

ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

Diretiva n.º 23/2022

Sumário: Aprova o Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do Setor Elétrico.

Aprova o Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico

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

No contexto do Mercado Interno de Eletricidade, os códigos de rede europeus constituem um corpo normativo que promove a harmonização de regras no espaço europeu e a troca de serviços entre os sistemas elétricos de cada Estado-Membro. A sua adoção ao nível das normas nacionais incide sobretudo no MPGGS, o qual tem sofrido diversas evoluções para se conformar com o modelo de mercado europeu. Por sua vez, o gestor do sistema põe em prática toda a regulamentação relativa à gestão do sistema, aderindo às plataformas europeias de troca de serviços de sistema e aos princípios europeus de atuação das entidades responsáveis pela gestão do sistema.

A presente alteração do MPGGS tem por objetivo principal a implementação da metodologia europeia harmonizada para o tratamento de desvios, que decorre da Decisão n.º 18/2020 (ISH — *Imbalance Settlement Harmonization*) da Agência para a Cooperação dos Reguladores de Energia (ACER), de 15 de julho de 2020. A Decisão n.º 18/2020 foi tomada no âmbito do Regulamento (UE) 2017/2195 da Comissão, de 23 de novembro, que estabelece orientações relativas ao equilíbrio do sistema elétrico (Regulamento EB). Este Regulamento estabelece princípios comuns para a contratação e a liquidação de reservas de contenção da frequência, reservas de restabelecimento da frequência e reservas de reposição, trocadas entre os operadores das redes de transporte de eletricidade (ORT) nas plataformas europeias.

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

Em resultado, de acordo com o n.º 2 do artigo 6.º do Regulamento EB, a ACER adotou uma decisão sobre a metodologia de harmonização de liquidação de desvios (ISH — *Imbalance settlement harmonization*) na sequência de um processo que envolveu a consulta aos ORT e às entidades reguladoras nacionais e uma consulta pública. A referida a Decisão 18/2020 sobre a harmonização da liquidação de desvios engloba os seguintes aspetos:

Posição única do desvio, designadamente o cálculo da Posição, da Quantidade alocada e do Ajustamento de desvio;

Componentes e cálculo do preço de desvio, incluindo a metodologia do preço único de desvio, as condições de aplicação de preços duais de desvio e a definição do valor do preço de ativação evitada.

Em 15 de fevereiro de 2022, a ERSE lançou uma Consulta Pública com a proposta de revisão do MPGGS, que concretizou a Decisão da ACER n.º 18/2020 e uma metodologia harmonizada de tratamento dos desvios no mercado interno. A consulta incluiu ainda outros aspetos de melhoria gradual e adaptação do MPGGS, como uma nova metodologia de verificação do cumprimento da mobilização de serviços de sistema, a redefinição das áreas de balanço ou a redução do período de liquidação.

Os participantes na consulta manifestaram o seu acordo global com a proposta, assinalando a urgência na harmonização da regulamentação nacional com o modelo de mercado europeu, que decorre dos códigos de rede europeus. Resulta ainda da consulta a urgência em adaptar a regulamentação às realidades emergentes do setor elétrico, nomeadamente os novos tipos de

instalações (armazenamento, produtores híbridos, produção descentralizada de pequena escala) e de agentes (agregadores). Essa evolução requer um conjunto vasto de alterações regulamentares, que devem ainda ser ponderadas individualmente, mas importa assentar os conceitos e harmonizar os princípios aplicáveis, construindo assim as bases para a evolução próxima destes instrumentos normativos.

A alteração do MPGGS adota vários aspetos que decorrem dos códigos de rede europeus, nomeadamente a explicitação dos papéis que os agentes de mercado desempenham ou podem desempenhar, seja como responsáveis pela liquidação dos desvios, seja como prestadores de serviços de sistema. Os agentes de mercado que participam apenas nos mercados organizados ou em contratação bilateral podem delegar a sua responsabilidade pelos desvios num terceiro.

Neste âmbito, o MPGGS passa a clarificar que a obtenção do estatuto de agente de mercado tem requisitos que dependem dos papéis exercidos pelo agente. Em particular, os requisitos são mais exigentes para os agentes que prestam serviços de sistema, exigindo a habilitação das unidades físicas prestadoras do serviço e os respetivos ensaios.

Outra das alterações é a substituição do conceito da área de balanço pela Área de Ofertas, permitindo agilizar a inscrição das unidades físicas nas respetivas áreas de ofertas, sem necessidade de aprovação pela ERSE. As alterações produzidas também promovem uma maior agregação de unidades físicas numa mesma Área de Ofertas, aumentando a flexibilidade dos agentes de mercado na prestação do serviço de regulação de frequência. Em complemento, foram incluídos novos casos como as unidades físicas de armazenamento ou de agregação.

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

O MPGGS incorpora ainda um conjunto de Decisões pontuais da ERSE tomadas em momento anterior por força da regulamentação europeia, nomeadamente metodologias do Regulamento EB. A consolidação no texto do MPGGS torna mais fácil a sua leitura e interpretação.

Os contributos não confidenciais recebidos na consulta pública, bem como o Relatório da Consulta que justifica as opções tomadas pela ERSE, são publicados na sua página da Internet.

Nestes termos, ao abrigo das disposições conjugadas do artigo 206.º, n.º 1, alínea a) do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, 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 vigente, do artigo 322.º do Regulamento das Relações Comerciais dos Setores Elétrico e do Gás, aprovado pelo Regulamento n.º 1129/2020, de 30 de dezembro e dos artigos 9.º, n.º 3 e 31.º, n.º 2, alínea c) dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, na redação vigente, o Conselho de Administração da ERSE deliberou o seguinte:

1 — Aprovar o MPGGS em anexo à presente Diretiva.

2 — Revogar o MPGGS aprovado pela Diretiva n.º 10/2018, de 10 de julho, alterada pela Diretiva n.º 14/2018, de 10 de agosto, pela Diretiva n.º 7/2019, de 26 de fevereiro, pela Diretiva n.º 9/2020, de 29 de maio, pela Diretiva n.º 4/2021, de 25 de janeiro, pela Diretiva n.º 13/2021, de 19 de julho e pela Diretiva n.º 16/2021, de 18 de novembro.

3 — Revogar, em consequência, as decisões de criação de áreas de balanço tomadas ao abrigo do MPGGS revogado, sendo as unidades físicas correspondentes integradas pela GGS nas áreas de ofertas a criar nos termos do MPGGS aprovado.

4 — Atenta a sua transitoriedade, manter em vigor o Procedimento n.º 21-A relativo ao Mecanismo Excecional de Ajuste dos Custos de Produção de energia Elétrica, nos termos aprovados pela Diretiva n.º 13-A/2022, de 21 de junho, que aprova a implementação do mecanismo excecional de ajuste dos custos de produção de energia elétrica, na sequência da aprovação do Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio.

18 de novembro de 2022. — O Conselho de Administração: *Pedro Verdelho*, presidente — *Mariana Pereira*, vogal.

ANEXO

Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico (MPGGS)**Procedimento n.º 1**

Disposições gerais

1 — Objeto:

O presente Manual de Procedimentos estabelece as disposições aplicáveis ao funcionamento da atividade de Gestão Global do Sistema, desenvolvida pelo operador da rede de transporte (ORT), e tem por objetivo definir:

- a) Critérios de segurança e funcionamento que devem aplicar-se à operação do SEN, na elaboração e execução das normas de segurança, tendo como objetivo a garantia da continuidade do abastecimento de acordo com a segurança e qualidade requeridas;
- b) Processo de obtenção do estatuto de Agente de Mercado;
- c) Regras de funcionamento dos mercados de serviços de sistema geridos pelo ORT, operador da rede de transporte;
- d) Recuperação dos encargos para o sistema, associados à contratação dos serviços de sistema;
- e) Processos de liquidação e faturação dos serviços de sistema.

2 — Âmbito de aplicação:

Encontram-se abrangidas no âmbito deste Manual de Procedimentos as seguintes entidades:

- a) Agente Comercial;
- b) Agentes de Mercado;
- c) Agregadores;
- d) Comercializadores;
- e) Comercializadores de Último Recurso;
- f) Consumidores de energia elétrica;
- g) Operadores das redes de distribuição;
- h) Operador da rede de transporte;
- i) Produtores;
- j) Titulares de instalações de armazenamento autónomo.

As instalações abrangidas pelo presente Manual de Procedimentos são as seguintes:

- a) As instalações da rede de transporte;
- b) As instalações de produção ou de armazenamento ligadas diretamente à rede de transporte ou com influência direta no funcionamento desta;
- c) As instalações da rede de distribuição ou de clientes ligados diretamente à rede de transporte;
- d) As instalações de clientes ligados à rede de distribuição habilitados para a prestação de serviços de sistema.

3 — Avisos da GGS:

Em complemento às disposições do presente Manual de Procedimentos e, tendo em vista a concretização de matérias que careçam de detalhe operacional, a Gestão Global do Sistema (GGS), pode publicar Avisos no sítio da Internet afeto ao ORT.

Deve ser dado pela GGS conhecimento prévio à Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) da publicação de um Aviso.

As horas identificadas no presente Manual de Procedimentos podem ser alteradas através da publicação de um Aviso da GGS.

4 — Siglas:

No presente Manual de Procedimentos são utilizadas as seguintes siglas:

- a) aFRR — FRR com ativação automática;
- b) ACER — Agência para a Cooperação dos Reguladores de Energia;
- c) APA — Agência Portuguesa do Ambiente, I. P.;
- d) BRP — Agente de mercado responsável pela liquidação dos desvios;
- e) BSP — Agente de mercado habilitado a participar nos serviços de regulação e outros serviços de sistema;
- f) COR — Centro de operação de rede;
- g) CUR — Comercializador de Último Recurso;
- h) DGEG — Direção Geral de Energia e Geologia;
- i) ENTSO-E — «*European Network of Transmission System Operators for Electricity*» ou «Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte de Eletricidade»;
- j) ERSE — Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos;
- k) FCR (ou RCF) — «*Frequency Containment Reserves*» ou «Reservas de Contenção da Frequência» as reservas de potência ativa disponíveis para conter a frequência da rede após a ocorrência de um desvio;
- l) FRR (ou RRF) — «*Frequency Restoration Reserves*» ou «Reservas de Restabelecimento de Frequência», as reservas de potência ativa disponíveis para restabelecer a frequência nominal na rede e para repor no valor programado o equilíbrio elétrico de uma zona síncrona constituída por mais do que uma zona de controlo potência-frequência;
- m) FSKAR — *Financial Settlement of KΔf, ACE and Ramping period*;
- n) GGS — Gestão global do sistema;
- o) GIG — Gestor integrado de garantias;
- p) MIBEL — Mercado Ibérico de Energia Elétrica;
- q) mFRR — FRR com ativação manual;
- r) OLMCA — Operador logístico de mudança de comercializador e de agregador de eletricidade;
- s) ONME — Operador Nomeado do Mercado de Eletricidade;
- t) ORD — Operador da rede de distribuição;
- u) ORT — Operador da rede de transporte;
- v) PDBC — Programa Diário Base de Contratação;
- w) PDBF — Programa Diário Base de Funcionamento;
- x) PDVD — Programa Diário Viável Definitivo;
- y) PHS — Programa Horário de Secundária;
- z) PHF — Programa Horário Final onde estão incorporados os resultados do mercado diário, das sessões do mercado intradiário e contratação bilateral;
- aa) PHFC — Programa Horário Final após o Contínuo;
- bb) PHL — Programa Horário de Liquidação;
- cc) PHO — Programa Horário Operativo;
- dd) PHOF — Programa Horário Operativo Final;
- ee) PIBCI — Programa Incremental Base de Contratação Intradiária;
- ff) PIBCIC — Programa Incremental Base de Contratação Intradiária do Contínuo;
- gg) ISP — Período de liquidação de desvios;
- hh) PPR — Programa Previsional de Reserva;
- ii) PRR — Programa com a Resolução de Restrições;
- jj) REMIT — Regulamento (UE) n.º 1227/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro, relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas da energia;
- kk) RMSA — Relatório de Monitorização de Segurança de Abastecimento;
- ll) RNT — Rede nacional de transporte;
- mm) ROR — Regulamento de Operação das Redes do setor elétrico;
- nn) RQS — Regulamento da Qualidade de Serviço dos setores elétrico e do gás;

oo) RR — «*Replacement Reserve*» ou «Reservas de Reposição», as reservas de potência ativa disponíveis para restabelecer ou apoiar o nível de FRR exigido, a fim de preparar a rede para desvios adicionais, reservas de produção incluídas;

pp) RRT — Regulamento da Rede de Transporte;

qq) SAP — *Single Allocation Platform*.

5 — Definições:

Para efeitos do presente Manual de Procedimentos, entende-se por:

a) Acordo de Gestão da Interligação — Conjunto de procedimentos que afetam os operadores de sistema responsáveis pelos sistemas elétricos interligados, através do qual, em parceria, se estabelecem todos os aspetos relativos à gestão da interligação conjunta;

b) Agente Comercial — Atividade exercida pela entidade concessionária da RNT, ou por entidade que a venha a substituir, enquanto responsável pela compra de toda a energia elétrica proveniente de contratos de aquisição de energia elétrica em vigor;

c) Área de Ofertas — Conjunto de Unidades Físicas ligadas na mesma área de rede e pertencentes a um mesmo Agente de Mercado, as quais se agregam, nomeadamente para a participação nos mercados de serviços de sistema;

d) Agente de Mercado — entidade que transaciona energia elétrica nos mercados organizados, mercados de serviços de sistema e/ou por contratação bilateral;

e) Agente de Mercado consumidor/cliente — Agente de Mercado que acede diretamente ao mercado organizado e/ou de contratação bilateral para assegurar consumo próprio;

f) Agente de mercado habilitado a participar nos serviços de regulação e outros serviços de sistema (BSP) — Agente de mercado que dispõe de grupos ou unidades fornecedores de reserva, apto a fornecer serviços de regulação, na aceção do Regulamento (UE) 2017/2195, da Comissão, de 23 de novembro de 2017 (Regulamento EB), e outros serviços de sistema à GGS, incluindo serviços de regulação ou de balanço, resolução de congestionamentos e serviços de sistema não associados à frequência (controlo de tensão em estado estacionário, injeções rápidas de corrente reativa, inércia para a estabilidade da rede local, corrente de curto-circuito, capacidade de arranque autónomo e capacidade de funcionamento isolado);

g) Agente de Mercado Representante — Agente de Mercado responsável pela comunicação da concretização de contratação bilateral estabelecida entre dois Agentes de Mercado;

h) Agente de mercado responsável pela liquidação dos desvios — BRP, agente de mercado, ou o seu representante, responsável pela liquidação de desvios da sua carteira ou de entidades por si agregadas nos termos do respetivo contrato de agregação;

i) Banda de regulação secundária — Margem de variação da potência em que o regulador secundário pode atuar automaticamente a subir, num tempo inferior a cinco minutos, partindo do ponto de funcionamento em que se encontra em cada instante, multiplicada por 1,5. O valor global é obtido pela soma, em valor absoluto, das contribuições individuais de cada unidade física submetida a este tipo de regulação;

j) Banda de Reserva de Regulação — Margem de variação da potência em que uma Área de Ofertas que tenha afeta uma Unidade Física Consumidora pode ser mobilizada a subir, equivalente a consumo a baixar, num tempo inferior a quinze minutos, partindo do ponto de funcionamento em que se encontra, num Período de Entrega de uma hora;

k) Capacidade Comercial da Interligação — Capacidade de interligação descontada numa margem de segurança relacionada com o método de cálculo usado na sua determinação, nomeadamente:

i) Desvios ocasionais e/ou resultantes da regulação potência-frequência;

ii) Atuação da reserva primária;

iii) Erros de precisão associados a medidas e aos perfis de geração previstos;

l) Capacidade de Interligação — Capacidade técnica máxima de trânsito de energia elétrica entre dois sistemas elétricos interligados, compatível com o cumprimento dos critérios de segurança

estabelecidos nos respetivos sistemas elétricos. Define-se capacidade de interligação em cada um dos sentidos do fluxo de potência numa interligação elétrica, como o valor máximo do programa de interligação líquido que pode estabelecer-se no dito sentido do fluxo de potência;

m) Centro eletroprodutor híbrido — o centro eletroprodutor ou unidade de produção para autoconsumo (UPAC) que, no procedimento de controlo prévio, apresenta em simultâneo mais do que uma unidade de produção que utiliza diversas fontes primárias de energia renováveis;

n) Consumo em Bombagem — Energia consumida durante o processo de bombagem por um grupo reversível de um aproveitamento hidroelétrico;

o) Comercializador — Entidade titular de licença de comercialização ou registo, quando reconhecida a qualidade de comercializador ao abrigo de acordos internacionais em que o Estado português seja parte signatária, nos termos do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, cuja atividade consiste na compra e na venda a grosso e a retalho de energia elétrica, em nome próprio ou em representação de terceiros;

p) Comercializador de Último Recurso — Entidade titular de licença de comercialização, que no exercício da sua atividade está sujeita à obrigação de prestação universal do serviço de fornecimento de energia elétrica garantindo a todos os clientes que o requeiram a satisfação das suas necessidades, nos termos definidos no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro;

q) Contrato Bilateral — contrato livremente estabelecido entre duas partes, pelo qual uma parte se compromete a colocar na rede e a outra a receber a energia elétrica contratada, aos preços e condições fixados no mesmo contrato;

r) Desvio — quantidade de energia calculada para um agente de mercado responsável pela liquidação dos desvios e correspondente à diferença entre a quantidade atribuída a essa parte responsável e a posição final da mesma parte, incluindo os ajustamentos de desvios aplicados ao dito agente responsável, num dado período de liquidação de desvios;

s) Desvio Justificado — Desvio resultante de ação da Gestão Global do Sistema e/ou não imputável à unidade de liquidação;

t) Horizonte de programação — Período compreendido entre as 23:00 horas do dia d-1 e as 23:00 horas do dia d;

u) Instalação de armazenamento — uma instalação autónoma com ligação à RESP onde a energia é armazenada, objeto de licença ou de registo nos termos definidos no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro;

v) Injeção em armazenamento — Energia consumida durante o processo de injeção de energia numa instalação de armazenamento;

w) Interligação Internacional — Conjunto de linhas que ligam subestações dum sistema elétrico com subestações de outro sistema elétrico interligado vizinho e que exercem uma função efetiva de trânsito de energia entre sistemas elétricos;

x) Período de liquidação de desvios ou período de liquidação — A unidade de tempo a que se reporta o cálculo dos desvios dos agentes de mercado responsáveis pela liquidação dos desvios, fixada em 15 minutos nos termos do artigo 53.º do Regulamento EB, sem prejuízo da norma transitória do Procedimento n.º 30;

y) Período da nota de liquidação semanal — abrange o período compreendido entre a segunda-feira (início da semana) e o domingo (final da semana);

z) Produtor — Entidade titular de licença de produção de energia elétrica nos termos definidos no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro;

aa) Portefólio — Unidade de Programação registada por um Agente de Mercado para estabelecer as transações no mercado intradiário contínuo. Poderão ser registadas Unidades de Programação de Portefólio associadas à programação de comercialização ou de produção e, em ambos os casos unidades distintas para a aquisição e venda de energia elétrica;

bb) Potência Residual — Potência declarada para uma determinada Unidade Física Consumidora como a potência abaixo da qual o consumidor não está disponível a reduzir o consumo;

cc) Programa de Apoio entre Sistemas — Programa de interligação que se estabelece, em caso de necessidade, entre dois sistemas elétricos interligados, e com acordo prévio dos operadores de sistema respetivos, com o fim de garantir as condições de segurança do fornecimento de energia em qualquer dos dois sistemas, em caso de urgência e para resolver uma situação

especial de risco na operação dum dos sistemas, na ausência de outros meios de resolução disponíveis no sistema que precise de apoio e sempre que a segurança do sistema que presta o apoio assim o permita;

dd) Programa de interligação — Energia programada para transitar entre dois sistemas elétricos interligados, em cada período de programação, acordada conjuntamente entre os operadores dos sistemas elétricos respetivos;

ee) Programa Diário Base de Contratação (PDBC) — Programa elaborado pelo ONME com discriminação horária das vendas e aquisições realizadas no mercado diário pelas Unidades de Oferta nacionais;

ff) Programa Diário Base de Funcionamento (PDBF) — Programa elaborado pela GGS, com discriminação horária, que agrega a informação apresentada no PDBC e a afeta à concretização dos contratos bilaterais comunicada pelos Agentes de Mercado;

gg) Programa Diário Viável Definitivo (PDVD) — Programa diário, com discriminação horária, que incorpora as modificações introduzidas no PDBF para resolução de restrições técnicas no PDBF e posterior reequilíbrio entre geração e consumo;

hh) Programa Horário Final (PHF) — Programa estabelecido após cada mercado intradiário com a agregação, por período horário e Unidade de Programação, de todas as transações firmes;

ii) Programa Horário Final após Contínuo (PHFC) — Programa estabelecido após o fecho do mercado intradiário contínuo com a agregação, por período horário e Unidade de Programação, dos resultados do mercado diário, dos mercados intradiários e por contratação bilateral;

jj) Programa Horário de Liquidação (PHL) — Programa de liquidação, que resulta da soma algébrica de programas afetos à participação no MIBEL, área de controlo portuguesa, para determinação de desvios por unidade de liquidação;

