reservas de Reposição apresentadas para cada período de programação, são validadas pelo GGS em duas fases, nomeadamente antes do fecho do período de apresentação de ofertas de Reservas de Reposição ao ORT e depois do fecho do mesmo.

6.3.1 Antes do Fecho do Período de Apresentação de Ofertas por Parte do Agente Habilitado

No momento da comunicação da Oferta de Reservas de Reposição e para cada período de programação, a GGS verificará, para cada Área de Balanço:

1. Que a potência oferecida para baixar ou a subir é inferior ou igual à potência instalada;
2. Se o tipo de oferta apresentado é permitido e de acordo com os tipos pré-definidos no ponto 6.2;
3. Se a sintaxe do documento referente à oferta se encontra correta.

Na eventualidade de os critérios anteriormente referidos não serem respeitados, em especial se as potências comunicadas para baixar ou para subir forem superiores à potência instalada em valor absoluto, a GGS rejeitará, para o período de programação e Área de Balanço em causa, a totalidade da Oferta de Reservas de Reposição apresentada pelo Agente de Mercado, continuando, contudo, caso exista, a ser válida a última oferta validada positivamente pelo GGS.

6.3.2 Após o Fecho do Período de Apresentação de Ofertas por Parte do Agente Habilitado

Após o fecho do período de apresentação de Ofertas de Reservas de Reposição, a GGS verificará se existe coerência entre a última Oferta de Reservas de Reposição válida e:

- a) A repartição por Unidade Física apresentada pelo Agente de Mercado ou, na sua ausência, da repartição por Unidade Física criada pela GGS;
- b) As indisponibilidades que afetam as Unidades Físicas que compõem a Área de Balanço;
- c) A Banda de Regulação Secundária que esteja atribuída às Unidades Físicas que compõem a Área de Balanço;
- d) As limitações impostas pela GGS na sequência de identificação de restrições técnicas.

Caso seja detetada uma incoerência na informação disponível, a GGS procederá à retificação da última Oferta de Reservas de Reposição válida por forma a garantir a coerência face à informação indicada nos pontos anteriores.

Caso sejam comunicadas potências superiores às tecnicamente disponíveis, a GGS colocará como indisponível os pares com preços mais elevados, no caso das ofertas para subir, ou mais baixos, no caso das ofertas para baixar, até que a potência total declarada perfaça a potência máxima efetivamente disponível, segundo cada sentido de reposição, fazendo refletir esta ação nos restantes períodos de entrega do período de programação, de acordo com o tipo de oferta.

6.4 Marcação de uma Oferta como Indisponível

O ORT poderá marcar algumas ofertas com indisponíveis para ativação na plataforma transeuropeia se constatar que as ofertas disponíveis para o mercado de Reservas de Regulação não sejam suficientes para assegurar a operação em tempo real nas condições de segurança previstas no Procedimento n.º 6.

Para o efeito, as ofertas de Reservas de Reposição, para cada período de 15 minutos, são ordenadas por preço ascendente para subir e descendente nas ofertas para baixar. No primeiro período de entrega de 15 minutos, marca-se para o sentido de regulação a subir as ofertas com um preço mais elevado como indisponíveis por forma assegurar o disposto no parágrafo anterior, refletindo-se esta ação nos restantes períodos de entrega do período de programação de acordo com o tipo de oferta enquanto para o sentido de regulação a baixar marcam-se as ofertas com o menor preço.

7 Contratação de Reservas de Reposição

A contratação de Reservas de Reposição é efetuada pela plataforma transeuropeia prevista no artigo n.º 19 do EB GL. As ofertas encontradas pela plataforma são comunicadas ao ORT, o qual as ativa nacionalmente.

O ORT deverá publicar no seu site documentação que descreve o processo de contratação e a descrição do algoritmo utilizado no processo de contratação de Reservas de Reposição.

8 Controlabilidade da Interligação

A GGS pode enviar, para a plataforma transeuropeia que assegura o processo transeuropeu de contratação de Reservas de Reposição, uma banda admissível para o trânsito na interligação quando o saldo líquido global dos programas de trocas transfronteiriças contratados no mercado diário e mercados intradiários seja superior à capacidade de interligação. Nesta situação, a plataforma transeuropeia que assegura o processo transeuropeu de contratação de Reservas de Reposição deverá, no mínimo, assegurar o estabelecimento de um programa de troca de energia elétrica na interligação, com a amplitude e sentido apropriados, por forma a que o saldo líquido global dos programas de trocas entre ambos os sistemas elétricos, após o processo transeuropeu de contratação de Reservas de Reposição, respeite o valor da capacidade de interligação disponível.