kk) Programa Horário Operativo (PHO) — Programa operativo estabelecido pela GGS, com discriminação horária até ao final do horizonte diário de programação, e por Unidade de Programação. Inclui as transações realizadas no mercado organizado e através de contratação bilateral que foram validadas tecnicamente, as mobilizações de reserva de regulação incluídas no PPR e todas as outras mobilizações executadas pela GGS até à sua publicação, 15 minutos antes do início de cada hora;

ll) Programa Horário Operativo Final (PHOF) — Programa horário operativo resultante no final do horizonte diário de programação. Inclui as transações realizadas no mercado organizado e através de contratação bilateral que foram validadas tecnicamente, as mobilizações resultantes do PPR e todas as restantes alterações à programação associadas aos processos de resolução de restrições técnicas e serviços de sistema;

mm) Programa Previsional de Reserva (PPR) — Programa diário, com discriminação horária, com as expectáveis mobilizações de reserva de regulação destinadas a eliminar as diferenças existentes entre o consumo previsto pela GGS e o definido pelo PDVD;

nn) Programa com a Resolução de Restrições (PRR) — Programa estabelecido pela energia afeta à Área de Ofertas, que esteja associada a um grupo termoelétrico, para a resolução das restrições técnicas após a publicação do PDVD;

oo) Regulação primária — Função automática descentralizada do regulador de velocidade da turbina para ajustar a potência do gerador, em resultado de um desvio de frequência;

pp) Reserva de Regulação — Variação máxima de potência a subir ou a baixar dos grupos do sistema e do programa na interligação, que pode ser mobilizada no horizonte da programação da exploração em vigor;

qq) Restrição Técnica — Qualquer limitação, derivada da situação da rede de transporte ou do sistema, para que o fornecimento de energia elétrica se possa realizar nas condições de segurança, qualidade e fiabilidade definidas no Procedimento n.º 6;

rr) Unidade de Produção — Grupo gerador de uma unidade física de produção;

ss) Unidade de Programação — Unidade que permite a cada agente de mercado concretizar a programação de aquisições e/ou de vendas de energia elétrica relativas à respetiva participação no MIBEL, área de controlo portuguesa;

tt) Unidade de Programação de Portefólio de Produção — Unidade que permite registar os compromissos de compra e/ou de venda de energia do conjunto de Unidades de Programação de Produção e Bombagem do Agente de Mercado;

uu) Unidade de Programação de Portefólio de Comercialização — Unidade que permite registar os compromissos de compra e/ou de venda de energia do conjunto de Unidades de Programação de Comercialização com o consumo do Agente de Mercado;

vv) Unidade de Programação Genérica — Unidade que regista temporariamente a assunção pelo Agente de Mercado, de compromissos de compra e/ou de venda de energia, os quais se obriga posteriormente a converter em operações efetivas com unidades de programação de outro tipo, por meio de mecanismos de contratação bilateral, ou a saldar mediante a participação no mercado organizado;

ww) Unidade de Desvio de Comercialização — Unidade que permite agregar valores económicos determinados por unidades de liquidação dos Agentes de Mercado comercializadores, habilitados pela ERSE, mediante comunicação anual, e que sinalizem junto da GGS a vontade de agregar os seus consumos para efeitos de consolidação dos desvios;

xx) Unidade de Liquidação — Unidade que permite agregar valores económicos determinados por unidade de programação ou de portefólio, e determinar valores físicos a valorizar, para contabilização por Agente de mercado, BRP ou BSP.

6 — Relatório de monitorização:

Em observação do Regulamento EB, a GGS publica na sua página de Internet um relatório sobre a gestão do sistema.

Devem constar desse relatório os seguintes elementos:

a) Informações relativas às quantidades disponíveis, contratadas e utilizadas de produtos específicos;

b) Uma análise sucinta da dimensão das capacidades em reserva, incluindo uma justificação e uma explicação das necessidades de capacidade em reserva calculadas;

c) Uma análise sucinta do fornecimento ótimo de capacidade em reserva, incluindo a justificação da quantidade de capacidade em reserva;

d) Uma análise de custos-benefícios e das possíveis ineficiências e distorções decorrentes dos produtos específicos, ao nível da concorrência e da fragmentação do mercado, da participação da resposta do consumo e de fontes de energia renováveis, da integração dos mercados de regulação e dos efeitos laterais noutros mercados de eletricidade;

e) Uma análise das oportunidades de troca de capacidade de regulação e de partilha de reservas;

f) Uma explicação e justificação da contratação de capacidade de regulação sem troca de capacidade de regulação nem partilha de reservas;

g) Uma análise da eficiência das funções de otimização da ativação no caso da energia de regulação proveniente de reservas de restabelecimento da frequência e, se for caso disso, da energia de regulação proveniente de reservas de reposição.

O relatório deve ser elaborado pelo menos a cada dois anos e cobrir o período correspondente a esse intervalo de tempo. O relatório deve ser publicado até 6 meses após o fim do período a que respeita. O relatório deve respeitar a confidencialidade das informações. O relatório sobre regulação deve ser redigido em inglês ou, pelo menos, conter um resumo em inglês.

Com base nos relatórios já publicados, a ERSE pode solicitar à GGS que introduza alterações estruturais ou de conteúdo no relatório seguinte.

7 — Relatório de monitorização das novas regras harmonizadas de desvios:

Para garantir o acompanhamento e monitorização da aplicação das novas regras, a GGS deve apresentar à ERSE um relatório que cubra o primeiro ano de aplicação das mesmas, até 15 (quinze) meses após o prazo de início da sua aplicação.

O relatório deve abordar o funcionamento da metodologia harmonizada de valorização de desvios, a verificação dos incumprimentos de instruções de despacho e os processos de liquidação.

Os comportamentos inesperados dos agentes de mercado, com prejuízo da eficiência da gestão do sistema ou da segurança da operação devem ser investigados e objeto de propostas mitigadoras no relatório.

O relatório deve abordar a possibilidade de verificação do cumprimento dos serviços de frequência de forma agregada, sem separação por Área de Ofertas.

8 — Divulgação das características dos serviços de sistema:

A GGS deve publicar na sua página na Internet os termos e características de habilitação e prestação dos vários serviços de sistema constantes nos Procedimentos do MPGGS e demais obrigações que decorrem do artigo 12.º do Regulamento EB.

Tendo vista garantir o pleno cumprimento das obrigações regulamentares, a ERSE pode determinar à GGS a introdução de alterações estruturais ou de conteúdo à informação publicada.

Procedimento n.º 2

Estatuto de agente de mercado

1 — Agente de mercado e modalidades de participação:

Devem obter o estatuto de Agente de Mercado todas as entidades que pretendam:

- a) Transacionar energia elétrica através de contratação bilateral ou através da participação nos mercados diário e intradiário; ou
- b) Participar nos mercados de serviços de sistema; ou
- c) Atuar como responsável perante a GGS pela liquidação dos encargos ou proveitos resultantes da participação nos mercados de energia elétrica e resultantes da aplicação do presente Manual.

A entidade que obtenha o estatuto de Agente de Mercado pode exercer uma ou mais das seguintes atividades:

a) Participar nos mercados organizados ou através de Contratação Bilateral — entidade que pretenda transacionar energia elétrica no mercado diário, intradiário ou através de contratação bilateral. No âmbito desta atividade podem intervir por conta própria, ou em representação de terceiros, quando agrega ou representa instalações que são de terceiros;

b) Participar nos mercados de serviços de sistema, como BSP — entidade habilitada pela GGS para participar no mercado de serviços de sistema e no processo de Resolução de Restrições Técnicas e responsável pela liquidação dos encargos ou proveitos resultantes da participação neste mercado. No âmbito desta atividade podem intervir nas seguintes categorias:

- i) Por conta própria, quando participa com instalações de que é proprietário;
- ii) Em representação de terceiros, quando agrega ou representa instalações que são de terceiros;

c) Assumir responsabilidade pela liquidação dos desvios e outros encargos perante a GGS, como BRP — entidade responsável perante a GGS pela liquidação dos encargos ou proveitos resultantes da valorização dos desvios e outros encargos ou proveitos resultantes da participação nos mercados de energia e da aplicação do presente Manual. No âmbito desta atividade podem intervir nas seguintes categorias:

i) Por conta própria, quando assume as responsabilidades financeiras e de prestação de caução junto do GIG que advêm da sua participação direta nos mercados organizados ou nos mercados de serviços de sistema;

ii) Em representação de terceiros, quando assume as responsabilidades financeiras e de prestação de caução junto do GIG que advêm da participação de terceiros nos mercados organizados ou nos mercados de serviços de sistema.

1.1 — Participação nos mercados organizados ou através de contratação bilateral:

Sem prejuízo de outros direitos que se encontrem estabelecidos na legislação, regulamentação ou no presente Manual, o Agente de Mercado que participe nos mercados organizados ou através de contratação bilateral pode:

- a) Solicitar a inscrição de Unidades de Programação e Unidades Físicas para possibilitar as transações nos mercados organizados e através de contratação bilateral;
- b) Celebrar contratos bilaterais;
- c) Realizar transações de energia elétrica através de contratos bilaterais entre Agentes de Mercado;
- d) Inscrever-se no ONME para transacionar energia elétrica no mercado diário e intradiário.

Sem prejuízo de outras obrigações que se encontrem estabelecidos na legislação, regulamentação ou no presente Manual, o Agente de Mercado que participe nos mercados organizados ou através de contratação bilateral deve:

- a) Identificar a entidade em quem delega a responsabilidade pela sua liquidação, caso não pretenda assumir diretamente as responsabilidades relativas à liquidação dos encargos ou proveitos resultantes da participação nos mercados de energia resultantes da aplicação do presente Manual;
- b) Assegurar o acesso aos sistemas informáticos da GGS;
- c) Assegurar o cumprimento dos requisitos técnicos e operacionais identificados no ponto 3 deste Procedimento.

1.2 — Participação nos mercados de serviços de sistema:

Sem prejuízo de outros direitos que se encontrem estabelecidos na legislação, regulamentação ou no presente Manual, o Agente de Mercado que participe nos mercados de serviços de sistema, no papel de BSP, pode:

- a) Solicitar a habilitação de Unidades Físicas para participar no mercado de serviços de sistema;
- b) Apresentar Ofertas no mercado de serviços de sistema para as Unidades Físicas ou áreas de ofertas que estejam habilitadas a participar;
- c) Receber retribuição pela contratação de serviços de sistema correspondente à sua participação no mercado de serviços de sistema, de acordo com o estabelecido no presente Manual.

Sem prejuízo de outras obrigações que se encontrem estabelecidos na legislação, regulamentação ou no presente Manual, o Agente de Mercado que participe nos mercados de serviços de sistema, no papel de BSP, deve:

- a) Assegurar a manutenção dos requisitos técnicos e operacionais necessários para participar no mercado de serviços de sistema;
- b) Adquirir, instalar e manter em bom estado de funcionamento os equipamentos com as características indicadas pela GGS e infraestruturas necessárias para a participação no mercado de serviços de sistemas;
- c) Suportar os custos associados a aquisição, conservação e manutenção dos equipamentos e infraestruturas indicadas no ponto anterior;
- d) Comunicar à GGS quaisquer irregularidades que possam pôr em causa a sua participação no mercado de serviços de sistema;
- e) Estar apto, tecnicamente, para cumprir as instruções de potência emitidas pela GGS;
- f) Cumprir as instruções de despacho e instruções afetas a limitações de potência emitidas pela GGS;
- g) Proceder ao pagamento das penalidades devidas à GGS resultantes da aplicação do presente Manual;

h) Proceder ao pagamento das obrigações resultantes da contratação de serviços de sistema correspondentes à sua participação no mercado de serviços de sistema, de acordo com o estabelecido no presente Manual.

1.3 — Responsabilidade pela liquidação dos desvios e outros encargos perante a GGS: Sem prejuízo de outros direitos que se encontrem estabelecidos na legislação, regulamentação ou no presente Manual, o Agente de Mercado que seja responsável perante a GGS pela liquidação dos desvios e outros encargos, no papel de BRP, pode:

- a) Ter acesso à informação que suporte a liquidação realizada ao abrigo do presente Manual;
- b) Receber um pagamento pelos proveitos resultantes da aplicação do presente Manual.

Sem prejuízo de outras obrigações que se encontrem estabelecidos na legislação, regulamentação ou no presente Manual, o Agente de Mercado que seja responsável perante a GGS pela liquidação dos desvios e outros encargos, no papel de BRP, deve:

- a) Assegurar a manutenção dos requisitos técnicos e operacionais necessários aos processos de liquidação da GGS;
- b) Proceder ao pagamento pelos encargos resultantes da aplicação do presente Manual.

1.4 — Agente de mercado com múltiplos BRP:

Um Agente de Mercado pode optar por segmentar a sua carteira de instalações elétricas em mais de um BRP, para efeitos de cálculo e liquidação de desvios perante a GGS.

Nesta circunstância, deve definir o BRP por defeito, ao qual são atribuídos os consumos ou injeções na rede de instalações não identificadas expressamente pelo Agente. A GGS deve coordenar com o ORD e com o OLMCA a troca de dados para permitir a segregação das carteiras de BRP, se aplicável.

O Agente de Mercado responde agregadamente pelas responsabilidades associadas a cada um dos BRP por si constituídos, se aplicável.

2 — Obtenção do estatuto de agente de mercado:

À exceção do Agente Comercial, a obtenção do estatuto de Agente de Mercado no âmbito da GGS torna-se eficaz com a celebração de um Contrato com a entidade concessionária da RNT, no âmbito da sua atividade de Gestão Global do Sistema, onde se definem as condições técnicas e comerciais necessárias à sua participação.

Os Agentes de Mercado, através da celebração do correspondente Contrato com a entidade concessionária da RNT, obrigam-se a cumprir o estabelecido no presente Manual de Procedimentos bem como o estabelecido em todas as disposições legislativas e regulamentares associadas.

Para a inscrição como Agente de Mercado, prévia à celebração do Contrato, o Requerente deve instruir um processo junto da GGS composto pelos seguintes elementos:

a) Pedido de Inscrição, de acordo com a minuta a publicar em Aviso disponibilizado pela GGS na sua página na Internet, onde identifica as atividades que pretende exercer;

b) Habilitação legal comprovativa da capacidade de representação para o efeito da subscrição do pedido, bem como, posteriormente, do(s) subscritor(es) do Contrato. Estes documentos podem ser originais ou cópias autenticadas, devendo ser redigidos em língua portuguesa ou acompanhados de tradução oficial na língua portuguesa;

c) Certidão do Registo Comercial ou informação do respetivo código de acesso à Certidão Permanente do Registo Comercial, se registado em Portugal;

d) Comprovativo de que a entidade se encontra registada junto de uma Entidade Reguladora Nacional da União Europeia e da ACER, nos termos do artigo 9.º do Regulamento (UE) n.º 1227/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro, relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas da energia (REMIT);

e) Comprovativo da emissão do código CRIA (Código do Registo Individualizado de Agente) pela ERSE;

- f) Identificação das pessoas responsáveis para efeito do relacionamento com a GGS e indicação dos respetivos contactos, incluindo o endereço do correio eletrónico, nomeadamente para efeitos do ponto 3 do Procedimento n.º 2;
- g) Informação necessária para efeitos de Liquidação e Faturação;
- h) Formulário de Aceitação de Faturação e Autofaturação eletrónica;
- i) Documento de representação, em termos definidos pela GGS, demonstrativo da transferência de responsabilidade perante a GGS, pela liquidação dos desvios e outros encargos resultantes da aplicação do presente Manual, para um BRP, se aplicável;
- j) Comprovativo de constituição, no GIG, de garantia suficiente para cobertura das obrigações económicas que venham a decorrer da sua atuação como Agente de Mercado, nos termos estabelecidos no Contrato e no presente Manual;
- k) Qualquer outro documento exigível, de acordo com a legislação e regulamentação aplicável.

Os formulários referidos em f), g) e h) são disponibilizados no sítio da Internet da entidade concessionária da RNT. O Agente de Mercado é responsável por manter atualizados, junto da GGS, todos os contactos disponibilizados.

Compete à GGS confirmar, no momento da requisição, que o Requerente cumpre o estabelecido no presente Manual de Procedimentos, em especial que possui os meios técnicos e económicos necessários ao cumprimento das suas obrigações como Agente de Mercado.

Após a receção do Pedido de Inscrição, a GGS analisa toda a documentação e demais informação apresentada. Em particular, deve verificar e confirmar que foi apresentada toda a documentação e informação exigida pelo presente Manual de Procedimentos.

A GGS deve, num prazo máximo de 5 (cinco) dias úteis a contar do dia útil seguinte ao da receção do Pedido de Inscrição, notificar o Requerente, de forma fundamentada, da eventual necessidade de:

- a) Completar a documentação apresentada;
- b) Realizar ensaios de verificação e aceitação dos meios técnicos e dos equipamentos necessários à realização das atividades que decorrem da sua participação.

A informação e esclarecimentos adicionais referidos nas alíneas anteriores devem ser prestados nos 15 (quinze) dias úteis subseqüentes ao da notificação efetuada pela GGS. Decorrido esse prazo e na falta de algum dos elementos adicionais, o Pedido de Inscrição é considerado sem efeito.

Após a verificação do cumprimento dos requisitos fixados, a GGS remete ao Requerente o Contrato, em duplicado, para que proceda à sua assinatura e devolução.

Caso o Requerente não devolva o Contrato devidamente assinado no prazo de 20 (vinte) dias úteis, contados a partir da comunicação referida no número anterior, a GGS reserva-se o direito de revogar a decisão de inscrição.

O Contrato de Adesão é redigido de acordo com as condições gerais que constituem o Procedimento n.º 29 do presente Manual de Procedimentos.

Com a obtenção do estatuto de Agente de Mercado, é atribuído um código que identifica univocamente o Agente e que deve ser utilizado em todas as comunicações operacionais.

Os Agentes de Mercado podem solicitar a alteração das atividades que desempenham junto da GGS, devendo cumprir os requisitos estabelecidos para cada atividade. A alteração só produz efeitos após a validação pela GGS do cumprimento de todas as obrigações decorrentes das atividades que o agente pretende exercer.

3 — Requisitos financeiros, técnicos e operacionais:

Os Agentes de Mercado devem assegurar a existência, bom funcionamento, interoperabilidade e disponibilidade dos requisitos financeiros, técnicos e operacionais para a atuação nos mercados organizados ou contratação bilateral, para a atuação no mercado de serviços de sistema ou para a atuação como responsáveis pela liquidação de desvios e outros encargos.

3.1 — Participação nos mercados organizados ou através de contratação bilateral:

Para poder participar nos mercados organizados ou através de contratação bilateral, o Agente de Mercado deverá comprovar, nomeadamente:

- a) A capacidade de trocar comunicações operacionais, nomeadamente, submissão de concretizações de contrato bilateral;
- b) A instalação e manutenção em boas condições de funcionamento dos equipamentos e canais de comunicação que garantam a observabilidade e controlabilidade pela GGS, quando aplicável.

3.2 — Participação nos mercados de serviços de sistema, como BSP:

Para poder participar nos mercados de serviços de sistema, o Agente de Mercado — BSP deverá comprovar, nomeadamente:

- a) A capacidade de trocar comunicações operacionais, nomeadamente, submissão de ofertas e receção dos resultados da sua participação no mercado de serviços de sistema;
- b) A instalação e manutenção em boas condições de funcionamento dos equipamentos e canais de comunicação que garantam a observabilidade e controlabilidade pela GGS e o cumprimento do código de rede relativo aos estados de emergência e de restabelecimento em redes de eletricidade, quando aplicável;
- c) A capacidade de trocar comunicações com o Sistema Informático da Liquidação, nomeadamente, para comunicação de informação necessária para a realização dos processos de liquidação e receção dos resultados do processo de liquidação da participação nos serviços de sistema.

A GGS outorga ao Agente de Mercado a habilitação para participar no mercado de serviços de sistema, como BSP, após demonstração, através de ensaios, da requerida capacidade técnica e operativa definida para cada serviço. A GGS mantém atualizada e pública a listagem dos BSP habilitados à prestação de cada serviço de sistema. O processo de pré-qualificação para a prestação de cada serviço é aplicável a cada unidade física.

A GGS e o ORD da rede a que esteja ligada a unidade física (e o operador das redes de distribuição intermediárias entre esta e a rede de transporte) estabelecem procedimentos de troca de informação e de tomada de decisão relativos à pré-qualificação da unidade física para prestar serviços de reserva de potência ativa e às ofertas comunicadas à GGS, de modo a garantir que não provocam congestionamentos de rede. Estes procedimentos devem atender ao cumprimento dos prazos de pré-qualificação e de ativação.

Tendo em conta o Regulamento (UE) 2017/1485, de 2 de agosto, estes procedimentos podem implicar o estabelecimento de limites, permanentes ou temporários, à pré-qualificação ou ao fornecimento de reserva, com base em razões técnicas como a localização geográfica dos grupos ou unidades fornecedores de reserva.

A GGS pode retirar a habilitação do BSP para prestar serviços de sistema quando detete uma falha de capacidade técnica ou operacional, de acordo com as condições exigidas para a sua habilitação.

3.3 — Responsável pela liquidação dos desvios e outros encargos perante a GGS, como BRP:

Para exercer a responsabilidade pela liquidação de desvios e outros encargos perante a GGS, o Agente de Mercado — BRP — deve comprovar a capacidade de trocar comunicações com o Sistema Informático da Liquidação, nomeadamente, para comunicação de informação necessária para a realização dos processos de liquidação e receção dos resultados do processo de liquidação.

A GGS outorga ao Agente de Mercado a habilitação para exercer a responsabilidade pela liquidação de desvios e outros encargos perante a GGS, como BRP, após demonstração, através de ensaios, da capacidade financeira, técnica e operativa. A GGS mantém atualizada e pública a listagem dos BRP habilitados.

A GGS pode retirar a habilitação do BRP quando detete uma falha de capacidade financeira, técnica ou operacional, de acordo com as condições exigidas para a sua habilitação.

4 — Suspensão do contrato:

A suspensão do Contrato implica que o Agente de Mercado abrangido perca temporariamente a possibilidade de transacionar energia elétrica através de contratação bilateral, de participar nos mercados organizados de energia elétrica e nos mercados de serviços de sistema geridos pela GGS e de assumir a responsabilidade pela liquidação dos desvios e outros encargos perante a GGS.

Consideram-se situações de incumprimento suscetíveis de constituir causa de suspensão, as seguintes:

- a) Suspensão do registo a que se refere o artigo 9.º do REMIT;
- b) Falta de comunicação à GGS de todas as alterações aos elementos apresentados no processo de inscrição do Agente ou de registo de unidades;
- c) Falta de comunicação à GGS de qualquer alteração aos elementos constantes do Contrato, relativos à identificação, residência ou sede no prazo de 30 (trinta) dias a contar da data da alteração, nos termos previstos na lei;
- d) Falta de pagamentos à GGS dos encargos decorrentes da sua atuação como Agente de Mercado, nos termos do presente Manual de Procedimentos;
- e) Por instrução emitida pelo GIG, ao abrigo da legislação e regulamentação em vigor;
- f) Falta de um Agente de Mercado terceiro, BRP, responsável pela liquidação dos desvios e outros encargos perante a GGS, por conta do Agente de Mercado, no caso de este último não assumir diretamente essa responsabilidade;
- g) Incumprimento de outras disposições constantes do Contrato ou do presente Manual de Procedimentos.

Perante a ocorrência de uma situação de incumprimento, e salvo o disposto em contrário no presente Manual ou noutra regulamentação, a GGS notifica o Agente de Mercado em causa que dispõe do prazo de 5 (cinco) dias úteis, a contar do dia útil seguinte ao da data da notificação pelo SIL ou da notificação por correio eletrónico para o endereço registado como Representante do Agente de Mercado, para fazer prova de que se encontra, de novo, em condições de observar as disposições constantes do Contrato bem como do presente Manual de Procedimentos. A notificação deve ainda informar o Agente de Mercado de que, caso não regularize a situação nesse prazo, se considera suspenso o Contrato. A GGS dá conhecimento dessa notificação à ERSE, ao ONME, ao OLMCA, ao GIG e ao ORD.

Caso a situação de incumprimento não tenha sido regularizada no prazo notificado, se aplicável, a GGS suspende o Contrato e dá conhecimento desse facto ao próprio Agente de Mercado, à ERSE, à DGEG, ao ONME, ao OLMCA, ao GIG e ao ORD.

A suspensão do Contrato de Adesão ao mercado de serviços de sistema do Agente de Mercado conduz:

- a) No caso de um Agente de Mercado que participe nos mercados organizados ou através de contratação bilateral, à impossibilidade temporária de transacionar energia elétrica;
- b) No caso de um Agente de Mercado BSP, que participa nos mercados de serviços de sistema, à impossibilidade temporária de participar nos mercados de serviços de sistema;
- c) No caso de um Agente de Mercado BRP, que exerce a responsabilidade da liquidação de desvios e outros encargos perante a GGS, à impossibilidade temporária de exercer essa atividade.

No caso de o Agente de Mercado cujo Contrato foi suspenso ser responsável pela liquidação dos desvios e outros encargos perante a GGS de outros Agentes de Mercado, todos estes Agentes de Mercado terão o seu Contrato igualmente suspenso automaticamente na data de produção de efeitos da suspensão do Contrato do primeiro, salvo se estes tiverem indicado um novo Agente de Mercado Responsável pela Liquidação perante a GGS ou assegurado diretamente essa responsabilidade perante a GGS.

O Agente de Mercado suspenso dispõe de um prazo de 20 (vinte) dias úteis, a contar da data de suspensão, para fazer prova perante a GGS de que reúne de novo as condições contratuais e regulamentarmente exigíveis.

4.1 — Notificação dos agentes de mercado que transferiram a responsabilidade pela liquidação dos desvios e outros encargos para um BRP:

A GGS notifica os Agentes de Mercado que tenham transferido a responsabilidade pela liquidação dos desvios e outros encargos para um BRP quando:

- a) O BRP em causa comunique à GGS a cessação dessa transferência de responsabilidade; ou
- b) A GGS notifique o BRP em causa de uma situação de incumprimento suscetível de constituir causa de suspensão do seu Contrato.

No caso da alínea a), o BRP deve comunicar à GGS a cessação da transferência de responsabilidade pela liquidação com uma antecedência mínima de 10 (dez) dias úteis e na mesma data, notificar do facto os Agentes de Mercado envolvidos, de acordo com o Procedimento n.º 23.

A GGS notifica os Agentes de Mercado até ao dia útil seguinte aos factos referidos nas alíneas anteriores. A notificação informa os Agentes de Mercado de que a concretização da cessação da transferência de responsabilidade pela liquidação para um BRP ou a suspensão do Contrato desse BRP terá como efeito a suspensão do Contrato do Agente de Mercado notificado, sem prejuízo do parágrafo seguinte.

Passados os prazos aplicáveis, concretizando-se a situação emergente sem que os Agentes de Mercado notificados tenham transferido a responsabilidade pela liquidação dos desvios para outro BRP ou assumido diretamente essa responsabilidade, dá-se a suspensão do seu próprio Contrato.

5 — Cessação do contrato:

A cessação do Contrato implica que o Agente de Mercado abrangido perca definitivamente a possibilidade de transacionar energia elétrica através de contratação bilateral, de participar nos mercados organizados de energia elétrica e nos mercados de serviços de sistema geridos pela GGS e de assumir a responsabilidade pela liquidação dos desvios e outros encargos perante a GGS.

A cessação do contrato ocorre nas seguintes situações:

- a) Acordo entre as partes;
- b) Caducidade;
- c) Caducidade do registo a que se refere o artigo 9.º do REMIT;
- d) Rescisão, caso se mantenha por um período superior a 20 (vinte) dias úteis a contar da data da suspensão, a situação de incumprimento que tenha originado a suspensão do Agente de Mercado.

A GGS notifica o Agente de Mercado através do SIL ou de notificação por correio eletrónico para o endereço registado como Representante do Agente de Mercado, da cessação do Contrato, dando conhecimento desse facto à ERSE, à DGEG, ao OLMCA, ao ONME, ao GIG e ORD.

A cessação do Contrato determina a supressão do estatuto de Agente de Mercado e a exclusão de todas as Unidades de Programação e Unidades Físicas inscritas.

No caso de um Agente de Mercado BRP que agregue entidades para efeitos de liquidação de desvios, a cessação do Contrato do primeiro segue o disposto no ponto 3 do Procedimento n.º 23.

Sem prejuízo da cessação do Contrato, as obrigações do Agente de Mercado só cessam após a liquidação de todos encargos inerentes à sua participação.

Caso uma entidade que tenha deixado de ter o estatuto de Agente de Mercado pretenda voltar a obter essa condição, deverá instruir um novo processo de inscrição nos termos do ponto 2 do presente Procedimento.

Procedimento n.º 3

Unidades de programação

1 — Tipos de unidades de programação:

É permitida a inscrição dos seguintes tipos de Unidades de Programação:

- a) Comercialização — Para poder concretizar a programação das aquisições e vendas de energia elétrica no mercado organizado ou através de contratação bilateral, cada Agente de

Mercado que detenha uma licença de comercialização pode solicitar a inscrição de uma Unidade de Programação relativa ao fornecimento dos seus clientes;

b) Cliente — Para poder concretizar a programação das aquisições e vendas de energia elétrica no mercado organizado ou através de contratação bilateral, cada Agente de Mercado que detenha um conjunto de instalações consumidoras pode solicitar a inscrição de uma Unidade de Programação relativa ao fornecimento do consumo agregado das suas instalações consumidoras. Um Agente de Mercado Produtor pode solicitar a inscrição de uma Unidade de Programação relativa ao consumo próprio de energia nos serviços auxiliares das suas instalações;

c) Consumo em Bombagem ou injeção em armazenamento — Unidade de Programação registada por um Agente de Mercado para concretizar a programação do consumo realizado pelo conjunto de grupos reversíveis dos aproveitamentos hidroelétricos ou injeção em instalações de armazenamento que pertençam à mesma Área de Ofertas. Esta Unidade de Programação será distinta da relativa à produção de energia elétrica e da relativa ao consumo próprio de energia nos serviços auxiliares;

d) Genérica — Qualquer Agente de Mercado que transacione energia elétrica no mercado organizado pode solicitar a inscrição de uma Unidade de Programação destinada a registar temporariamente os compromissos de compra e/ou de venda de energia elétrica, os quais o Agente de Mercado se obriga posteriormente a converter em operações efetivas com Unidades de Programação de outro tipo, através de contratação bilateral e/ou na participação na sessão diária do mercado organizado;

e) Portefólio — Unidade de Programação registada por um Agente de Mercado para estabelecer as transações no mercado intradiário contínuo. Podem ser registadas Unidades de Programação de Portefólio que estejam associadas às Unidades de Programação de:

- i) Consumo ou Comercialização do Agente de Mercado; ou
- ii) Produção ou Bombagem do Agente de Mercado;

f) Produção — Cada Agente de Mercado que pretenda, para um conjunto de instalações de produção e/ou armazenamento, concretizar a programação das vendas e aquisições de energia elétrica no mercado organizado ou através de contratação bilateral, pode solicitar a inscrição de Unidades de Programação para programar a venda e aquisição de energia elétrica correspondente à sua produção. Deve ser constituída uma Unidade de Programação por cada grupo de uma central termoelétrica, entendendo-se por central um conjunto de instalações de produção que pode funcionar autonomamente do resto das instalações com que partilha a ligação à rede de transporte ou de distribuição, e pelo conjunto de outros centros eletroprodutores e/ou instalações de armazenamento que pertençam à mesma Área de Rede.

A classificação das unidades de programação acima indicada não prejudica as obrigações de comunicação da programação com outra desagregação, à GGS, como previsto no ponto 3 do Procedimento n.º 5.

No caso de uma unidade física de Agregação de Instalações de Consumo, Produção e/ou de Armazenamento com menos de 1 MW, ela deve integrar uma unidade de programação de Comercialização e uma unidade de programação de Produção em resultado do apuramento da energia consumida e injetada na rede, respetivamente, de cada uma das instalações que compõem a unidade física.

2 — Inscrição:

Os Agentes de Mercado devem inscrever junto da GGS todas as Unidades de Programação que pretendem utilizar nos mercados organizados e/ou de contratação bilateral.

O Agente de Mercado deve fornecer à GGS a informação necessária, conforme estabelecido nos procedimentos e formulários definidos por Aviso da GGS, até 5 (cinco) dias úteis antes da data a partir da qual pretendem iniciar atividade com as novas unidades.

Para a inscrição de uma Unidade de Programação, o Agente de Mercado deve instruir um processo junto da GGS composto pelo pedido de inscrição de Unidade Programação, nos termos definidos por Aviso da GGS.

A GGS analisa toda a documentação e demais informação apresentada pelo Requerente. Em particular, deve verificar e confirmar que o Agente de Mercado apresentou toda a documentação e demais informação exigida pelo presente Manual de Procedimentos.

A GGS deve, num prazo máximo de 2 (dois) dias úteis a contar do dia útil seguinte ao da receção da documentação, notificar o Requerente, de forma fundamentada, da eventual necessidade de completar a documentação apresentada.

A informação e esclarecimentos adicionais referidos nas alíneas anteriores devem ser prestados nos 5 (cinco) dias úteis subsequentes ao da notificação efetuada pela GGS. Decorrido esse prazo e na falta de algum dos elementos adicionais, a solicitação de inscrição é considerada sem efeito.

Após a verificação do cumprimento dos requisitos fixados, a GGS informa o Requerente da data de início de atividade das novas Unidades de Programação e dos códigos atribuídos, que identificam inequivocamente as Unidades de Programação. Os referidos códigos devem ser utilizados pelo Agente de Mercado em todas as comunicações operacionais com a GGS.

3 — Alteração:

Os Agentes de Mercado devem submeter à GGS, até 5 (cinco) dias úteis antes da data a partir da qual pretendam efetivar a alteração das Unidades de Programação, a informação necessária, conforme estabelecido nos formulários disponibilizados no sítio da Internet da entidade concessionária da RNT.

A GGS analisará toda a documentação e demais informação apresentada pelo Requerente. Em particular, deve verificar e confirmar que o Agente de Mercado apresentou toda a documentação e demais informação exigida pelo presente Manual de Procedimentos.

A GGS deve, num prazo máximo de 2 (dois) dias úteis a contar do dia útil seguinte ao da receção da documentação, notificar o Requerente, de forma fundamentada, da eventual necessidade de completar a documentação apresentada.

A informação e esclarecimentos adicionais referidos no parágrafo anterior devem ser prestados nos 5 (cinco) dias úteis subsequentes ao da notificação efetuada pela GGS. Decorrido esse prazo e na falta de algum dos elementos adicionais, a solicitação de inscrição é considerada sem efeito.

Após a verificação do cumprimento dos requisitos fixados, a GGS informa o Requerente da data a partir da qual a alteração terá efeito.

4 — Cancelamento:

Os Agentes de Mercado devem submeter à GGS, até 5 (dias) dias úteis antes da data a partir da qual pretendam cancelar uma Unidade de Programação, a informação necessária, conforme estabelecido nos formulários disponibilizados no sítio da Internet da entidade concessionária da RNT.

A GGS analisa toda a documentação, e demais informação, apresentada pelo Requerente e, após a verificação do cumprimento dos requisitos fixados, informa o Requerente da data a partir da qual a Unidade de Programação será retirada.

5 — Suspensão:

O incumprimento das disposições constantes do presente Manual de Procedimentos, do Contrato de Adesão ao Mercado de Serviços de Sistema e do Contrato de Uso das Redes, quando aplicável, constituem causa de suspensão de uma Unidade de Programação.

Para efeitos de suspensão de uma Unidade de Programação de Comercialização ou de cliente, os operadores das redes de distribuição obrigam-se a comunicar à GGS, na mesma data em que ocorra, qualquer suspensão de um Contrato de Uso das Redes.

Entende-se por suspensão de uma Unidade de Programação, o processo pelo qual a GGS inibe temporariamente essa Unidade de transacionar energia elétrica através de contratação bilateral e/ou de participar nos mercados organizados de energia elétrica e nos mercados de serviços de sistema geridos pela GGS.

Perante a ocorrência de uma situação de incumprimento, a GGS notifica o Agente de Mercado em causa que dispõe do prazo de 5 (cinco) dias úteis a contar da data de notificação por correio eletrónico para o endereço registado como Representante do Agente de Mercado, para fazer prova de que se encontra, de novo, em condições de observar as disposições constantes do presente Manual de Procedimentos. A notificação deve ainda informar o Agente de Mercado que, após o decurso desse prazo, caso não regularize a situação, se considera suspensa a participação da

Unidade Programação nos mercados organizados de energia elétrica e nos mercados de serviços de sistema geridos pela GGS.

Há lugar à interrupção da suspensão quando o Agente de Mercado fizer prova perante a GGS de que a Unidade de Programação reúne de novo as condições exigíveis.

6 — Exclusão:

A exclusão de uma Unidade de Programação implica a perda definitiva da possibilidade de transacionar energia elétrica através de contratação bilateral e/ou de participar nos mercados organizados de energia elétrica e nos mercados de serviços de sistema geridos pela GGS.

A Unidade de Programação pode ser excluída pela GGS, caso se mantenha por um período superior a 20 (vinte) dias úteis, a situação de incumprimento que tenha originado a suspensão da Unidade de Programação.

Uma Unidade de Programação é automaticamente excluída quando:

- a) Ocorrer a cessação do Contrato de Uso das Redes para o Agente de Mercado que detenha licença de comercialização ou seja um consumidor;
- b) Ocorrer a cessação do Contrato de Uso das Redes e, por consequência, deixe de ter unidades físicas associadas;
- c) Deixar de deter licença ou registo de comercialização de energia elétrica, junto da DGEG, no caso de um Agente de Mercado que detenha a licença de comercialização e para a Unidade de Programação de Comercialização;
- d) Deixar de ter unidades físicas associadas, desde que seja do tipo identificado nas alíneas b), c) e f) do ponto 1 do presente Procedimento.

A GGS informa o Agente de Mercado por meio escrito, da exclusão da Unidade de Programação, dando conhecimento desse facto à ERSE e ao ONME.

Todas as obrigações do Agente de Mercado relativamente à Unidade de Programação por si inscrita, continuam a persistir após a sua exclusão. As referidas obrigações só cessam quando todas as obrigações financeiras inerentes à sua participação no sistema forem cumpridas.

Procedimento n.º 4

Unidades físicas

1 — Tipos de unidades físicas:

É permitida a inscrição dos seguintes tipos de Unidades Físicas:

- a) Instalação Consumidora de energia elétrica habilitada para participar nos mercados de serviços de sistema;
- b) Instalação Consumidora de energia elétrica não-habilitada para participar nos mercados de serviços de sistema;
- c) Instalação de Produção habilitada para participar nos mercados de serviços de sistema;
- d) Instalação de Produção não-habilitada para participar nos mercados de serviços de sistema;
- e) Instalação de armazenamento habilitada para participar nos mercados de serviços de sistema;
- f) Instalação de armazenamento não-habilitada para participar nos mercados de serviços de sistema;
- g) Agregação de Instalações de Consumo, Produção e/ou de Armazenamento com menos de 1 MW, por instalação, habilitadas, como unidade física agregada, para participar nos mercados de serviços de sistema;
- h) Agregação de Instalações de Produção e/ou de Armazenamento com menos de 1 MW, não-habilitadas para participar nos mercados de serviços de sistema;

Para efeitos de inscrição de unidades físicas, considera-se como Instalação de Produção um aproveitamento hidroelétrico, um aproveitamento hidroelétrico com bombagem, um grupo termoeletrónico, ou um centro eletroprodutor eólico, solar ou de outra fonte renovável.

No caso de um centro eletroprodutor híbrido, deve ser constituída uma unidade física por cada tecnologia presente, devendo a GGS conhecer as limitações de capacidade de injeção do conjunto devido à partilha da rede interna da instalação e do ponto de ligação à RESP.

No caso da inscrição de unidades físicas de agregação, a GGS pode definir requisitos de informação relativos às tecnologias de produção e tipos de instalação incluídas na unidade física do agregador, incluindo eventuais atualizações de novas unidades.

No caso das alíneas *g*) e *h*) a potência referida diz respeito ao maior valor da potência injetada ou consumida da rede.

A habilitação das unidades físicas para participar nos mercados de serviços de sistema é avaliada segundo os requisitos de cada serviço. A habilitação para a prestação de cada serviço é requerida separadamente pelo agente de mercado representante da unidade física.

2 — Inscrição:

Os Agentes de Mercado devem inscrever junto da GGS todas as Unidades Físicas que pretendam utilizar nos mercados organizados, mercados de serviços de sistema geridos pela GGS e/ou contratação bilateral.

O Agente de Mercado deve fornecer à GGS a informação necessária, conforme estabelecido nos formulários disponibilizados no sítio da Internet da entidade concessionária da RNT, até 20 (vinte) dias úteis antes da data a partir da qual pretenda iniciar atividade com as novas unidades.

Para a inscrição de uma Unidade Física, o Agente de Mercado deve instruir um processo junto da GGS composto pelos seguintes elementos:

a) Pedido de inscrição de Unidade Física, de acordo com o formulário disponibilizado na página da Internet da entidade concessionária da RNT onde estarão definidos os parâmetros dinâmicos e demais características da instalação;

b) Tratando-se de um Agente de Mercado que agrega ou representa instalações que são detidas por terceiros, documento emitido pelo proprietário da Instalação de Produção, nos termos do modelo aprovado pela GGS, conferindo-lhe poderes de representação e de atuação perante a GGS ou, em substituição, cópia do contrato de agregação entre o Agente de Mercado e o produtor desde que ateste os poderes de representação do primeiro; Esta formalidade fica dispensada para as instalações de produção com potência instalada até 30 kW;

c) O pedido deve ser acompanhado de cópia autenticada, em instituição portuguesa com capacidade para esse efeito, dos seguintes documentos, quando aplicável:

i) Contrato de Uso das Redes;

ii) Licença de Produção, emitida pela Direção Geral de Energia e Geologia, no caso das instalações de produção ou de armazenamento;

iii) Comprovativos necessários à validação pela GGS da alteração de estatuto remuneratório da instalação de produção, nos casos de instalações ao abrigo de regimes de apoio à remuneração;

A apresentação dos documentos previamente referidos não se torna necessária quando já tenham sido apresentados no âmbito do processo de obtenção do estatuto de Agente de Mercado;

d) Informação técnica, de acordo com o formulário disponibilizado pela GGS, que caracterize a instalação de produção, de armazenamento ou de consumo;

e) Informação de acesso para Telecontagem;

f) Meios de comunicação implementados para a observabilidade da Unidade Física pela GGS, para as Unidades Físicas identificadas nas alíneas *a*), *c*) a *h*) do ponto 1;

g) Para os contadores de energia elétrica que são propriedade da Unidade Física, a apresentação do relatório da última ação de verificação, efetuada no cumprimento do disposto no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados para Portugal Continental.