As ofertas de Reservas de Reposição que forem contratadas por forma a possibilitar o cumprimento da banda admissível para o trânsito na interligação que foi comunicada por um ORT e que não seriam contratadas caso tal restrição não existisse serão pagas ao Agente de Mercado ao preço da oferta apresentada por este, caso este preço seja superior ao preço marginal.

9 Rendas de Congestionamento Afetas ao Processo de Reservas de Reposição

Em resultado do processo transeuropeu de contratação de Reservas de Reposição pode ser gerado um congestionamento na interligação e, por consequência, são determinados preços da energia de Reservas de Reposição distintos para cada área de mercado correspondente a um sistema elétrico nacional.

O diferencial de preços entre sistemas determina uma valorização diferenciada da energia afeta ao trânsito na interligação que, por sua vez, origina uma renda a repartir em partes iguais, entre operadores da rede de transporte. A renda de congestionamento afeta ao processo de Reservas de Reposição é calculada como a multiplicação entre o diferencial de preços da energia de Reservas de Reposição e o incremento do trânsito na interligação resultante do processo transeuropeu de contratação de Reservas de Reposição.

As receitas obtidas devem ser destinadas para os fins estabelecidos no Regulamento de Acesso às Redes e Interligações.

10 Mecanismos de Contingência para a Contratação de Reservas de Reposição

Na eventualidade do algoritmo que efetua a contratação de Reservas de Reposição não convergir e, por consequência, não forem determinados os resultados do processo transeuropeu que efetua a contratação de Reservas de Reposição, o algoritmo que efetua a contratação de Reservas de Reposição comunicará ao ORT o resultado do processo tendo apenas em atenção as ofertas e as necessidades apresentadas nacionalmente, isto é como se a capacidade de interligação entre países para o processo de contratação de Reservas de Reposição fosse zero.

Caso o algoritmo que efetua a contratação de Reservas de Reposição, considerando a capacidade de interligação entre países para o processo de contratação de Reservas de Reposição zero, não convirja e, por consequência, não forem determinados os resultados deste processo, a GGS informará os diversos Agentes de Mercado que o processo de contratação de Reservas de Reposição foi suspenso e que não serão contratadas Reservas de Reposição para o período de entrega em causa, sendo que o ORT satisfará as suas necessidades (tendo em conta as previsões de consumo mais atualizadas) no mercado subsequente, isto é, no mercado de Reserva de Regulação.



Em situações de emergência para o SEN ou por qualquer condicionamento operativo, a GGS poderá suspender a contratação de Reservas de Reposição desenvolvendo os melhores esforços para abreviar o tempo em que essa suspensão vigorará.

O Agente de Mercado não poderá requerer à GGS indemnizações por danos emergentes ou lucros cessantes em caso de suspensão da contratação de Reservas de Reposição ou a aplicação do mecanismo de contingência apresentado anteriormente.

11 Criação do Programa Incorporando as Contratações de Reservas de Reposição após o Mercado de Reservas de Reposição

Até ao instante estabelecido em Aviso da GGS a plataforma transeuropeia que assegura a contratação de Reservas de Reposição enviará à GGS as mobilizações de Reservas de Reposição para os períodos de entrega relativos ao próximo período de programação.

Até ao momento definido em Aviso da GGS, serão comunicados aos Agentes de Mercado as contratações de Reservas de Reposição.

Até ao instante estabelecido em Aviso da GGS deverão ser apresentadas as repartições por período de entrega, por Unidade Física, e as atualizações às Ofertas de Reserva de Regulação.

O Agente de Mercado deverá comunicar à GGS as repartições por período de entrega, por Unidade Física, da programação resultante da participação nos diversos mercados anteriores. As repartições por período de entrega, por Unidade Física, apresentadas pelo Agente de Mercado deverão respeitar as declarações de disponibilidade, as limitações impostas pela GGS e a Banda de Regulação Secundária contratada em cada Unidade Física.