A GGS analisa toda a documentação, e demais informação, apresentada pelo Requerente. Em particular, deve verificar e confirmar que:

a) O Agente de Mercado apresentou toda a documentação e informação exigida pelo presente Manual de Procedimentos;

b) O Agente de Mercado não tem pagamentos em falta à GGS, relativos aos encargos decorrentes da sua atuação como Agente de Mercado, nos termos do presente Manual de Procedimentos.

A GGS deve, num prazo máximo de 5 (cinco) dias úteis a contar do dia útil seguinte ao da receção do pedido, notificar o Requerente, de forma fundamentada, da eventual necessidade de:

- a) Completar a documentação apresentada;
- b) Realizar ensaios adicionais;
- c) Proceder à regularização de pagamentos em falta à GGS, relativos aos encargos decorrentes da sua atuação como Agente de Mercado, nos termos do presente Manual de Procedimentos.

A informação e esclarecimentos adicionais referidos nas alíneas anteriores devem ser prestados nos 10 (dez) dias úteis subsequentes ao da notificação efetuada pela GGS. Decorrido esse prazo e na falta de algum dos elementos adicionais, a solicitação de inscrição é considerada sem efeito.

Após a verificação do cumprimento dos requisitos fixados, a GGS agenda os ensaios de verificação e aceitação dos meios técnicos e dos equipamentos necessários à realização das atividades que decorrem da sua participação.

No prazo de 5 (cinco) dias úteis após a realização satisfatória dos ensaios referidos no ponto anterior, a GGS informa o Requerente dos códigos de Unidade Física atribuídos e, para as instalações com potência instalada superior ou igual a 1 MW, após confirmação junto do ONME que o processo de inscrição no mercado diário e intradiário se encontra concluído, a GGS informa da data de início de atividade das novas Unidades Físicas e dos códigos atribuídos, que identificam inequivocamente as Unidades Físicas;

Os referidos códigos devem ser utilizados pelo Agente de Mercado em todas as comunicações operacionais com a GGS.

3 — Requisitos operacionais:

A GGS, para o cumprimento das suas obrigações no âmbito da gestão técnica global do sistema, necessita de receber em tempo real um conjunto de informações provenientes das Unidades Físicas definidas no ponto 1, nomeadamente medidas, estado de órgãos de manobra e alarmes e em simultâneo ser capaz de emitir instruções de despacho para essas mesmas Unidades Físicas.

A GGS publica no seu sítio da Internet os requisitos técnicos para os diferentes tipos de ligação ao seu SCADA (Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados).

As Unidades Físicas devem obedecer aos requisitos operacionais estabelecidos nos pontos seguintes. No caso das unidades de agregação correspondentes a instalações com potência instalada inferior a 1 MW, os requisitos técnicos devem ser adaptados, referindo-se, nomeadamente, à comunicação com o respetivo centro de comando do agente agregador.

3.1 — Unidades físicas habilitadas a participar nos mercados de serviços de sistema:

As comunicações em tempo real entre as Unidades Físicas habilitadas para participarem nos mercados de serviços de sistema e o Sistema de Supervisão, Controlo e Aquisição de Dados (SCADA) da GGS são estabelecidas através de canais redundantes, um para o Despacho Nacional (Sacavém) e outro para o Centro de Operação (Maia), e devem apresentar uma taxa de disponibilidade anual, em toda a cadeia de medida, superior a 96,7 %. Caso num determinado ano civil se verifique um incumprimento nas referidas taxas de disponibilidades de uma determinada Unidade Física, na sequência de causas imputáveis ao Agente de Mercado, esse Agente tem de pagar uma penalidade calculada da seguinte forma:

$$\text{Pen} = \max[0.967 - T_{x_{\text{verif}}}; 0] \times P_{\text{decl}} \times 10000$$

sendo:

Pen — Penalidade a aplicar ao Agente de Mercado pelo incumprimento da taxa de disponibilidade das cadeias de medida de uma determinada Unidade Física [€];

$T_{x_{verif}}$ — Taxa de disponibilidade anual verificada na cadeia de medida associada a uma determinada Unidade Física;

P_{decl} — Potência declarada junto da GGS no processo de inscrição da Unidade Física [MW].

Na sequência do referido acima, o Agente de Mercado deve ser proativo na deteção de falhas de comunicação da sua responsabilidade que impossibilitem a troca de dados em tempo real entre as suas Unidades Físicas e o SCADA da GGS.

Caso a GGS deixe de receber em tempo real o conjunto de informações provenientes das Unidades Físicas, durante um período de 15 (quinze) dias consecutivos, na sequência de causas não imputáveis à GGS, deve notificar o Agente de Mercado desse facto. A não correção da falha pelo Agente de Mercado no prazo de 30 (trinta) dias, após a referida notificação, determina a suspensão da participação da Unidade Física nos mercados de serviços de sistema até que a referida comunicação seja restabelecida.

Os proveitos que resultem da aplicação da penalidade a aplicar aos Agentes de Mercado pelo incumprimento da taxa de disponibilidade das cadeias de medida são considerados proveitos permitidos da atividade da GGS.

4 — Período de comissionamento:

É aplicável um regime de exceção a instalações de produção que se encontrem em ensaios de comissionamento prévios à entrada em regime industrial, e inscritas junto da GGS nos termos previstos no presente Manual de Procedimentos, desde que representem mais de 25 % da potência instalada, na Área de Ofertas onde serão incluídas.

Este regime excecional de participação emprega-se quer na valorização da energia produzida entregue à rede, quer na valorização da energia consumida para bombagem quando aplicável, durante o respetivo período de aplicação definido no ponto 4.2 do presente Procedimento.

4.1 — Obrigações do Agente de Mercado:

Os Agentes de Mercado que pretendam beneficiar deste regime, obrigam-se a cumprir todas as disposições que constam no protocolo de exploração específico, nomeadamente:

- a) Comunicar à GGS o respetivo plano de ensaios da instalação e todas as atualizações deste;
- b) Cumprir todas as instruções emitidas pela GGS que sejam tecnicamente viáveis.

O não cumprimento das referidas obrigações, origina a suspensão do presente regime.

Durante o período de aplicação do regime de exceção, o Agente de Mercado não pode participar nos mercados organizados e/ou de contratação bilateral, declarando-se indisponível para atuar nestes mercados.

De igual modo, aderindo ao regime de comissionamento, durante o período de aplicação do regime de exceção, o Agente de Mercado não pode participar nos mercados de serviços de sistema.

O não cumprimento da obrigação de não participação nos mercados organizados e/ou de contratação bilateral, origina um encargo por unidade de produção em incumprimento, afeto a cada dia de participação indevida, equivalente a:

$$EINPM(uf,t) = PotInst(uf) \times \sum_{t=1}^{24} PE(t) \text{ se } PE(t) > 0$$

onde:

$EINPM(uf,t)$ — Encargo diário devido ao incumprimento da obrigação de não participar no mercado de energia elétrica para a Unidade Física em comissionamento;

$PotInst(uf)$ — Potência instalada da unidade física;

$Pe(t)$ — Preço de encontro do Mercado Diário, afeto à área de controlo portuguesa no período de integração t , quando positivo.

4.2 — Período de aplicação:

O período de comissionamento é aplicável durante um período máximo de 120 dias, seguidos ou interpolados, num máximo de quatro períodos, ou até ao momento em que se verifique a efetiva emissão pela DGEG, da correspondente licença de exploração definitiva da instalação.

Os períodos em que o Agente de Mercado pretenda a aplicação do presente regime de exceção, devem ser, por este, comunicados à GGS, até cinco dias úteis antes do primeiro paralelo da instalação de produção.

Qualquer alteração posterior aos períodos acordados, deve ser comunicada pelo Agente de Mercado à GGS, até às 10 horas do segundo dia útil anterior ao dia de efetivação da alteração pretendida.

4.3 — Valorização da Energia entregue à rede ou consumida para bombagem durante o período de comissionamento:

Durante o período de comissionamento não são imputados quaisquer Desvios, face ao programa de ensaios previamente apresentado e a energia elétrica entregue à rede pública ou consumida para bombagem é valorizada $VEC(uf,t)$:

$$VEC(uf,t) = \begin{cases} \begin{cases} PV(uf,t) \times PE(t) \times 0.85 & \text{se } PE(uf,t) > 0 \\ CBV(uf,t) \times PE(t) \times 1.15 & \text{se } PE(uf,t) < 0 \end{cases} \\ \begin{cases} PV(uf,t) \times PE(t) \times 1.15 & \text{se } PE(uf,t) > 0 \\ CBV(uf,t) \times PE(t) \times 0.85 & \text{se } PE(uf,t) < 0 \end{cases} \end{cases}$$

onde:

$PV(uf,t)$ — Produção verificada para a Unidade Física em comissionamento, no período de integração t ;

$CBV(uf,t)$ — Consumo para bombagem verificado para a Unidade Física em comissionamento, no período de integração t ;

$PE(t)$ — Preço de encontro do Mercado Diário afeto à área de controlo portuguesa, no período de integração t .

5 — Alteração:

Os Agentes de Mercado devem submeter à GGS, até 5 (cinco) dias úteis antes da data a partir da qual pretendam efetivar a alteração das Unidades Físicas, a informação necessária, conforme estabelecido nos formulários disponibilizados no sítio da Internet da entidade concessionária da RNT.

A GGS analisa toda a documentação, e demais informação, apresentada pelo Requerente. Em particular, deverá verificar e confirmar que o Agente de Mercado apresentou toda a documentação e informação exigida pelo presente Manual de Procedimentos.

A GGS deve, num prazo máximo de 2 (dois) dias úteis a contar do dia útil seguinte ao da receção da documentação, notificar o Requerente, de forma fundamentada, da eventual necessidade de:

- a) Completar a documentação apresentada;
- b) Realizar ensaios adicionais;

A informação e esclarecimentos adicionais referidos nas alíneas anteriores devem ser prestados nos 5 (cinco) dias úteis subsequentes ao da notificação efetuada pela GGS. Decorrido esse prazo e na falta de algum dos elementos adicionais, a solicitação de inscrição será considerada sem efeito.

Após a verificação do cumprimento dos requisitos fixados, a GGS informa o Requerente da data a partir da qual a alteração terá efeito.

6 — Cancelamento:

Os Agentes de Mercado devem submeter à GGS, até 5 (cinco) dias úteis antes da data a partir da qual pretendam cancelar uma Unidade Física, a informação necessária, conforme estabelecido nos formulários disponibilizados no sítio da Internet da entidade concessionária da RNT.

A GGS analisará toda a documentação, e demais informação, apresentada pelo Agente de Mercado e, após a verificação do cumprimento dos requisitos fixados, a GGS informa o Requerente.

Para as instalações com potência instalada superior ou igual a 1 MW, a GGS informa o Requerente após confirmação junto do ONME que o processo de cancelamento no mercado diário e intradiário se encontra concluído, da data de fim de atividade da Unidade Física.

7 — Suspensão:

O incumprimento das disposições constantes do presente Manual de Procedimentos, do Contrato de Adesão ao Mercado de Serviços de Sistema e do Contrato de Uso das Redes, quando aplicável, constitui causa de suspensão de uma Unidade Física.

Para efeitos de suspensão duma Unidade Física, os operadores das redes de distribuição obrigam-se a comunicar à GGS, na mesma data em que ocorra, qualquer suspensão de um Contrato de Uso das Redes.

Entende-se por suspensão de uma Unidade Física o processo pelo qual a GGS inibe temporariamente essa Unidade de transacionar energia elétrica através de contratação bilateral, de participar nos mercados organizados de energia elétrica e nos mercados de serviços de sistema geridos pela GGS.

Ocorrendo uma situação de incumprimento, a GGS notifica o Agente de Mercado em causa por correio eletrónico para o endereço registado do Representante do Agente de Mercado. O Agente de Mercado notificado dispõe do prazo de 5 (cinco) dias úteis a contar da data de notificação para fazer prova de que se encontra, de novo, em condições de observar as disposições constantes do presente Manual de Procedimentos. A notificação deve ainda informar o Agente de Mercado que, após o decurso desse prazo, caso não regularize a situação, se considera suspensa a participação da Unidade Física nos mercados organizados de energia elétrica e nos mercados de serviços de sistema geridos pela GGS.

Há lugar à interrupção da suspensão se e quando o Agente de Mercado fizer prova perante a GGS de que a Unidade Física reúne de novo as condições exigíveis.

8 — Exclusão:

A exclusão de uma Unidade Física implica a perda definitiva da possibilidade de transacionar energia elétrica através de contratação bilateral, de participar nos mercados organizados de energia elétrica e nos mercados de serviços de sistema geridos pela GGS.

A Unidade Física pode ser excluída por:

- a) Termo da licença de produção ou da licença de exploração;
- b) Cessação do Contrato de Uso de Redes, quando aplicável;
- c) Caso se mantenha por um período superior a 20 (vinte) dias úteis, a situação de incumprimento que tenha originado a suspensão da Unidade Física.

A GGS informa o Agente de Mercado, por escrito, da exclusão da Unidade Física, dando conhecimento desse facto à ERSE e ao ONME.

Todas as obrigações do Agente de Mercado relativamente à Unidade Física por si inscrita continuam a persistir após a sua exclusão. As referidas obrigações só cessam após a liquidação de todos os encargos inerentes à sua participação no sistema.

Procedimento n.º 5

Áreas de ofertas

1 — Âmbito:

Uma Área de Ofertas corresponde a um conjunto de Unidades Físicas previstas nas alíneas a), c), e) e g) do ponto 1 do Procedimento n.º 4, pertencentes a um mesmo Agente de Mercado e que se encontram ligadas à mesma área de rede.

2 — Inscrição ou alteração duma área de ofertas:

Podem ser incorporadas numa Área de Ofertas as Unidades Físicas previstas nas alíneas a), c), e) e g) do ponto 1 do Procedimento n.º 4, que estejam devidamente habilitadas para participar nos mercados de serviços de sistema geridos pelo ORT e que constam do presente MPGGS.

No processo de inscrição de uma Unidade Física, a GGS verifica o preenchimento dos requisitos técnicos necessários à sua integração numa Área de Ofertas já existente, ou a criação de uma nova Área de Ofertas, atendendo obrigatoriamente aos seguintes critérios:

- a) Agente de Mercado responsável pela inscrição (BSP);
- b) Área de rede em que a instalação (unidade física) se encontra ligada;
- c) Para cada central termoe elétrica é criada uma Área de Ofertas;
- d) É criada uma Área de Ofertas para a agregação das Unidades Físicas das tecnologias de produção renovável de um BSP, que se encontrem ligadas a uma Área de Rede;
- e) É criada uma Área de Ofertas para (i) as Unidades Físicas associadas a Instalações de Consumo habilitadas e (ii) as unidades físicas de agregação de Instalações de consumo, de produção e/ou de armazenamento com menos de 1 MW de potência contratada ou instalada, por instalação, habilitadas, como unidade física agregada, do mesmo agente, independentemente da Área de Rede a que se encontrem ligadas.

As unidades físicas, quando resultem da agregação de várias instalações agregadas numa única unidade física, não são desagregadas para efeitos da prestação de serviços de sistema.

As unidades físicas de armazenamento habilitado podem ser incluídas em qualquer Área de Ofertas do mesmo BSP que correspondam à mesma área de rede, a seu pedido, ou em áreas de ofertas específicas.

A GGS pode propor à ERSE a aprovação de critérios adicionais que, justificadamente, segreguem as áreas de ofertas definidas ou isentem essa segregação.

No prazo de 15 (quinze) dias úteis após a realização do pedido de inscrição de uma Unidade Física, a GGS informa o Requerente da constituição das Áreas de Ofertas da sua responsabilidade.

2.1 — Áreas de rede:

Consideram-se Áreas de Rede, as zonas de rede abrangidas pelas seguintes instalações MAT da RNT:

TABELA 2.1

Áreas de rede da RNT

Área de rede	Instalações da RNT abrangidas (subestações e postos de corte)
Área de Rede dos Trás-os-Montes e Douro Litoral	Armamar, Valdigem, Valpaços, Vila Pouca de Aguiar, Lagoaça, Macedo de Cavaleiros, Mogadouro, Picote, Pocinho, Carrapatelo, Custóias, Ermesinde, Prelada, Recarei, Torrão, Urrô, Vermoim, Canelas.
Área de Rede de 150 kV do Minho	Nível de 150 kV de Caniçada, Fafe, Frades, Riba d'Ave, Oleiros, Pedralva e Vila Fria.
Área de Rede de 400 kV do Minho	Nível de 400 kV de Alto Lindoso, Pedralva, Riba d'Ave, Vieira do Minho, V. N de Famalicão e Ribeira de Pena.
Área de Rede do Centro-Litoral	Estarreja, Feira, Lavos, Mourisca, Paraimo, Penela, Pereiros, Pombal, Batalha, Carvoeira, Rio Maior e Santarém.
Área de Rede do Centro-Interior	Bodiosa, Chafariz, Ferro, Fundão, Tábua, Vila Chã, Castelo Branco, Falagueira, Pego e Zêzere.
Área de Rede da Grande Lisboa	Alto do Mira, Alto de São João, Carregado, Carriche, Fanhões, Ribatejo, Sacavém, Sete Rios, Trajouce, Zambujal, Fernão Ferro, Palmela, Porto Alto, Setúbal, Trafaria e Alcochete.
Área de Rede Sul	Alqueva, Ermidas do Sado, Estremoz, Évora, Ferreira do Alentejo, Monte da Pedra, Sines, Estói, Ourique, Portimão, Sabóia, Tavira, Tunes, Divor e Pegões.

Qualquer alteração nas Áreas de Rede carece de aprovação prévia da ERSE, na sequência de proposta apresentada pela entidade concessionária da RNT, a qual deve realizar uma consulta aos Agentes de Mercado e ao Requerente, se aplicável, submetendo os resultados da consulta como documentação complementar da proposta sujeita a decisão da ERSE.

3 — Obrigações de programação dos BSP para efeitos do mercado de serviços de sistema:

Os Agentes de Mercado que participem como BSP no mercado de serviços de sistema, devem comunicar à GGS a programação das suas unidades físicas habilitadas.

A programação para os efeitos referidos é desagregada por Área de Ofertas e deve ainda permitir a segmentação da programação por cada serviço de sistema, considerando a habilitação de cada unidade física.

A programação deve ser enviada à GGS no prazo de uma hora após a publicação do PDVD.

A comunicação referida neste ponto pode ser dispensada se a GGS obtiver os dados diretamente do operador de mercado ou através de outros mecanismos.

4 — Suspensão:

O incumprimento das disposições constantes do presente Manual de Procedimentos e do Contrato, constituem causa de suspensão de uma Área de Ofertas.

Entende-se por suspensão de uma Área de Ofertas, o processo pelo qual a GGS inibe temporariamente essa Área de Ofertas de participar nos mercados de serviços de sistema geridos pela GGS.

Perante a ocorrência de uma situação de incumprimento, a GGS notifica o Agente de Mercado em causa, que dispõe do prazo de 5 (cinco) dias úteis, a contar da data da notificação por correio eletrónico para o endereço registado do Representante do Agente de Mercado, para fazer prova de que se encontra, de novo, em condições de observar as disposições constantes do presente Manual de Procedimentos. A notificação deve ainda informar o Agente de Mercado que, após o decurso desse prazo, caso não regularize a situação, se considera suspensa a participação da Área de Ofertas nos mercados de serviços de sistema geridos pela GGS.

Há lugar à interrupção da suspensão quando o Agente de Mercado fizer prova perante a GGS de que a Área de Ofertas reúne de novo as condições exigíveis.

5 — Exclusão:

A exclusão de uma Área de Ofertas implica a perda definitiva da possibilidade de participar nos mercados de serviços de sistema geridos pela GGS.

A Área de Ofertas pode ser excluída pela GGS caso se mantenha por um período superior a 20 (vinte) dias úteis a situação de incumprimento que tenha originado a suspensão da Área de Ofertas.

Uma Área de Ofertas será automaticamente excluída quando deixar de ter Unidades Físicas associadas.

A GGS informa o Agente de Mercado, por escrito, da exclusão da Área de Ofertas, dando conhecimento desse facto à ERSE.

Todas as obrigações do Agente de Mercado relativas à Área de Ofertas por si inscrita continuam a persistir após a sua exclusão. As referidas obrigações só cessam quando todas as obrigações financeiras inerentes à sua participação no sistema forem cumpridas.

Procedimento n.º 6

Funcionamento do sistema

1 — Âmbito:

Este Procedimento estabelece os critérios de segurança e funcionamento aplicáveis à operação do SEN, na elaboração e execução das normas de segurança, tendo como objetivo a garantia da continuidade do abastecimento de acordo com a segurança e qualidade requeridas, nomeadamente estabelecendo:

a) Os critérios de segurança e funcionamento a aplicar à operação do SEN, de modo a garantir a continuidade do abastecimento, de acordo com a segurança e qualidade requeridas;

b) Os critérios a utilizar para determinar os níveis de carga admissíveis em linhas e transformadores da rede de transporte;

c) As condições de entrega de energia em pontos fronteira da ligação da rede de transporte com outras redes ou instalações, de modo a garantir a qualidade de serviço nesses pontos fronteira;

- d) As reservas de regulação necessárias que permitam resolver as restrições técnicas e os desequilíbrios entre geração e consumo;
- e) As condições gerais para o estabelecimento de planos de segurança, de modo a garantir o funcionamento seguro e fiável do sistema, e que permitam levar a cabo a reposição do serviço após a ocorrência de um grande incidente.

Este Procedimento aplica-se às seguintes entidades:

- a) Entidade concessionária da RNT, no âmbito da atividade de Gestão Global do Sistema;
- b) Empresas proprietárias ou operadoras de instalações particulares sujeitas à operação da RNT;
- c) Operador da rede de distribuição e clientes ligados à rede de transporte;
- d) Empresas proprietárias ou operadoras de grupos geradores ligados à rede de transporte ou que tenham influência direta sobre esta;
- e) Outros Agentes do Mercado.

As instalações afetadas são as seguintes:

- a) Instalações da RNT;
- b) Instalações de produção ligadas diretamente à rede de transporte ou com influência direta no funcionamento desta;
- c) Instalações de distribuição ou de clientes ligados diretamente à rede de transporte.

2 — Critérios de segurança e de funcionamento do sistema:

2.1 — Estados de funcionamento do sistema:

Definem-se quatro possíveis estados de funcionamento do sistema elétrico:

- a) Estado normal — Situação na qual todas as variáveis de controlo que caracterizam o estado do sistema se encontram dentro das margens de funcionamento normal estabelecidas no ponto 2.4.1 do presente Procedimento e se cumprem os critérios de segurança face às contingências indicadas no ponto 2.4.2 do presente Procedimento;
- b) Estado de alerta — Situação na qual todas as variáveis de controlo que caracterizam o estado do sistema se encontram dentro das margens de funcionamento normal estabelecidas no ponto 2.2 do presente Procedimento, mas não se cumpre os critérios de segurança face às contingências indicadas no ponto 2.3 do presente Procedimento;
- c) Estado de emergência — Situação na qual uma ou mais variáveis de controlo do sistema apresentam valores fora das margens de funcionamento normal. Inclui-se neste estado aqueles casos em que se regista alguma interrupção no fornecimento de energia elétrica de carácter local;
- d) Estado de reposição — Situação caracterizada pela perda de fornecimento de energia elétrica numa parte do sistema elétrico (apagão regional) ou na totalidade do sistema elétrico (apagão nacional), sendo que o principal objetivo é o da reposição ordenada, segura e rápida do serviço.

2.2 — Variáveis de Controlo da Segurança do Sistema Elétrico:

As variáveis que permitem supervisionar o estado do sistema elétrico são:

- a) A frequência do sistema;
- b) As tensões nos nós da rede de transporte;
- c) Os níveis de carga nos diferentes elementos da rede de transporte (linhas, transformadores e equipamentos associados);
- d) As reservas de regulação (potências ativa e reativa).

2.3 — Contingências a Considerar na Análise de Segurança:

A GGS deve realizar os estudos de análise de segurança que sejam necessários, de modo a identificar quais os incidentes que possam provocar na rede de transporte, violação das margens estabelecidas para as variáveis de controlo da segurança do sistema elétrico de sua responsabilidade, e aplicar os planos de segurança adequados.

Nestes estudos de análise de segurança devem contemplar-se como carácter geral a falha simples de um qualquer dos elementos do sistema (Critério N-1): grupo gerador, circuito de linha, transformador ou reactância. Adicionalmente, consideram-se também as seguintes contingências:

a) A falha simultânea dos dois circuitos de linhas duplas que tenham no seu traçado corredores de apoios comuns com mais de 35 km;

b) Durante a exploração em tempo real, quando for baixo o risco desta contingência por não existirem condições meteorológicas adversas, nem de qualquer outro tipo que afetem negativamente o funcionamento da linha, pode-se não considerar esta contingência na análise de segurança em tempo real;

c) A falha do maior grupo gerador de uma região e a falha sucessiva de uma das suas linhas de ligação com o resto do sistema ou falha de outro grupo da mesma região quando, após uma primeira falha simples (grupo ou linha), o sistema fica num estado de alerta e não seja possível recuperar o estado normal de funcionamento mediante a utilização dos meios disponíveis para a operação em tempo real.

2.4 — Margens das Variáveis de Controlo Operacionais:

2.4.1 — Funcionamento do Sistema em Estado Normal:

a) Frequência — A frequência atribuída ao sistema é de 50 Hz ou, alternativamente, o valor consignado pela ENTSO-E com o objetivo de corrigir a hora síncrona. Encontrando-se o SEN interligado com o sistema europeu, as margens de variação de frequência estão de acordo com as referências estabelecidas para manter a frequência em todo o sistema europeu interligado. Em caso de funcionamento em rede isolada de uma parte do sistema elétrico nacional, desligado do restante sistema europeu, as margens indicadas podem ser excedidas temporariamente;

b) Tensão — As tensões na RNT devem encontrar-se dentro das margens indicadas na tabela seguinte:

	Mínimo	Máximo
Nível de 400 kV	380 kV (95 %)	420 kV (105 %)
Nível de 220 kV	209 kV (95 %)	245 kV (111 %)
Nível de 150 kV	142 kV (95 %)	165 kV (110 %)
Nível de 60 kV	Neste nível de tensão, os valores serão fixados caso a caso, por acordo com a Distribuição, nos termos do RQS.	

Após a contingência, a tensão pode variar segundo o estabelecido no ponto 2.4.2 do presente Procedimento.

c) Carga — Os níveis de carga dos elementos da rede de transporte não podem superar a capacidade nominal dos transformadores, nem a capacidade térmica permanente das linhas da rede de transporte definidas para cada período sazonal, de acordo com o indicado no ponto 3 do presente Procedimento;

d) Em todo o caso, a capacidade em regime permanente pode-se limitar a um valor inferior ao indicado quando assim seja necessário por razões de estabilidade dinâmica, colapso de tensão ou por qualquer outra situação que o exija;

e) Após contingência, a carga dos elementos da rede de transporte pode atingir os valores estabelecidos no ponto 2.4.2 do presente Procedimento;

f) Desvios máximos nas interligações — As regras que regem o funcionamento do sistema interligado europeu (Operation Handbook da ENTSO-E) fixam os critérios que têm que ser respeitados por todos os sistemas elétricos que o integram, para evitar fortes desvios involuntários nas interligações entre sistemas adjacentes, os quais poderiam afetar a segurança do sistema interligado, bem como para definir a participação conjunta na manutenção da frequência;

g) Para garantir o cumprimento efetivo dos referidos critérios, durante a exploração em estado normal, o SEN deve dispor das margens de reserva de regulação que se estabelecem neste

Procedimento. Com essas reservas de regulação pretende-se, em primeiro lugar, fazer face às variações imprevistas do consumo e/ou da geração, bem como evitar que nas interligações com o restante sistema europeu se possam produzir desvios de potência importantes;

h) Com o mesmo fim, nem as alterações de programas de intercâmbio internacional, nem as centrais hídricas em bombagem, devem provocar desvios nas interligações internacionais superiores aos valores máximos estabelecidos, quer nos acordos de operação bilateral, quer em regras que regem o funcionamento do sistema interligado;

i) Reserva de Regulação de Potência Ativa — No ponto 5 do presente Procedimento estabelecem-se os requisitos de reserva de regulação primária, secundária e terciária;

j) Reserva de Regulação de Potência Reativa — Em cada zona elétrica deve-se dispor de reserva de potência reativa suficiente para fazer face às contingências consideradas no ponto 2.4.2 do presente Procedimento sem que se superem os limites estabelecidos no dito ponto para as tensões nos nós.

2.4.2 — Critérios de segurança:

As variáveis de controlo de segurança do sistema devem permanecer dentro dos limites que se indicam em seguida para as contingências estabelecidas no ponto 2.3 do presente Procedimento não se produzindo para essas contingências cortes de consumos, devendo-se adicionalmente cumprir as condições estabelecidas na regulamentação vigente sobre qualidade de serviço.

a) Falha Simples (critério n-1) — Não se produzem sobrecargas permanentes nas linhas da rede de transporte podendo, não obstante, admitir-se sobrecargas transitórias (de duração igual ou inferior a 15 minutos) até 15 %.

Não se produzem sobrecargas permanentes nos transformadores podendo, contudo, admitir-se sobrecargas (de duração igual ou inferior a duas horas) até 5 % da sua capacidade nominal no verão e 20 % no inverno.

As tensões, após a recuperação do regime permanente, devem estar compreendidas entre os seguintes valores:

	Mínimo	Máximo
Nível de 400 kV	372 kV	420 kV
Nível de 220 kV	205 kV	245 kV
Nível de 150 kV	140 kV	165 kV
Nível de 60 kV	Admitem-se variações máximas de +/- 5 % em torno das tensões referidas no ponto 2.4.1, nos termos do RQS.	

b) Falha de linhas de circuito duplo — Não se produzem sobrecargas permanentes nas linhas da rede de transporte podendo, contudo, admitir-se sobrecargas transitórias (de duração igual ou inferior a 15 minutos) até 15 % da sua capacidade nominal.

Não se produzem sobrecargas permanentes nos transformadores podendo, contudo, admitir-se sobrecargas (de duração igual ou inferior a duas horas) até 10 % da sua capacidade nominal no verão e 30 % no inverno.

As tensões, após a recuperação do regime permanente, devem estar compreendidas entre os seguintes valores:

	Mínimo	Máximo
Nível de 400 kV	360 kV	420 kV
Nível de 220 kV	198 kV	245 kV
Nível de 150 kV	135 kV	165 kV
Nível de 60 kV	Admitem-se variações máximas de +/- 5 % em torno das tensões referidas no ponto 2.4.1, nos termos do RQS.	

A GGS mantém atualizada e publicada uma lista das linhas de circuito duplo, definidas segundo o ponto 2.3 do presente Procedimento, de modo a ter em conta a influência da falha destes circuitos aquando da realização de estudos de análise de segurança;

c) Falha sucessiva do maior grupo gerador e duma linha de interligação — Consideram-se os mesmos valores admissíveis para as sobrecargas de linhas e transformadores e também os mesmos limites para as tensões nos nós que foram estabelecidas para o caso de falhas de linhas de circuito duplo;

d) Tabela resumo dos critérios de segurança face às contingências — Em seguida apresenta-se uma tabela resumo dos critérios de segurança referidos. Em todas as situações deve-se verificar que:

- i) Não existe corte de consumos;
- ii) A frequência se encontra dentro das margens estabelecidas pelas regras da ENTSO-E;
- iii) Existe a reserva de regulação disponível estabelecida neste Procedimento.

Critério	Sobrecargas Transitórias (%)				Tensões kV	Desvios	Frequência	Interrupção do Abastecimento ou Degradação da Qualidade
	t < 2 h		t < 15 min					
	Linhas	Transf.	Linhas	Transf.				
Sem falha (N)	0	0	0	0	Dentro da banda estabelecida em funcionamento normal	De acordo com Procedimento "Funcionamento do sistema"	De acordo com regras ENTSO-E	Não existe
Falha simples (N -1)	0	Inverno: 20 Verão: 5	15%	Inverno: 20 Verão: 5	Nível 400 kV : 372-420 Nível 220 kV: 205-245 Nível 150 kV: 140-165	De acordo com Procedimento "Funcionamento do sistema"	De acordo com regras ENTSO-E	Não existe
Duplo circuito ou sucessivo de grupo mais linha	0	Inverno: 30 Verão: 10	15%	Inverno: 30 Verão: 10	Nível 400 kV : 360-420 Nível 220 kV: 198-245 Nível 150 kV: 135-165	De acordo com Procedimento "Funcionamento do sistema"	De acordo com regras ENTSO-E	Não existe

e) Outras Considerações:

i) Adicionalmente, aos critérios anteriores, devem garantir, em todos os casos, a inexistência de uma situação de instabilidade das tensões que possa derivar num colapso de tensão;

ii) No caso de nós da rede de transporte alimentados por apenas duas linhas nos quais, perante a falha ou indisponibilidade programada de uma delas, se deixe de cumprir o critério N-1, a GGS deve estabelecer um Plano de Salvaguarda específico, em colaboração com os agentes afetados, para reduzir ao máximo os efeitos que poderão advir da falha posterior da outra linha.

Para a programação de trabalhos que impliquem a indisponibilidade de uma destas linhas, deve-se avaliar o risco de falha da outra, escolhendo sempre o momento e as condições mais apropriadas para realizar o trabalho, de acordo com os consumos da zona;

iii) Para trabalhos com indisponibilidade de um barramento duma subestação de barramento duplo, analisam-se os efeitos da falha do outro barramento e têm-se em conta todas as circunstâncias que poderão ocorrer em cada situação específica, considerando devidamente as respetivas consequências na segurança do sistema estabelecendo-se, se necessário, um Plano de Salvaguarda para reduzir ao máximo os efeitos que poderão advir da falha do outro barramento;

iv) Para intervenções planeadas em elementos dos sistemas de proteção, tem-se em conta o nível de criticidade dos diferentes nós da rede e os tempos críticos de eliminação do defeito,

conforme disposto em procedimento específico, de forma a evitar que um defeito nessas condições possa ter uma repercussão grave para o sistema;

v) Sempre que exista um Plano de Salvaguarda, em que se estabeleçam as medidas de operação após uma dada contingência, que minimize as consequências, poder-se-ão exceder os limites estabelecidos neste Procedimento para as variáveis de controlo.

2.5 — Medidas extraordinárias de segurança:

A GGS, perante situações especiais, tais como eventos importantes de carácter público e condições meteorológicas adversas, toma as medidas necessárias para garantir a segurança do abastecimento no SEN, aplicando, se o considerar necessário, critérios mais restritivos do que os descritos no ponto 2.3 do presente Procedimento.

3 — Estabelecimento dos níveis de carga admissíveis:

O ORT e as entidades proprietárias de instalações particulares sujeitas à operação da RNT, aplicam os critérios que a seguir se referem para estabelecer os níveis de carga admissíveis nas linhas e transformadores de que sejam proprietários.

3.1 — Limites térmicos:

Define-se como «capacidade» ou «limite térmico sazonal» a capacidade máxima de transporte numa linha ou transformador em regime permanente, associada a um período determinado.

As entidades proprietárias de instalações particulares sujeitas à operação da RNT determinam a capacidade admissível das linhas e transformadores de que são proprietárias, utilizando para esse fim a metodologia aprovada e publicada.

Para o cálculo da capacidade de transporte das linhas tem-se em conta o estabelecido no regulamento técnico de linhas aéreas de alta tensão, para garantir a segurança das pessoas e bens.

Estabelecem-se os limites térmicos sazonais para os seguintes períodos:

Limite térmico sazonal	Período
Verão	Junho a setembro.
Inverno	Dezembro a fevereiro.

No caso das instalações que possuam meios de monitorização para determinar a sua capacidade térmica em tempo real, a informação dos mesmos pode ser tida em conta nas análises de segurança do sistema.

A GGS, após informar os agentes, pode modificar transitoriamente os períodos de aplicação dos limites térmicos sazonais, quando ocorram condições meteorológicas excecionais que o justifiquem.

3.2 — Metodologia de Cálculo:

Os modelos de cálculo a utilizar na determinação das capacidades de transporte de linhas e transformadores contemplam os aspetos que a seguir se referem:

a) Modelo térmico para o equipamento — Têm-se em conta as equações que regem o comportamento térmico do equipamento, os dados estatísticos históricos de temperaturas e a temperatura máxima de projeto do equipamento;

b) Modelo térmico para os condutores — Têm-se em conta as equações que regem o comportamento térmico dos condutores, os dados estatísticos históricos de temperaturas, e a temperatura da especificação do condutor e da radiação solar. Considera-se uma velocidade do vento de 0,6 m/s;

c) Modelo térmico para os transformadores — A capacidade dos transformadores é definida pelos fabricantes de acordo com as suas características construtivas específicas e é a mesma em todos os regimes permanentes admissíveis.

3.3 — Periodicidade do cálculo dos níveis admissíveis de carga:

As atualizações das capacidades térmicas das instalações de transporte realizam-se sempre que exista alguma variação das características dos equipamentos.

4 — Condições de entrega de energia nos pontos fronteira da RNT:

As entidades proprietárias de instalações particulares sujeitas à operação da RNT são responsáveis pela operação das suas instalações seguindo as instruções recebidas pela GGS, para que se garantam as condições de entrega de energia estabelecidas nesta secção.

Adicionalmente ao exposto neste Procedimento, devem cumprir-se as condições específicas previstas na regulamentação vigente sobre qualidade de serviço.

Relativamente às variações de frequência e tensão nos nós fronteira da rede de transporte, aplica-se o estabelecido no ponto 2.4 do presente Procedimento, considerando que os valores admitidos para as interrupções do abastecimento e da qualidade da onda de tensão se encontram estabelecidos no Regulamento da Qualidade de Serviço.

5 — Reservas para a regulação frequência/potência:

A GGS fixa para o SEN os níveis de reserva de regulação, necessários para fazer frente aos desequilíbrios entre geração e consumos reais, de acordo com as necessidades de serviços de sistema identificadas.

Dependendo da escala de tempo em que tem lugar a sua ação e do sinal originado pela sua atuação, estabelecem-se três níveis de reserva:

- a) Reserva de regulação primária;
- b) Reserva de regulação secundária;
- c) Reserva de regulação terciária.

Sem prejuízo do indicado por este Procedimento para as reservas de regulação indicadas, para a gestão dos serviços de sistema correspondentes têm-se em conta os procedimentos específicos que se lhes aplicam, nos quais são detalhados de forma exaustiva os aspetos relativos a esta questão.

5.1 — Reserva de regulação primária:

A GGS determina e publica em cada ano as necessidades de reserva de regulação primária para a gestão do sistema elétrico, de acordo com as datas e os critérios de regulação do sistema de interligação europeu estabelecidos pela ENTSO-E.

Estes critérios estabelecem que, em situação não perturbada, uma perda súbita de 3000 MW de geração no sistema ENTSO-E, deve ser compensada unicamente mediante a ação da regulação primária devendo cumprir-se as seguintes condições para a variação da frequência:

- a) O desvio de frequência em regime transitório será inferior a 800 mHz, não sendo ativados os primeiros escalões de deslastre de carga por frequência;
- b) O desvio de frequência em regime quase-estacionário será inferior a 180 mHz, considerando um efeito autorregulador da carga de 1 %/Hz. De forma semelhante, uma perda súbita de carga de 3000 MW, não deverá provocar um aumento superior a 180 mHz na frequência.

Os sistemas interligados terão de colaborar na reserva de regulação primária estabelecida para o conjunto, em função de um coeficiente de partilha, que se estabelece anualmente para cada um dos sistemas referidos. Deste modo, para cada sistema nacional, a reserva de regulação primária exigida (RP), num ano concreto, é determinada pela seguinte expressão:

$$RP = \frac{E}{E_T} \times RP_T$$

onde:

RP — Reserva de regulação primária exigida (MW);

RP_T — Reserva mínima de regulação primária estabelecida para o conjunto do sistema europeu interligado;

E — Energia produzida no ano anterior pelo SEN (incluídas as exportações e a energia produzida de acordo com os programas pelos grupos em participação);

E_T — Energia total produzida no ano anterior pelo conjunto dos sistemas que compõem o sistema síncrono interligado europeu.

A banda de insensibilidade dos reguladores dos grupos deve ser a mais pequena possível e, em todos os casos, inferior a ± 10 mHz e a banda morta predefinida igual a zero.

Para o conjunto do sistema europeu interligado, a reserva mínima de regulação primária estabelecida RP_T deve ser ativada na sua totalidade perante desvios quase-estacionários de frequências iguais ou superiores a 200 mHz.

A reserva de regulação primária deve ser ativada nos seguintes intervalos:

- a) Antes de 15 segundos para perturbações inferiores a 1500 MW;
- b) Variar linearmente entre 15 e 30 segundos para perturbações compreendidas entre 1500 e 3000 MW, sendo os valores de potência indicados referidos à rede síncrona ENTSO-E.

5.2 — Reserva de regulação secundária:

A reserva que se deve manter em regulação secundária no SEN é determinada pela GGS para cada período de programação, em função da evolução temporal previsível do consumo e da probabilidade esperada de falha dos geradores ligados. Além disso, tem-se em conta a magnitude dos escalões horários de potência inerentes à programação das Unidades Físicas.

O início da atuação da regulação secundária não deve demorar mais de 30 segundos e a sua atuação deve estar concluída e eventualmente completada pela ação da regulação terciária, em caso de perda de um grupo de geração importante, o mais tardar em 5 minutos.

Para o estabelecimento dos níveis de reserva de regulação secundária têm-se em consideração os critérios e recomendações que sejam publicados para estes efeitos pela ENTSO-E.

As regras da ENTSO-E recomendam também que, no caso do valor da reserva de regulação secundária a subir não ser suficiente para cobrir a perda máxima de produção associada a uma falha simples, deve também prever-se uma reserva terciária rápida para assegurar a diferença.