Nas situações em que a receção dos resultados da plataforma transeuropeia que assegura a contratação de Reserva de Reposição não ocorra antes do minuto 35 de cada hora, a GGS considerará para efeitos da operação dos restantes mercados de serviços de sistema a repartição por período de entrega, por Unidade Física, comunicada pelo Agente de Mercado e, caso seja necessário, mobilizará através do processo de resolução de restrições técnicas após publicação do PHF a energia necessária para garantir o cumprimento do programa de interligação resultante da plataforma transeuropeia.

Se, até ao minuto 35 de cada hora, não foram recebidos os resultados da plataforma transeuropeia que assegura a contratação de RR, o Agente de Mercado não procedeu à atualização da repartição por Unidade Física e/ou das Ofertas de Reserva de Regulação a GGS utilizará a última repartição por Unidade Física válida e/ou a última Oferta de Reserva de Regulação válida.

Em caso de incoerência entre a informação das repartições por Unidade Física e as Ofertas de Reserva de Regulação irá considerar-se válida a repartição por Unidade Física e procede-se a correção da Oferta de Reserva de Regulação apresentada, de acordo com o disposto no Procedimento n.º 13.

Eventuais incongruências, entre as repartições por Unidade Física comunicadas pelo Agente de Mercado e o programa decorrente da sua participação no Mercado de Reservas de Reposição terão o tratamento previsto no Procedimento n.º 21.

O Programa Incorporando as Contratações de Reservas de Reposição será posteriormente comunicado aos Agentes de Mercado.

12 Valorização do Serviço de Reservas de Reposição

A energia de reserva de reposição resultante das ofertas de reserva de reposição ativadas, bem como das necessidades de reserva de reposição satisfeitas, valorizar-se-á, em cada período quarto-horário, ao correspondente preço marginal da reserva de reposição da área de mercado portuguesa ou ao preço da oferta, no caso de ofertas ativadas para a controlabilidade da interligação, caso este preço seja superior ao preço marginal.

O sobrecusto que resulte para o SEN da ativação de ofertas para a controlabilidade na interligação será imputado às rendas de congestionamento.

13 Incumprimento da Instrução de Despacho

Em caso de incumprimento, em termos de potência, das instruções de despacho emitidas pela GGS, encontram-se estabelecidos as penalidades aplicáveis no Procedimento n.º 21.



14 Divulgação de Informação

No âmbito da prestação de informação referente ao Mercado de Serviços de Sistema, a GGS divulgará na sua página pública na Internet a seguinte informação relativa às matérias e prazos assinalados:

- a) Energia de Reservas de Reposição a subir e a baixar, resultante da mobilização de Reservas de Reposição, em cada período de entrega do dia d (a publicar em d+1);
- b) Preços marginais da energia de Reservas de Reposição contratada a subir e a baixar, em cada período de entrega do dia d (a publicar em d+1);
- c) Energia de Reservas de Reposição contratada, a subir e a baixar, por Área de Balanço, em cada período de entrega do dia d (a publicar em d+30);
- d) Ofertas de Reservas de Reposição relativas ao dia d (a publicar em d+30).

ANEXO III

Aviso N.º 1 da Atividade Gestão Global do Sistema da REN – Rede Eléctrica Nacional -

Horários das Sessões do Mercado de Serviços de Sistema

Aviso da GGS n.º 1

Horários das Sessões do Mercado de Serviços de Sistema

Maio de 2020

ÍNDICE

Objecto	37
Referências Horárias	38
Entrada em Vigor	38
Horários Após a Implementação da Abertura do Mercado Intradiário às 15 horas CET	38

AVISO da GGS n.º1

Assunto: Horários das Sessões do Mercado de Serviços de Sistema

Ao abrigo do disposto no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema, é aprovado o presente Aviso que concretiza os horários das sessões do Mercado de Serviços de Sistema.

**OBJECTO**

1. O presente Aviso tem como objeto identificar as horas limites para os diferentes processos geridos pela GGS, nomeadamente:
 - a. Sessões para a receção dos Contratos Bilaterais;
 - b. Processo de Resolução das Restrições Técnicas no Programa Diário Base de Funcionamento (PDBF);
 - c. Mercado de Banda de Regulação Secundária;
 - d. Mercado de Reservas de Reposição;
 - e. Mercado de Reserva de Regulação.

REFERÊNCIAS HORÁRIAS

2. As referências horárias efetuadas neste Aviso reportam-se à hora oficial portuguesa.

ENTRADA EM VIGOR

3. Os horários constantes do presente Aviso aplicam-se na data de entrada em funcionamento do Mercado de Reservas de Reposição.