5.3 — Reserva de regulação terciária:

5.3.1 — Reserva mínima de regulação terciária para subir:

A reserva mínima de regulação terciária para subir, em cada período de programação, é estabelecida pela GGS, tomando como referência a perda máxima de produção provocada de forma direta pela falha simples dum elemento do SEN, aumentada em 2 % do consumo previsto e em 10 % da produção eólica prevista.

5.3.2 — Reserva mínima de regulação terciária para baixar:

A reserva mínima de regulação terciária para baixar, em cada período de programação, é estabelecida pela GGS, tomando como referência a perda máxima de bombagem provocada de forma direta pela falha simples dum elemento do SEN, incrementada em 2 % do consumo previsto e em 10 % da produção eólica prevista.

5.3.3 — Reserva adicional de regulação terciária:

Além das reservas de regulação primária, secundária e terciária que se estabelecem neste Procedimento, a GGS deve dispor de uma reserva adicional de potência ativa que garanta a cobertura do consumo e o funcionamento do sistema nos seguintes casos:

a) Quando o consumo horário previsto pela GGS, supere em mais de 2 % o consumo horário resultante dos mercados organizados;

b) Quando a previsão de perda de geração devida a falhas sucessivas e/ou atrasos na ligação ou subida de carga de grupos térmicos seja superior à reserva de regulação terciária estabelecida.

O valor da reserva adicional de potência ativa é determinado pela soma dos défices de potência derivados da consideração dos casos anteriores.

6 — Estabelecimento dos planos de segurança:

A GGS deverá, com a colaboração dos proprietários das instalações afetadas, estabelecer e pôr à disposição de todos os agentes os planos de segurança, que permitam fazer frente às diferentes situações que podem apresentar-se na operação do sistema da sua responsabilidade, com o objetivo de garantir a sua segurança.

Os planos de segurança, em função da situação de operação em que se aplicam, classificam-se como:

- a) Planos de Salvaguarda;
- b) Planos de Emergência;
- c) Planos de Reposição de Serviço.

6.1 — Planos de Salvaguarda:

Os Planos de Salvaguarda contemplam as medidas a adotar para evitar que o sistema se encontre fora do estado normal ou, se isso acontecer, para recuperar esse estado no menor tempo possível, com o objetivo de prevenir o desencadeamento de incidentes que possam ter uma importante repercussão negativa tanto no abastecimento elétrico como no funcionamento dos grupos geradores.

Nos Planos de Salvaguarda são estabelecidas:

- a) As ações corretivas pós-contingência, incluindo planos de teledisparo dos grupos geradores, que os operadores devem adotar para devolver o sistema ao estado normal de funcionamento;
- b) As ações preventivas necessárias para aqueles casos em que as repercussões possam ser graves para o sistema e em que as possíveis ações corretivas pós-contingência não tenham efeito em tempo útil para a operação (no caso de, por exemplo, ser necessário ligar um novo grupo na mesma zona).

Nos planos de salvaguarda, a GGS pode estabelecer planos de teledisparo de geradores ou outros elementos da rede de transporte em zonas de potência excedentária, nas quais determinadas contingências possam provocar sobrecargas importantes para escoar a geração ou a perda de estabilidade dos grupos dessa zona.

Os custos derivados da instalação do teledisparo assim como as possíveis implicações que essa instalação tiver sobre o funcionamento dos equipamentos geradores, são assumidos pelos proprietários desses geradores.

6.2 — Planos de emergência:

O objetivo dos Planos de Emergência é minimizar o alcance e a extensão dos incidentes, uma vez que estes tenham ocorrido e devolver o sistema ao estado normal de operação no menor tempo possível. Consequentemente, só se consideram os planos de ações corretoras pós-contingência que sejam precisos em cada caso, incluindo a atuação dos relés de deslastre por mínimo de frequência e a ativação do deslastre de carga manual seletivo.

6.2.1 — Deslastre automático de cargas:

A GGS, considerando as propostas realizadas pelo operador da rede de distribuição, propõe anualmente, até 31 de julho, para aprovação da ERSE, os Planos de Deslastre Automático de Cargas necessários para os casos em que, por causa de um incidente muito grave, o equilíbrio entre a geração e o consumo do sistema não possa ser restabelecido, pondo em prática outras ações de controlo.

Estes planos são baseados na atuação de um sistema automático de deslastre de cargas por mínimo de frequência, para conseguir desligar controladamente essas cargas e podem ser coordenados a nível ibérico com o objetivo de melhorar a sua eficiência.

Os Planos de Deslastre Automático de Cargas estabelecem um deslastre escalonado, desligando em primeiro lugar os grupos de bombagem, em segundo, parte dos consumos resultantes adjudicatários nos leilões do mercado de banda de reserva de regulação e outros consumos abrangidos por mecanismos de deslastre automático de cargas, e posteriormente, para valores inferiores de frequência, conjunto de cargas não críticas pré-selecionadas.

Este deslastre é realizado de acordo com os limites de frequência, magnitude da carga e especificação da mesma, estabelecidos nos Planos de Deslastre Automático de Carga.

Os geradores ligados nas redes de distribuição, os clientes ligados à RNT e os proprietários dos grupos de bombagem, devem instalar relés de frequência cuja atuação se ajuste aos critérios gerais que se indicam neste Procedimento e os estabelecidos nos Planos de Deslastre Automático

de Cargas em vigor. A localização, os critérios de atuação e as características destes relés não podem ser modificadas sem o acordo prévio da GGS.

As empresas produtoras e o operador da rede de distribuição devem garantir, sempre que a proteção dos equipamentos internos o permita, que as proteções de mínimo de frequência dos grupos geradores, incluindo os que estão em regime especial, estão coordenadas com o sistema de deslastre automático de cargas por frequência e apenas podem ser desligados da rede se a frequência cair abaixo dos 47,5 Hz.

A GGS pode realizar, sempre que o considere oportuno, simulações de ativação destes Planos de Deslastre Automático de Cargas por mínimo de frequência, utilizando para o efeito o simulador de treino.

De igual modo, pode contemplar-se a atuação de deslastres automáticos de cargas se, depois da aplicação sucessiva das medidas de operação que sejam pertinentes, forem precisos esses deslastres para eliminar de forma expedita, sobrecargas pontuais na rede de transporte, por existir risco iminente para a continuidade do abastecimento.

As instalações ligadas na rede de distribuição que tenham sido desligadas por atuação do deslastre automático por mínimo de frequência não devem religar-se sem a permissão do operador da rede de distribuição. Para esse efeito, o ORD e a GGS devem coordenar-se para definir os cenários e as instalações em que a religação após deslastre automático deve estar sujeita a restrições técnicas.

6.2.2 — Deslastre seletivo de cargas:

Se depois da aplicação sucessiva das medidas de operação, que são de aplicação em situações de alerta e emergência para cobrir o consumo, for preciso reduzir a carga por existir risco iminente para a continuidade do abastecimento, a GGS dá instruções de deslastre ao operador da rede de distribuição.

Os deslastres seletivos de carga podem ser efetuados diretamente pela GGS (em caso de ser necessário realizar um deslastre de forma expedita), ou pelo operador da rede de distribuição, na sequência de solicitação da GGS.

Para este fim, devem estabelecer-se planos que são elaborados, agrupando as medidas mencionadas. A elaboração da secção referente aos deslastres, deve contar com a colaboração do operador da rede de distribuição, para que a aplicação desta medida minimize o impacto sobre os seus clientes. Esta parte dos planos, deve ser revista periodicamente, e está necessariamente integrada nos protocolos de operação existentes entre a REN e o ORD, devendo incluir a seguinte informação:

- a) Subestações das redes de transporte e distribuição envolvidas;
- b) Saídas afetadas;
- c) Potência deslastrável estimada;
- d) Caracterização geográfica.

Os deslastres devem produzir-se de acordo com as considerações apresentadas a seguir:

1) Limiar de deslastre — A GGS emite as instruções de deslastre quando se verificar alguma das condições, que se indicam a seguir, nos parâmetros associados às variáveis de controlo:

- a) Sobrecargas em linhas de transporte com uma duração superior ou igual a 15 minutos;
- b) Sobrecargas em linhas de transporte superiores ou iguais a 15 %;
- c) Tensões, em regime estacionário, inferiores a 360, 198 e 135 kV, para os níveis de tensão de 400, 220 e 150 kV respetivamente;
- d) Tensões, em regime estacionário, inferiores a 59 kV, para o nível de tensão de 63 kV, com capacidade de regulação em carga dos transformadores esgotada;
- e) Frequência em regime estacionário inferior a 49 Hz;
- f) Sobrecargas permanentes nos transformadores superiores a 30 % durante o inverno (dezembro a fevereiro, ambos inclusive), a 10 % no verão (junho a setembro, ambos inclusive) e a 15 % nos restantes meses;
- g) Situações de emergência de cobertura;

2) Cargas afetadas à redução — A GGS determina:

- a) As zonas elétricas da rede de transporte nas quais se deve proceder à redução do consumo;
- b) O valor da potência a deslastrar;
- c) Hora de início do deslastre e o período durante o qual se mantém (estimativa).

Resulta deste Procedimento que um operador da rede de distribuição em BT, cuja rede se encontre ligada à RND, é considerada como uma carga desta última empresa.

No caso dos deslastes de carga, o operador da rede de distribuição escolhe os clientes a ser afetados, tentando minimizar o impacto sobre os utilizadores deste serviço e evitando, na medida do possível, afetar serviços essenciais, a repetição dos deslastes sobre um mesmo cliente ou conjunto de clientes e o corte de geração embebida. Com esse objetivo, caso seja necessário, é aplicado um critério de deslastre rotativo dos clientes.

Os deslastes devem iniciar-se preferencialmente começando com os circuitos correspondentes a consumos industriais, continuando com as zonas rurais, seguindo-se os clientes domésticos e, em último caso, afetando os serviços públicos e zonas comerciais.

Se a carga a deslastrar for superior à contemplada nos Planos de Deslastre de Carga, ou o tempo disponível para executar os deslastes não for suficiente para por em prática estes Planos, os operadores das redes de distribuição procedem ao deslastre de cargas por nós completos da rede de distribuição, assegurando a compatibilidade dos deslastes com as instruções emitidas pela GGS;

3) Comunicação da Instrução de Redução:

No caso das situações de deslastre poderem ser previstas antecipadamente, a GGS contacta com o operador de rede de distribuição, informando que se deve proceder ao corte de consumos na rede de distribuição, transmitindo a informação recolhida na secção anterior.

No caso das situações de deslastre não poderem ser previstas antecipadamente, os deslastes são executados imediatamente. Procedendo a GGS ao corte de consumos a partir das saídas da rede de transporte, de acordo com os planos preestabelecidos em colaboração com o ORD;

4) Confirmação do Deslastre — O ORD confirma à GGS a execução dos deslastes de cargas;

5) Confirmação da Normalização do Abastecimento após Deslastre — O ORD confirma à GGS a normalização do abastecimento elétrico, indicando as potências, tempo e energias não abastecidas, indexando esta informação com o correspondente Plano de Deslastre de Carga;

6) Informação emitida pela GGS na sequência de deslastre de cargas — Com a maior brevidade possível, a GGS envia uma informação aos Organismos Ministeriais e à ERSE, na qual se pormenorizam todos os aspetos relevantes do incidente que tenha provocado o deslastre de carga.

6.3 — Planos de reposição do serviço:

Os Planos de Reposição do Serviço têm como objetivo devolver o SEN ao estado normal de operação, depois de incidentes graves que tenham provocado a separação de parte da rede de transporte e interrupções do abastecimento em grandes zonas do sistema.

A elaboração e atualização dos Planos de Reposição do Serviço é da responsabilidade da GGS.

Estes planos sistematizam as atuações que os diferentes centros de controlo/manobra e o pessoal de operação local nas subestações devem realizar, no caso de ocorrer uma perturbação com as consequências descritas.

No caso de se produzir um incidente local ou nacional, os centros de controlo/manobra de produção, transporte e distribuição efetuam a reposição do serviço coordenados pela GGS, conforme o estabelecido nos respetivos Planos de Reposição.

De um modo geral, a reposição das cargas deve ser levada a cabo pelos agentes nos termos em que se estabeleceram os Planos de Reposição do Serviço. Estes planos devem também referenciar os dispositivos automáticos de reposição de serviço instalados, nos casos em que estão autorizados e a sua inter-relação com a atuação dos agentes mencionados. Consequentemente, a atuação autónoma de dispositivos de reposição automática de carga é limitada aos casos que estão contemplados nestes Planos.

São realizadas simulações destes Planos de Reposição de Serviço sempre que a GGS o considere oportuno, utilizando para o efeito o simulador de treino.

Procedimento n.º 7

Programação de exploração e resolução de desvios

1 — Âmbito:

Este Procedimento estabelece quer o processo de programação diária da exploração a partir dos resultados dos mercados organizados e das transações efetuadas através de contratação bilateral, de forma a garantir-se a cobertura do consumo e a segurança do sistema, quer o mecanismo para a resolução de desvios entre a geração e o consumo. O horizonte diário deve ser entendido como o período compreendido entre as 23:00 horas do dia d-1 e as 23:00 horas do dia d.

A programação e resolução de desvios incluem os seguintes processos sucessivos:

- a) Criação do Programa Diário Viável Definitivo (PDVD);
- b) Mercado de Banda de Regulação Secundária;
- c) Elaboração do Programa Previsional de Reserva (PPR);
- d) Resolução de restrições técnicas após publicação do PDVD;
- e) Criação dos Programas Horários Finais resultantes das sessões do mercado intradiário;
- f) Criação dos Programas Horários Finais após o mercado contínuo;
- g) Resolução de Desvios e de Resolução de Restrições técnicas após criação de PHF.

2 — Criação do programa diário viável definitivo (PDVD):

O ONME, após a realização do processo de encontro de ofertas no mercado diário, envia à GGS antes das 12:00 de cada dia, o Programa Diário Base de Contratação (PDBC), para o horizonte diário seguinte, correspondendo à discriminação horária das vendas e aquisições concretizadas no mercado diário pelas Unidades de Oferta, tendo por base o encontro de ofertas de compra e de venda recebidas após resolução dos congestionamentos na interligação.

Após receção do PDBC, a GGS elabora o Programa Diário Base de Funcionamento (PDBF), programa diário com discriminação horária elaborado a partir do PDBC e da informação de concretização dos contratos bilaterais, procedendo à abertura do período para a receção de informação necessária ao processo de Resolução de Restrições Técnicas no Programa Diário Base de Funcionamento, processo descrito em detalhe no Procedimento n.º 9, nomeadamente:

- a) Ofertas para Resolução de Restrições Técnicas no PDBF;
- b) Repartição por Unidade Física, da energia contratada no mercado organizado e/ou, através de contratação bilateral, pelas distintas Unidades de Programação;
- c) Para os períodos que a GGS solicite, as potências hidráulicas máximas que possam ser fornecidas, no caso de serem requeridas por razões de segurança do sistema, durante um tempo máximo de 4 e 12 horas;
- d) Para o horizonte de programação, o Agente de Mercado deve fornecer o estado em que se encontram os grupos térmicos (quente, morno, frio e acondicionado).

Salvo nas situações descritas no Procedimento n.º 9, a referida informação deve ser submetida pelos Agentes de Mercado à GGS até às 13:00 horas.

A GGS, tendo em conta a sua previsão do consumo e as indisponibilidades programadas na rede e afetas a Unidades de Produção, realiza análises de segurança para detetar possíveis restrições técnicas no PDBF, e suas possíveis soluções. A GGS introduz as alterações na programação que sejam necessárias para resolução das restrições detetadas, selecionando aquelas que impliquem um menor encargo para o sistema, e estabelecerá as limitações de segurança que sejam necessárias para evitar o aparecimento de novas restrições técnicas nos processos e mercados posteriores, de acordo com o estabelecido no Procedimento n.º 9.

Uma vez resolvidas as restrições técnicas identificadas, a GGS realiza modificações adicionais para obter um programa equilibrado entre a geração e o consumo, respeitando as limitações de programa estabelecidas por razões de segurança.

O programa PDVD, programa diário com discriminação horária que incorpora as modificações introduzidas no PDBF para resolver as restrições técnicas e posterior reequilíbrio entre geração e consumo, é publicado pela GGS até às 15:00 horas, ou passadas duas horas desde a publicação do PDBF, quando a publicação deste se processar após as 13:00 horas.

3 — Mercado de banda de regulação secundária:

A GGS estabelece diariamente as necessidades de reserva de regulação secundária, para cada um dos períodos horários de programação do dia seguinte, de acordo com o estabelecido no ponto 5.2 do Procedimento n.º 6.

Estas necessidades de reserva de regulação secundária, para cada período de programação do dia seguinte, são comunicadas pela GGS a todos os Agentes de Mercado, antes das 18:00 horas de cada dia.

Salvo o disposto no Procedimento n.º 12 relativo a situações excecionais, a comunicação das Ofertas de Banda de Regulação Secundária, para cada período de programação e para cada Unidade Física, deve ser apresentada entre as 19:00 e as 19:45 horas.

Com o encerramento do período para a receção de Ofertas, a GGS executa o processo de contratação descrito no Procedimento n.º 12, identificando as Unidades Físicas que fornecerão Banda de Regulação Secundária. Até às 20:00 horas, a GGS comunica aos Agentes de Mercado, os resultados do mercado de banda de regulação secundária.

4 — Elaboração do programa previsional de reserva (PPR):

A GGS elabora e publica uma previsão do consumo de energia horária até às 16:00 horas de cada dia, que abrange o período compreendido entre as 23:00 horas do dia d+1 e as 23:00 horas do dia d+2. Cerca de 90 minutos antes do fecho do mercado diário, a GGS atualiza a previsão do consumo de energia horária publicada, para o período que abrange as 24 horas do período compreendido entre as 23:00 horas desse dia e as 23:00 horas do dia seguinte.

Após o estabelecimento do PDVD, a GGS elabora uma curva de ofertas para o incremento e outra para a redução de geração, tendo por base:

a) Incremento da energia programada — A mobilização ou desmobilização das Unidades de Programação associadas a instalações de produção ou bombagem, respetivamente, através da utilização de ofertas para resolução de restrições técnicas no PDBF identificadas no ponto 2.2 do Procedimento n.º 9;

b) Redução de energia programada — A desmobilização ou mobilização das Unidades de Programação associadas a instalações de produção ou bombagem, respetivamente, através da utilização de ofertas para resolução de restrições técnicas no PDBF identificadas no ponto 2.2 do Procedimento n.º 9.

Após a elaboração das referidas curvas de ofertas, a GGS estabelece um PPR (Programa diário, com discriminação horária, com as expectáveis mobilizações de reserva de regulação destinadas a eliminar as diferenças existentes entre o consumo previsto pela GGS e o definido pelo PDVD), sempre que a produção prevista no PDVD seja diferente do consumo previsto pela GGS. Este programa é constituído pela mobilização/desmobilização de Unidades de Programação capaz de equilibrar a produção com o referido consumo, satisfazendo as necessidades mínimas de reserva especificadas no Procedimento n.º 6.

O PPR anteriormente definido pode sofrer alterações, sempre que:

a) A GGS altere a sua previsão de consumo, incluindo alterações à produção em regime eólico inicialmente prevista;

b) Os produtores comuniquem à GGS indisponibilidades que surjam nos seus grupos geradores ou alterações impostas, devidamente justificadas, no programa;

c) Exista um novo PHF na sequência dos resultados do mercado intradiário.

Às 20:15, após o encerramento da receção de ofertas de reserva de regulação e para a resolução de restrições técnicas após publicação do PDVD, a GGS modifica as unidades afetadas ao PPR, de acordo com as referidas ofertas.

5 — Resolução de desvios e de restrições técnicas na fase de programação:

Imediatamente após a publicação dos resultados do mercado de banda de regulação secundária e até às 20:15 horas, os Agentes de Mercado submetem à GGS:

a) Ofertas de reserva de regulação a subir e/ou a baixar, de acordo com o definido no Procedimento n.º 13, sendo que estas podem ser posteriormente atualizadas de acordo com os critérios e horários estabelecidos no referido Procedimento;

b) Ofertas para arranque de grupos térmicos compostas por termo fixo, termo variável e o estado dos grupos. A oferta apresentada possibilita à GGS a colocação do grupo térmico em qualquer ponto de funcionamento estável.

Caso os Agentes de Mercado não submetam ofertas para arranque de grupos térmicos ou o façam a custo económico superior ao das ofertas submetidas em mercado diário, consideram-se estas últimas como as ofertas válidas para a resolução de desvios e de restrições técnicas na fase de programação. Para efeitos de validação das ofertas apresentadas pelos Agentes de Mercado, considera-se que o grupo da central está a produzir durante 5 horas no mínimo técnico.

O desvio é calculado por grupo térmico em situação de arranque em restrição técnica, após a publicação do PDVD, sendo o mesmo segregado da restante da Área de Ofertas a que pertence. Nesta situação, o PRR fica vinculado à Unidade Física correspondente ao grupo térmico solicitado.

Após as 20:15 horas, a GGS elabora o PHO (Programa Horário Operativo) por Área de Ofertas, para cada hora e até ao final do horizonte de programação, após a adição do PPR e do PRR ao PHF vigente.

O PHO pode ser modificado em cada hora, até ao final do período de programação, sendo publicada uma nova versão até 15 minutos antes da mudança da hora. Algumas das razões pelas quais pode haver lugar a alterações são:

a) Alteração do PHF;

b) Estabelecimento de programas de apoio através da interligação, de acordo com o estabelecido no ponto 6 do Procedimento n.º 20, ou troca de serviços de sistema entre Operadores de Sistema, como definido no ponto 8 do Procedimento n.º 13, ou ação coordenada de balanço, como definido no ponto 3.3 do Procedimento n.º 20;

c) Mobilização de Banda de Regulação Secundária atribuída extraordinariamente;

d) Indisponibilidades fortuitas das Unidades de Produção;

e) Alterações das previsões da evolução do consumo e/ou da produção intermitente realizadas pela GGS;

f) Resolução de restrições técnicas;

g) Comunicação do Agente de Mercado, da impossibilidade técnica de cumprir o programa;

h) Arranque de grupos térmicos.

Refira-se que, para que o PHO permaneça atualizado, os Agentes de Mercado devem comunicar à GGS, tão rapidamente quanto possível, todas as indisponibilidades ou modificações de programa, devidamente justificadas, que surjam nas suas Unidades Físicas, explicitando a sua previsível duração. Os Comercializadores ou clientes com estatuto de Agente de Mercado devem comunicar à GGS, tão prontamente quanto seja possível, todas as variações que prevejam no seu consumo em relação ao contratado.

Durante a operação em tempo real, no momento em que apareça uma incidência que origine um desequilíbrio entre a geração e o consumo, produz-se, numa forma automática, a atuação imediata da regulação primária e secundária para corrigir esse desequilíbrio com a consequente perda de reserva.

Quando se preveja um desequilíbrio entre a geração e o consumo que origine um valor abaixo do valor mínimo de segurança da reserva de regulação terciária, a GGS requer o arranque de grupos térmicos ou a utilização de reserva de regulação para regenerar a reserva de regulação terciária, utilizando para tal, o estabelecido no Procedimento n.º 9.

Quando se preveja ou se verifique que a reserva de regulação secundária se encontra abaixo dum valor mínimo de segurança, a GGS, requer a utilização de reserva de regulação para regenerar a reserva de regulação secundária, utilizando para tal, o estabelecido no Procedimento n.º 13.

6 — Início da negociação do mercado intradiário contínuo:

Antes do início da negociação dos períodos de programação abrangidos pelo mercado intradiário contínuo, o ORT em Portugal continental em coordenação com o seu homólogo espanhol, envia à plataforma central que assegura o acoplamento do mercado intradiário contínuo a informação relativa à capacidade disponível na interligação no sentido exportador e importador e a capacidade de interligação previamente alocada em cada sentido, para a sua consideração no processo de alocação implícita e contínua de capacidade de interligação.

O estabelecimento das transações de energia no mercado intradiário contínuo respeitantes a um determinado período de programação devem começar no momento de abertura do período de negociação deste e, salvo os períodos de interrupção da negociação associados a realização de sessões do mercado intradiário efetuados no presente procedimento, devem ser permitidas até à hora de encerramento do mercado intradiário contínuo que será 60 minutos antes de cada período de programação.

7 — Interrupção da negociação do mercado intradiário contínuo para realização de sessões:

O ONME, após a interrupção momentânea da negociação do mercado intradiário contínuo, envia à GGS o Programa Incremental de Base de Contratação Intradiária do Contínuo (PIBCIC), para o horizonte de programação em causa, com a discriminação horária das transações estabelecidas no mercado intradiário contínuo, por Unidade de Oferta.

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

O ONME, após a realização do processo de encontro de ofertas nas diversas sessões do mercado intradiário, envia à GGS o Programa Incremental de Base de Contratação Intradiária (PIBCI), para o horizonte de programação associada a cada sessão intradiária, correspondendo as variações horárias das vendas e aquisições concretizadas pelas Unidades de Oferta em cada sessão do mercado intradiário.

Após a receção do PIBCI, a GGS verifica se o programa de interligação resultante da sessão do mercado intradiário cumpre os valores comunicados ao ONME relativos à capacidade de interligação comercial disponível para a interligação entre Portugal e Espanha e rejeita os resultados caso a validação não seja bem-sucedida.

Com a receção do PIBCI, o Agente de Mercado deve comunicar à GGS as desagregações por Unidade Física da programação resultante da participação nas diferentes sessões do mercado organizado e através de contratação bilateral. As desagregações por Unidade Física apresentadas pelo Agente de Mercado devem respeitar as declarações de disponibilidade, as limitações impostas pela GGS e a Banda de Regulação Secundária contratada em cada Unidade Física.

No processo de apresentação das desagregações por Unidade Física, não é possível alterar as energias que foram contratadas no mercado organizado ou através de contratação bilateral para cada Unidade de Programação.

Se, após um intradiário, o Agente de Mercado não proceder à atualização da desagregação por Unidade Física, em situações excecionais, a GGS pode proceder à elaboração de uma repartição física dos programas contratados.

Devem ser apresentadas as desagregações por Unidade Física e as atualizações às Ofertas de Reserva de Regulação até 20 minutos após a publicação dos resultados pelo ONME tendo como limite máximo os 60 minutos antes do início do primeiro período de programação passível de alteração pela sessão intradiária em causa, ou até 10 minutos após a publicação dos resultados do mercado intradiário, se estes forem disponibilizados depois do momento definido por 70 minutos antes do início do primeiro período de programação passível de alteração.

O PHF resultante após cada sessão de intradiário é posteriormente comunicado aos Agentes de Mercado e ao ONME.

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

Nas situações em que, por atraso ou outro condicionante operativo, não seja possível a publicação do correspondente PHF antes do início do horizonte de aplicação duma sessão do mercado intradiário, a GGS procede à anulação das transações estabelecidas na dita hora, comunicando este facto aos Agentes de Mercado e ao ONME, para os devidos efeitos.

9 — Criação do programa horário final (PHF) após o mercado intradiário contínuo:

O ONME, após o fecho do mercado intradiário contínuo, envia à GGS o Programa Incremental de Base de Contratação Intradiária Contínuo (PIBCIC), para o horizonte de programação em causa, correspondendo as variações horárias das vendas e aquisições concretizadas durante o mercado intradiário contínuo pelas Unidades de Oferta, ou pelas Unidades em Portefólio já transpostas para Unidades de Oferta.

O Agente de Mercado deve comunicar à GGS as desagregações por Unidade Física da programação resultante da participação no mercado intradiário contínuo.

As desagregações por Unidade Física apresentadas pelo Agente de Mercado devem respeitar as declarações de disponibilidade, as limitações impostas pela GGS e a Banda de Regulação Secundária contratada em cada Unidade Física.

Após a receção do PIBCIC e dos resultados da plataforma intradiária pan-europeia, a GGS verifica se existe coerência na informação apresentada e, caso seja necessário, mobiliza preferencialmente através do processo de resolução de restrições técnicas em tempo real a energia necessária para garantir o cumprimento do programa de interligação resultante da plataforma pan-europeia.

Nas situações em que a receção do PIBCIC após o mercado intradiário contínuo não ocorra antes de 10 minutos após o fecho de negociação, a GGS considera para efeitos da operação dos mercados de serviços de sistema a repartição por Unidade Física comunicada pelo Agente de Mercado e, caso seja necessário, mobiliza através do processo de resolução de restrições técnicas em tempo real a energia necessária para garantir o cumprimento do programa de interligação resultante da plataforma pan-europeia.

Se, até ao minuto 10 após um intradiário, não for recebido o PIBCIC, o Agente de Mercado não procede à atualização da desagregação por Unidade Física e/ou das Ofertas de Reserva de Regulação, pelo que a GGS utiliza a última repartição por Unidade Física válida e/ou a última Oferta de Reserva de Regulação válida.

Devem ser apresentadas as desagregações por Unidade Física e as atualizações às Ofertas de Reserva de Regulação até 10 minutos após o fecho do mercado intradiário contínuo.

Em caso de incoerência entre a informação das desagregações por Unidade Física e as Ofertas de Reserva de Regulação considera-se válida a desagregação 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.

O PHF após o mercado intradiário contínuo, ou PHF definitivo, é posteriormente comunicado aos Agentes de Mercado e ao ONME.

Eventuais incongruências entre as repartições por Unidade Física comunicadas pelo Agente de Mercado e o programa decorrente da sua participação nos mercados organizados e através de contratação bilateral serão tratadas de acordo com o previsto no Procedimento n.º 22.

10 — Mecanismos excepcionais de resolução:

Caso por razões de emergência, por falta de ofertas válidas suficientes, por indisponibilidade dos sistemas informáticos de gestão ou, por outra causa justificada, não seja possível resolver desvios mediante os mecanismos previstos neste Procedimento, a GGS pode adotar as decisões de programação que considere mais oportunas, justificando as suas atuações posteriormente, perante os agentes afetados e a ERSE, sem prejuízo da retribuição económica das mesmas a aplicar em cada caso.

11 — Divulgação de informação:

A GGS divulga na sua página de Internet a seguinte informação relativa às matérias e prazos assinalados:

a) Informação discriminada por Área de Ofertas e período de programação relativa ao Programa Horário Operativo Final do dia *d* (a publicar em *d*+1);

b) Apenas aos Agentes de Mercado, os Programas Horários Operativos completos, a divulgar 15 minutos antes do início do período de programação a que dizem respeito, e o Programa Horário Operativo Final completo relativo ao dia *d*, a divulgar em *d+1*;

c) Energia horária de desvio, por comercializador, por cliente com estatuto de Agente de Mercado e por Área de Ofertas, para o mês *m* (a publicar no início do mês *m+1*);

d) Encargo de regulação horário afeto à resolução dos desvios, para o mês *m* (a publicar no início do mês *m+1*).

Procedimento n.º 8

Contratação bilateral

1 — Âmbito:

A contratação bilateral entre Agentes de Mercado possibilita a transação de energia elétrica entre duas Unidades de Programação nacionais.

Com a celebração de um contrato bilateral, uma das partes compromete-se a colocar na rede e a outra a receber a energia elétrica contratada, ajustada para perdas, aos preços e condições fixadas no mesmo, sendo cada parte responsável pelos respetivos encargos resultantes da sua participação no mercado de eletricidade.

2 — Celebração:

Os Agentes de Mercado estão obrigados a informar a GGS, por escrito, sobre os contratos bilaterais de energia elétrica que celebrem, identificando qual é o Agente de Mercado responsável pela comunicação da concretização dos contratos bilaterais estabelecidos.

O formato, conteúdo e os procedimentos a observar na apresentação das comunicações de celebração de contratos bilaterais está sujeito a Aviso da GGS.

A informação de celebração de contratos bilaterais apresentada é verificada pela GGS para análise prévia da sua possível aceitação de acordo com os seguintes procedimentos:

a) Verificação que, a partir do momento da receção da informação nas suas instalações, o contrato bilateral não vigora antes do prazo previsto em Aviso da GGS;

b) Verificação que as duas entidades contraentes detêm o estatuto de Agente de Mercado;

c) Verificação que, no momento da submissão da informação, a energia máxima declarada na informação de celebração de contratos bilaterais é inferior à máxima capacidade de entrega ou receção declarada das Unidades de Programação participantes.

Após a aceitação da informação de celebração de contratos bilaterais, a GGS atribui um código ao contrato, que comunica aos Agentes de Mercado envolvidos e que deve ser incluído nas comunicações de concretização de contratos bilaterais.

3 — Rescisão:

Os Agentes de Mercado estão obrigados a informar a GGS, por escrito, sobre os contratos bilaterais de energia elétrica que sejam objeto de rescisão.

A comunicação de rescisão submetida por qualquer um dos Agentes determina a efetiva rescisão do contrato perante a GGS.

A informação de rescisão de contratos bilaterais deve ser apresentada à GGS, conforme estabelecido nos procedimentos e formulários definidos por Aviso da GGS, até 5 (cinco) dias antes da data em que os Agentes de Mercado pretendam cessar as transações de energia.

4 — Articulação entre a GGS e o operador da rede de distribuição:

Em caso de receção de informação de celebração ou rescisão de um contrato bilateral por um cliente com estatuto de Agente de Mercado, a GGS transmite a informação recebida ao ORD respetivo. Este Procedimento destina-se a permitir a parametrização articulada dos respetivos sistemas de informação no que respeita ao intercâmbio diário de informação de suporte à liquidação.

Os operadores das redes de distribuição obrigam-se a comunicar à GGS, na mesma data em que ocorra qualquer suspensão de um Contrato de Uso das Redes, para efeitos de ser dado início ao processo de suspensão, quando aplicável.

5 — Concretização:

Para efeitos de relacionamento com a GGS, apenas o Agente de Mercado definido para o efeito deve efetuar as comunicações de concretização de contratos bilaterais, assumindo a inteira responsabilidade pelo seu conteúdo. A comunicação efetuada responsabiliza ambos os seus intervenientes no que respeita ao cumprimento dos valores comunicados.

O formato, o conteúdo e os procedimentos a observar na apresentação das presentes comunicações está sujeito a Aviso da GGS.

As comunicações de concretização da contratação bilateral devem ser apresentadas até às 8:30 horas do dia anterior a que se aplicam, no período compreendido entre a publicação dos resultados do mercado organizado e as 10:00 horas ou, na eventualidade de a publicação dos resultados do mercado organizado ocorrer depois das 10:00 horas, imediatamente após à publicação destes.

Apenas as comunicações efetuadas no período anterior às 8:30 horas são comunicadas ao ONME, pelo que as comunicações enviadas após esta hora não garantem direitos de transação na sessão diária do mercado de energia elétrica.

As comunicações de concretização de contratos bilaterais dos Agentes de Mercado são verificadas pela GGS, para análise prévia da sua possível aceitação, de acordo com os seguintes procedimentos:

- a) As duas entidades contraentes detenham o estatuto de Agente de Mercado;
- b) O Agente de Mercado que efetua a comunicação é aquele que, na informação de celebração de contrato submetida, é apresentado como responsável pela comunicação de concretização do contrato bilateral;
- c) A hora de receção da comunicação é anterior à hora limite de fecho do período utilizado para a receção de comunicações;
- d) O contrato continua válido e os valores de energia declarados não excedem o máximo admitido pelo contrato;
- e) A GGS verifica, para cada período horário, que a energia total declarada adicionada de eventuais participações no mercado organizado e da concretização de outros contratos bilaterais, é igual ou inferior à máxima capacidade de venda/aquisição das Unidades de Programação intervenientes.

Define-se máxima capacidade de venda como sendo:

- i) A soma das potências máximas declaradas das Unidades Físicas que constituem a Unidade de Programação, no caso particular duma Unidade de Programação de Produção; ou,
- ii) A potência máxima declarada, para uma Unidade de Programação Genérica.

Define-se máxima capacidade de aquisição como:

- i) A soma das potências máximas declaradas das Unidades Físicas que constituem a Unidade de Programação, no caso particular duma Unidade de Programação de Produção; ou,
- ii) A potência máxima declarada, no caso particular duma Unidade de Programação de Consumo ou Comercialização; ou,
- iii) A potência máxima declarada, para uma Unidade de Programa Genérica.

A última comunicação válida que tenha sido enviada pelo Agente de Mercado responsável à GGS, torna-se firme no momento do encerramento do período de receção das mesmas, sendo da responsabilidade do Agente de Mercado as consequências resultantes da informação contida na comunicação.

Procedimento n.º 9

Resolução de restrições técnicas internas

1 — Âmbito:

Este Procedimento estabelece o processo para resolução de restrições técnicas na Rede Nacional de Transporte (RNT) resultantes das contratações efetuadas nos mercados organizados e através de contratação bilateral, assim como as que possam surgir em tempo real.

Entende-se por restrição técnica qualquer circunstância ou incidência derivada da situação produção-transporte que, por afetar as condições de segurança, qualidade e fiabilidade do fornecimento estabelecidas no presente manual, requeira, de acordo com o critério técnico da GGS, a modificação dos programas.

2 — Resolução de restrições técnicas no PDBF:

A GGS deve verificar diariamente a exequibilidade técnica do Programa Diário Base de Funcionamento (PDBF), de acordo com os critérios de segurança definidos no Procedimento n.º 6, introduzindo as modificações necessárias no PDBF, refletidas no PDVD, para resolver as restrições técnicas que forem identificadas, recorrendo a ofertas para resolução de restrições técnicas no PDBF que minimizem os encargos para o Sistema Elétrico Nacional.

O processo de resolução de restrições técnicas no PDBF consta de duas fases diferenciadas:

- a) Fase 1: Modificação da programação do PDBF por critérios de segurança;
- b) Fase 2: Modificação da programação do PDBF para reequilíbrio entre geração e consumo.

2.1 — Desagregação do PDBF e Informações Adicionais para verificação técnica:

Até 60 minutos após a publicação do PDBF, tendo como limite máximo as 13:30 horas ou, na eventualidade do PDBF ser publicado após as 13:00 horas, até 30 minutos após publicação deste, a GGS deve dispor da seguinte informação:

a) Informação correspondente à desagregação dos programas de venda e aquisição de energia incorporados no PDBF:

i) A GGS deverá receber dos Agentes de Mercado, a informação relativa à desagregação por Unidade Física, da energia programada no PDBF, em cada Unidade de Programação;

ii) Devem apresentar a desagregação dos programas contratados no mercado diário e/ou através de contratação bilateral, todos os Agentes de Mercado que detenham Unidades de Programação correspondentes a:

- Instalações de produção hídricas ou de bombagem;
- Instalações de Produção em regime Especial;

iii) Na ausência de uma desagregação válida e em situações excecionais, para possibilitar a realização da análise de segurança da programação resultante e detetar a existência de eventuais restrições técnicas, a GGS procede à elaboração de uma desagregação dos programas contratados;

b) Informação correspondente à desagregação das previsões de entrega de energia procedente da produção em regime especial incorporadas no PDBF.

A GGS deve receber do comercializador de último recurso informação com detalhe horário referente à desagregação da previsão das entregas de produção em regime especial não participante no mercado incorporadas no PDBF, diferenciando as entregas de energia diretamente associadas à produção eólica, das entregas associadas à produção não eólica (cogeração e outras), para que sejam consideradas nas análises de segurança do sistema;

c) Informação relativa às potências máximas hidráulicas que podem ser mantidas durante 4 e 12 horas.

Nos períodos de maior consumo de energia elétrica, para os quais a GGS o solicite, os Agentes de Mercado detentores de Unidades Físicas hídricas devem facultar à GGS, para sua consideração nas análises de segurança do sistema, a informação referente aos máximos valores de potência, expressos em MW, que podem ser fornecidos pelo correspondente aproveitamento hidroelétrico, de forma adicional à potência incorporada no PDBF para a dita unidade, e que podem ser mantidos durante um tempo máximo de 4 e 12 horas;

d) Para o horizonte de programação, o Agente de Mercado deve fornecer o estado em que se encontram os grupos térmicos (quente, morno, frio e acondicionado).

2.2 — Ofertas para resolução de restrições técnicas no PDBF:

As Ofertas para Resolução de Restrições Técnicas no PDBF, devem ser apresentadas até 60 minutos após a publicação do PDBF, tendo como limite máximo as 11:00 horas ou, até 30 minutos após publicação do PDBF, na eventualidade do PDBF ser publicado após as 10:30 horas.

As Ofertas para Resolução de Restrições Técnicas no PDBF, apenas podem ser submetidas pelos Agentes de Mercado, caso não correspondam a um aumento dos encargos para o Sistema Elétrico Nacional, face às Ofertas apresentadas (encontradas e não encontradas) no mercado organizado para a mesma Unidade de Programação.

2.2.1 — Apresentação de ofertas:

Os Agentes de Mercado que detenham Unidades de Programação correspondentes a instalações de produção ou bombagem, que estando disponíveis, não tenham participado de todo ou parcialmente no mercado diário, com ou sem concretização de contratação bilateral, estão obrigados à apresentação de Ofertas para Resolução de Restrições Técnicas no PDBF, sob pena de verem os seus programas anulados e, as eventuais mobilizações para resolução de restrições técnicas no PDBF, valorizadas a preço de encontro do mercado diário.

Caso algum Agente de Mercado, por incumprimento da obrigação acima descrita, veja a programação de alguma unidade de programação afeta anulada, é responsável pelo encargo resultante da alteração de programação no PDBF, refletida no PDVD, para reequilíbrio da programação, através da mobilização de ofertas para resolução de restrições técnicas no PDBF, que se devem encontrar identificadas.

2.2.2 — Características das ofertas:

O Agente de Mercado deve comunicar, por período de programação e para cada Unidade de Programação associada a instalações de produção ou bombagem, a seguinte informação:

- a) Número de blocos: Blocos divisíveis de 1 a 10 (número máximo de blocos);
- b) Ofertas para arranque de grupos térmicos compostas por termo fixo, em €, e um termo variável, em €/MWh e o estado dos grupos. A oferta apresentada possibilitará a GGS a colocação do grupo térmico em qualquer ponto de funcionamento estável;
- c) Energia (MWh);
- d) Preço da energia oferecida (€/MWh).

No processo de resolução de restrições técnicas no PDBF, são utilizadas as Ofertas para Resolução de Restrições Técnicas no PDBF submetidas pelos Agentes de Mercado, expurgadas de eventuais incoerências detetadas pela GGS.