HORÁRIOS APÓS A ENTRADA EM FUNCIONAMENTO DO MERCADO DE RESERVA DE REPOSIÇÃO

Descrição	Hora Limite
Concretização de Contratos Bilaterais	9:20
Programa Diário Base de Funcionamento (PDBF)	12:15
Processo de Resolução de Restrições Técnicas no PDBF:	
(a) Ofertas para a Resolução de Restrições Técnicas no PDBF	30 minutos após a publicação do PDBF
(b) Desagregação por Unidade Física	30 minutos após a publicação do PDBF
(c) Publicação do Programa Diário Viável Definitivo (PDVD)	13:45 ou 75 minutos após a publicação do PDBF se este ocorrer após as 12:30
Mercado de Banda de Regulação Secundária:	
(a) Publicação das Necessidades de Banda de Regulação Secundária	18:00
(b) Ofertas de Banda de Regulação Secundária	19:00 a 19:45
(c) Publicação dos resultados do Mercado	20:00
Mercado de Reservas de Reposição:	
(a) Início do período para apresentação de Ofertas de Reservas de Reposição	14:00 do dia anterior ao dia de programação a que se referem
(b) Fim do período para apresentação de Ofertas de Reservas de Reposição	Até 60 minutos antes do período de programação a que se referem os períodos de entrega da Oferta de Reserva de Reposição
(c) Publicação dos resultados do Mercado de Reservas de Reposição pela plataforma pan-europeia	Até 32 minutos antes do período de programação a que se referem os períodos de entrega
(d) Publicação dos resultados do Mercado de Reservas de Reposição	Até 30 minutos antes do período de programação a que se referem os períodos de entrega



Descrição	1.º Intradiário	2.º Intradiário		3.º Intradiário	4.º Intradiário	5.º Intradiário	6.º Intradiário
	D+1	D	D+1	D+1	D	D	D
Fim do período para receção de Ofertas para as Sessões do Mercado Intradiário	14:00	16:50		20:50	00:50	03:50	08:50
Repartição por Unidade Física	20 minutos após a publicação dos resultados do mercado intradiário ou 10 minutos após a sua publicação quando esta ocorra depois do momento definido por 70 minutos antes do início do primeiro período de programação passível de alteração ⁽¹⁾						
Ofertas de Reserva de Regulação	O mesmo que em (1)		20:00	O mesmo que em (1)			
Publicação do PHF	15:50	18:10		22:10	02:10	05:10	10:10
Publicação do PHO	n.a.	18:45	20:45	22:45	02:45	05:45	10:45
Horizonte de Programação (CET)	(1 a 24)	(21 a 24)	(1 a 24)	(1 a 24)	(5 a 24)	(8 a 24)	(13 a 24)

Descrição	Ronda 1	Ronda 2	Ronda 3	Ronda 4	Ronda 5	Ronda 6	Ronda 7	Ronda 8	Ronda 9	Ronda 10	Ronda 11	Ronda 12
Fecho das Rondas Mercado Intradiário Contínuo	22:00	23:00	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00
Rep. por UF e Ofertas de Reserva de Regulação	10 minutos após o fecho do mercado intradiário contínuo											
Rep. por UF e Ofertas de Reserva de Regulação	Até 25 minutos antes do período de programação a que se referem											
Publicação do PHFC	22:45	23:45	00:45	01:45	02:45	03:45	04:45	05:45	06:45	07:45	08:45	09:45
Publicação do PHO	22:45	23:45	00:45	01:45	02:45	03:45	04:45	05:45	06:45	07:45	08:45	09:45

Descrição	Ronda 13	Ronda 14	Ronda 15	Ronda 16	Ronda 17	Ronda 18	Ronda 19	Ronda 20	Ronda 21	Ronda 22	Ronda 23	Ronda 24
Fecho das Rondas Mercado Intradiário Contínuo	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00
Rep. por UF e Ofertas de Reserva de Regulação	10 minutos após o fecho do mercado intradiário											
Rep. por UF e Ofertas de Reserva de Regulação	Até 25 minutos antes do período de programação a que se referem											
Publicação do PHFC	10:45	11:45	12:45	13:45	14:45	15:45	16:45	17:45	18:45	19:45	20:45	21:45
Publicação do PHO	10:45	11:45	12:45	13:45	14:45	15:45	16:45	17:45	18:45	19:45	20:45	21:45

313251902