2.2.3 — Validação das ofertas:

No momento da comunicação e para cada período horário, a GGS verifica, para cada Unidade de Programação, que a energia declarada para baixar corresponde à diferença entre a energia horária correspondente à respetiva potência mínima, corrigida por eventuais indisponibilidades, e a energia contratada no mercado diário e/ou através de contratação bilateral. Na eventualidade de serem comunicadas energias a baixar superiores em valor absoluto, a GGS procede da seguinte forma:

- a) Se a Unidade de Programação não apresentou ofertas no mercado diário — retira a totalidade ou parte dos pares com preços mais baixos até que a energia total disponível para baixar declarada perfaça a energia horária correspondente ao resultado da diferença acima considerada;

b) Se a Unidade de Programação apresentou ofertas no mercado diário — rejeita, para a unidade de programação em causa, a oferta de resolução de restrições técnicas no PDBF, apresentada pelo respetivo Agente de Mercado, sendo utilizadas:

As ofertas encontradas no mercado diário, afetas à Unidade de Programação de produção;
As ofertas não encontradas no mercado diário, relativas a unidades de programação de consumo para bombagem.

Na eventualidade de serem comunicadas energias a baixar inferiores em valor absoluto, a GGS procede da seguinte forma:

a) Se a Unidade de Programação não apresentou ofertas no mercado diário — aceitará a Oferta para Resolução de Restrições Técnicas no PDBF, notificando o Agente de Mercado para o facto de não ter oferecido toda a energia disponível para baixar;

b) Se a Unidade de Programação apresentou ofertas no mercado diário — rejeita, para a unidade de programação em causa, a oferta de resolução de restrições técnicas no PDBF, apresentada pelo respetivo Agente de Mercado, sendo utilizadas:

As ofertas encontradas no mercado diário, afetas à Unidade de Programação de produção;
As ofertas não encontradas no mercado diário, relativas a unidades de programação de consumo para bombagem.

No momento da comunicação e para cada período horário, a GGS verifica, para cada Unidade de Programação, que a energia declarada para subir, adicionada da energia contratada no mercado diário e/ou através de contratação bilateral, é igual ou inferior à energia horária correspondente à sua potência máxima, corrigida por eventuais indisponibilidades.

Na eventualidade de serem comunicadas energias a subir superiores, a GGS procede da seguinte forma:

a) Se a Unidade de Programação não apresentou ofertas no mercado diário — retira a totalidade ou parte dos pares com preços mais elevados até que a energia total declarada perfaça a energia horária equivalente à respetiva potência máxima, corrigida por eventuais indisponibilidades;

b) Se a Unidade de Programação apresentou ofertas no mercado diário — rejeita, para a unidade de programação em causa, a oferta para resolução de restrições técnicas no PDBF, apresentada pelo respetivo Agente de Mercado, sendo utilizadas:

As ofertas não encontradas no mercado diário, afetas à Unidade de Programação de produção;
As ofertas encontradas no mercado diário, relativas a unidades de programação de consumo para bombagem.

Na eventualidade de serem comunicadas energias a subir inferiores, a GGS procede da seguinte forma:

a) Se a Unidade de Programação não apresentou ofertas no mercado diário — aceita a Oferta para Resolução de Restrições Técnicas no PDBF, notificando o Agente de Mercado para o facto de não ter oferecido toda a energia disponível para subir;

b) Se a Unidade de Programação apresentou ofertas no mercado diário — rejeita, para a unidade de programação em causa, a oferta de resolução de restrições técnicas no PDBF, apresentada pelo respetivo Agente de Mercado, sendo utilizadas:

As ofertas não encontradas no mercado diário, afetas a unidade de programação de produção;
As ofertas encontradas no mercado diário, relativas a unidades de programação de consumo para bombagem.

A energia disponível para subir e/ou para baixar, não declarada, é valorizada a preço de encontro do mercado diário, caso seja mobilizada.

No entanto, caso o preço de encontro do mercado diário seja negativo e se mobilize energia a subir, não declarada, a mesma é valorizada à média dos últimos sete preços positivos tendo em conta a hora homóloga.

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

2.3 — Fase 1 — Modificação da programação do PDBF por critérios de segurança:

O objetivo desta fase é a determinação das restrições técnicas que possam afetar a execução do PDBF, identificando as modificações à programação necessárias para a resolução das restrições técnicas detetadas, estabelecendo as limitações de segurança necessárias para evitar o aparecimento de novas restrições técnicas na segunda fase do processo de resolução de restrições técnicas e nos subsequentes mercados.

Nesta fase da programação da exploração, a GGS pode solicitar a entrada de grupos do SEN com o intuito de testar a sua disponibilidade.

2.3.1 — Identificação das restrições técnicas:

As análises de segurança para identificação das restrições técnicas têm em conta o consumo previsto pela GGS, a produção e os programas estabelecidos nas interligações incluídos no PDBF e, a eventual mobilização de reserva para efetuar o equilíbrio entre o consumo previsto e o contratado no mercado diário e em contratação bilateral.

Consideram-se as instalações da Rede Nacional de Transporte (RNT) de acordo com a situação prevista para o dia seguinte, tendo em conta as indisponibilidades autorizadas e as indisponibilidades por avarias existentes. São também consideradas as indisponibilidades previstas para as unidades de produção.

Sobre os cenários anteriores, a GGS efetua as análises de segurança necessárias para todo o horizonte da programação e identifica as restrições técnicas que afetam o PDBF, de acordo com os critérios de segurança, qualidade e fiabilidade que constam do Procedimento n.º 6.

2.3.2 — Resolução das restrições e valorização:

Para resolver as restrições técnicas, a GGS define esquemas especiais de exploração, através da introdução de alterações topológicas na RNT. Caso a solução das restrições não seja viável através da reconfiguração da rede, a GGS estabelece incrementos ou reduções da energia programada no PDBF.

Uma vez identificadas as restrições técnicas, a GGS estuda para cada conjunto de períodos de programação consecutivos com restrições técnicas, as possíveis soluções técnicas que as resolvam com uma margem de segurança adequada.

Para o efeito, são utilizados os seguintes meios:

a) Incremento da energia programada no PDBF — Mobilização das Unidades de Programação associadas a instalações de produção (energia a subir) ou bombagem (energia a baixar), mediante a utilização das ofertas para resolução de restrições técnicas no PDBF identificadas no ponto 2.2 do presente Procedimento;

b) Redução de energia programada no PDBF — Todas as reduções de produção e/ou de consumo para bombagem efetuadas no PDBF, durante a fase 1 do processo de resolução de restrições técnicas no PDBF, são valorizadas a preço de encontro.

No caso de existir mais do que uma solução tecnicamente válida, a GGS efetua uma avaliação económica das diferentes soluções e elege aquela que representa um menor encargo para o sistema e, no caso de igualdade de encargo entre soluções, a GGS seleciona a solução que representa um menor movimento de energia.

Para determinar o encargo para o sistema de cada solução, tem-se em conta, tanto a modificação requerida no PDBF para resolução das restrições técnicas, como as posteriores mobilizações, necessárias para reequilibrar o programa resultante.

Os arranques de grupos térmicos e os incrementos de produção em relação ao PDBF que sejam necessários introduzir, são valorizados com base nas ofertas para resolução de restrições técnicas no PDBF identificadas no ponto 2.2 do presente Procedimento.

O custo de programar a produção de um grupo gerador térmico para resolução de restrições técnicas no PDBF, no caso de estar associado o acoplamento do referido grupo, resulta da consideração da maior receita diária devida à consideração dos seguintes pressupostos:

Oferta simples: considera-se o preço médio ponderado, resultante da valorização dos blocos a mobilizar no todo ou em parte, de acordo com o PDVD, afetos às ofertas para resolução de restrições técnicas no PDBF, identificadas no ponto 2.2 do presente Procedimento;

Oferta complexa: considera-se o preço da produção oferecida (termo variável da oferta complexa), majorado pelo preço resultante de dividir o custo de arranque (termo fixo da oferta complexa), pela energia total que produzirá, de acordo com o PDVD.

2.4 — Implementação e Resolução de Restrições Técnicas no PDBF:

Para o estabelecimento dos redespachos de energia necessários para a resolução de restrições técnicas no PDBF, são respeitados os valores de energia correspondentes quer às potências mínimas e máximas técnicas dos grupos geradores, quer às potências nominais das unidades de consumo de bombagem e são tidos em consideração possíveis limitações transitórias desses valores de potência que tenham sido comunicados à GGS, não se considerando outras limitações distintas próprias de cada Unidade de Produção, tais como rampas máximas de subida e descida de carga de grupos térmicos, entre outras, que devem ser geridas, quando necessário, nos mercados intradiários subsequentes pelos Agentes de Mercado titulares das Unidades de Oferta correspondentes a esses grupos.

A GGS ao aplicar redespachos de energia a subir sobre Unidades de Programação correspondentes a centrais reversíveis de bombagem, tem em conta a capacidade da albufeira a montante da dita central, tanto em termos de exequibilidade do programa total de venda de energia que pode ser requerido para resolução de restrições técnicas no PDBF, como em termos de exequibilidade de um programa de consumo para bombagem, que se mostre necessário estabelecer, para poder corresponder ao dito programa de venda de energia, resultante do processo de resolução de restrições técnicas no PDBF, devido a mobilizações prévias de reserva de potência ativa.

Quando necessário, o programa de consumo para bombagem deve ser estabelecido de forma direta pelo Agente de Mercado titular da unidade de programação mobilizada para resolução de restrições técnicas no PDBF, mediante a sua participação nas sessões do mercado intradiário subsequentes.

Uma vez selecionada entre o conjunto de soluções tecnicamente válidas aquela que representa um menor encargo global, a GGS atribui as modificações da produção correspondentes à solução adotada indicando, para cada Unidade de Oferta, a etiqueta correspondente:

a) UDO (Unidade de Despacho Obrigatório):

i) Unidade de Oferta de venda em que se requer a entrada em serviço ou o aumento de produção de um ou vários grupos geradores que a integram;

ii) Unidade de Oferta de bombagem para a qual se requer uma redução do programa de aquisição previsto no PDBF;

b) UDL (Unidade de Despacho Limitado):

Unidade de Oferta em que um ou vários dos grupos que a integram têm de reduzir a sua produção;

c) UDR (Unidade de Descida Restringida):

i) Unidade de Oferta em que, por razões de segurança, um ou vários dos grupos que a integram devem manter uma certa produção mínima;

ii) Unidade de aquisição de energia, programada ou não no PDBF, correspondente a um consumo de bombagem cujo programa, por razões de segurança do sistema, não pode superar um determinado valor;

d) USR (Unidade de Subida Restringida):

i) Unidade de Oferta em que, por razões de segurança, um ou vários dos grupos que a integram não podem admitir produções superiores a um máximo estabelecido;

ii) Unidade de aquisição de energia, programada no PDBF, correspondente a um consumo de bombagem cujo programa, por razões de segurança do sistema, não pode ser inferior a um determinado valor.

Em todos os casos em que esteja associada à solução de restrições a entrada em serviço, aumento ou redução de produção de unidades físicas concretas e não seja suficiente uma modificação global da Unidade de Programação correspondente, a GGS define estes requisitos de forma detalhada, incorporando esta informação complementar no PDVD.

A atribuição das etiquetas UDO, UDL, UDR ou USR restringe posteriores redespachos que possam afetar as correspondentes Unidades de Oferta. Assim, a etiqueta UDO só permite redespachos a subir e a etiqueta UDL apenas permite redespachos para baixar. As etiquetas UDR e USR apenas permitem redespachos que respeitem os limites de potência máxima a baixar e a subir, respetivamente, por eles estabelecidos.

Estas restrições nos redespachos podem desaparecer caso a GGS elimine a presença das etiquetas na Área de Ofertas, perante modificações no sistema de geração — transporte que tenham feito desaparecer as condições que imponham a restrição.

Quando as etiquetas UDO, UDL, UDR ou USR estejam associadas a Unidades Físicas concretas e não a Unidades de Oferta, as restrições em posteriores redespachos devem estar associadas também a estas Unidades Físicas e não às Unidades de Oferta.

2.5 — Fase 2 — Modificação da programação do PDBF para reequilíbrio entre a geração e o consumo:

Uma vez resolvidas as restrições técnicas identificadas no PDBF, a GGS procede à realização das modificações necessárias para obter um programa equilibrado entre a geração e o consumo, respeitando apenas as limitações estabelecidas por razões de segurança do sistema, na primeira fase do processo de resolução de restrições técnicas no PDBF.

Para o efeito utiliza os seguintes meios:

a) Incremento da energia programada no PDBF — Mobilização das Unidades de Programação associadas a instalações de produção (energia a subir) ou de bombagem (energia a baixar), mediante a utilização das ofertas para resolução de restrições técnicas no PDBF identificadas no ponto 2.2 do presente Procedimento;

b) Redução de energia programada no PDBF — Mobilização das Unidades de Programação associadas a instalações de produção (energia a baixar) ou de bombagem (energia a subir), mediante a utilização das ofertas para resolução de restrições técnicas no PDBF identificadas no ponto 2.2 do presente Procedimento.

As entradas em serviço de grupos e os incrementos de produção em relação ao PDBF que sejam necessários introduzir, são valorizados mediante a utilização das ofertas para resolução de restrições técnicas no PDBF identificadas no ponto 2.2 do presente Procedimento.

O custo de programar a produção de um grupo gerador térmico para a compensação de redespachos de energia introduzidos pela resolução de restrições técnicas no PDBF, no caso de estar associado o acoplamento do referido grupo, resulta da consideração da maior receita diária devida à consideração dos seguintes pressupostos:

a) Oferta simples: considera-se o preço médio ponderado, resultante da valorização dos blocos a mobilizar no todo ou em parte, de acordo com o PDVD, afetos às ofertas para resolução de restrições técnicas no PDBF, identificadas no ponto 2.2 do presente Procedimento;

b) Oferta complexa: considera-se o preço da produção oferecida (termo variável da oferta complexa), majorado pelo preço resultante de dividir o custo de arranque (termo fixo da oferta complexa) pela energia total que produzirá, de acordo com o PDVD.

Todas as reduções de produção efetuadas no PDBF, durante a fase 2 do processo de resolução de restrições técnicas no PDBF, são valorizadas tendo em conta as ofertas para resolução de restrições técnicas no PDBF, identificadas no ponto 2.2 do presente Procedimento, limitando a valorização dos blocos de energia mobilizados, a um preço mínimo de 85 % do preço de encontro.

Ao mesmo tempo, todas as reduções de consumo para bombagem efetuadas no PDBF, durante a fase 2 do processo de resolução de restrições técnicas no PDBF, são valorizadas tendo em conta as ofertas para resolução de restrições técnicas no PDBF, identificadas no ponto 2.2 do presente Procedimento, limitando a valorização dos blocos de energia mobilizados a um preço máximo de 115 % do preço de encontro. No entanto, caso o preço de encontro do mercado diário seja negativo limita-se a valorização dos blocos de energia mobilizados a um preço máximo de 115 % da média dos últimos sete preços positivos tendo em conta a hora homóloga.

2.6 — Indisponibilidades das unidades de produção após publicação do PDBF:

No caso duma indisponibilidade parcial ou total, para o dia objeto da programação, duma Unidade de Produção programada e limitada para a resolução de restrições técnicas no PDBF, antes das 12:00 horas, a GGS reajusta o programa previsto para a resolução de restrições técnicas no PDBF, de acordo com a última informação disponível em relação às indisponibilidades das Unidades de Produção.

Se a informação é recebida após as 12:00 horas, a GGS procede à publicação do PDVD sem considerar a referida indisponibilidade da Unidade de Produção, abordando a resolução da restrição técnica após a publicação do PDVD, utilizando para o efeito as ofertas referidas no ponto 2.2 do presente Procedimento.

Uma vez declarada a indisponibilidade duma Unidade de Produção e tendo ela sido considerada no processo de resolução de restrições técnicas no PDBF, sem que tenham sido aplicadas sobre a dita unidade limitações de programa por razões de segurança, o Agente de Mercado pode recorrer ao mercado intradiário para recomprar o programa previsto no PDVD e que não pôde produzir.

2.7 — Informação ao ONME e aos agentes de mercado:

Como resultado do processo de resolução de restrições técnicas no PDBF, a GGS põe à disposição do ONME e dos Agentes de Mercado, nos prazos estabelecidos neste manual, a seguinte informação:

a) Informação que a GGS colocará à disposição do ONME:

i) O programa diário viável definitivo (PDVD), resultante do processo de resolução de restrições técnicas no PDBF;

ii) As limitações por segurança aplicadas sobre os programas das Unidades de Oferta de venda e de aquisição, para evitar que em processos e mercados posteriores se gerem novas restrições;

b) Informação que a GGS colocará à disposição dos Agentes de mercado:

i) A informação colocada à disposição do ONME;

ii) Os redespachos de energia efetuados sobre os programas das Unidades de Programação afetas a instalações de produção ou bombagem, para resolver restrições técnicas identificadas no PDBF (fase 1 do processo de resolução de restrições técnicas no PDBF);

iii) Os redespachos de energia aplicados sobre as Unidades de Programação afetas a instalações de produção ou bombagem para o reequilíbrio entre geração e consumo (fase 2 do processo de resolução de restrições técnicas no PDBF).

A GGS coloca à disposição do ONME e dos Agentes de Mercado qualquer atualização dos ficheiros resultante do processo de resolução de restrições técnicas no PDBF.

A GGS publica diariamente, conjuntamente com o PDVD, as limitações às ofertas que se devem impor nas Unidades de Oferta, Áreas de Balanço, Unidades Físicas, para não modificar as condições previstas na segurança do sistema. Ao longo do dia, a GGS pode modificar as mesmas, ou incorporar novas restrições, de acordo com a situação real do sistema em cada momento.

3 — Resolução de restrições técnicas após publicação do PDVD:

3.1 — Ofertas para resolução de restrições técnicas após publicação do PDVD:

As Ofertas para Resolução de Restrições Técnicas após publicação do PDVD devem ser apresentadas até às 20:15 do dia anterior por parte de todos os Agentes de Mercado que detenham Unidades de Programação relativas a grupos termoeletricos.

3.1.1 — Apresentação de ofertas:

Os Agentes de Mercado que detenham Unidades de Programação de Produção que estejam associadas a grupos termoelétricos, independentemente de estarem contratados no mercado organizado ou através de contratação bilateral, estão obrigados à apresentação de Ofertas para Resolução de Restrições Técnicas, sob pena de apenas ser valorizado a energia mobilizada para resolução de restrições técnicas a preço de encontro do mercado diário.

3.1.2 — Características das ofertas:

O Agente de Mercado deve comunicar, para cada Área de Ofertas que esteja associada a um grupo termoelétrico, a seguinte informação:

- a) Termo Fixo (€);
- b) Termo Variável (€/MWh);
- c) Estado do Grupo (Quente, Morno, Frio e Acondicionado) e n.º de minutos mínimo para paralelo.

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

3.1.3 — Parâmetros dinâmicos:

O Agente de Mercado deve manter atualizado junto da GGS os parâmetros dinâmicos dos grupos, nomeadamente tempos de variação de carga associados a cada estado do grupo e a potência máxima prevista.

A comunicação de novos parâmetros dinâmicos deve ser efetuada até as 20:15 de cada dia, sempre que se justifique, por forma a produzir efeitos nas mobilizações que ocorram no dia seguinte.

3.2 — Processo de resolução de restrições técnicas após publicação do PDVD:

A GGS analisa numa forma permanente, ao longo de todo o horizonte de programação, o estado de segurança do sistema e deteta as restrições técnicas existentes em cada período de programação. Para a resolução de uma violação dos critérios de segurança que exija a modificação dos programas de produção de uma ou várias unidades, a GGS adota a solução que representa o menor custo nas situações em que se evita que o sistema entre no estado de alerta e a mais rápida nas situações em que se evita que o sistema entre no estado de emergência.

A energia mobilizada pela GGS no âmbito do presente mecanismo tem em atenção os parâmetros dinâmicos do grupo termoelétrico e o estado do grupo comunicado na respetiva oferta. O arranque de um grupo termoelétrico efetuado no presente mecanismo torna-se firme após o início dos procedimentos de arranque do respetivo grupo termoelétrico.

Uma vez instruído uma antecipação ou arranque de um grupo termoelétrico, para a resolução de restrições técnicas, a GGS atribui, para cada Unidade de Programação, a etiqueta correspondente a UDO (Unidade de Despacho Obrigatório).

Nas centrais térmicas, tem-se em conta o tempo mínimo de permanência na rede e de paragem dos grupos, considerando-se como tempo mínimo as 4 horas.

O custo associado à programação de um grupo gerador térmico para a solução das restrições técnicas resulta do termo fixo, no caso de estar associado o acoplamento bem-sucedido de um grupo que não esteja programado no PHF, adicionado do produto entre a energia programada e o termo variável da oferta.

A GGS pode cancelar o arranque de um grupo termoelétrico que anteriormente tenha solicitado no presente processo resolução de restrições técnicas sendo que:

- a) Antes do início dos procedimentos de arranque: Não é pago ao detentor do centro eletroprodutor qualquer custo associado a solicitação de arranque enviada. Para este efeito considera-se que o início dos procedimentos de arranque ocorre no início do período de programação determinado como a subtração ao período de programação em que ocorre a primeira programação de energia e o número de minutos comunicado na Oferta para Resolução de Restrições Técnicas após publicação do PDVD;

b) Depois do início dos procedimentos de arranque: É pago ao agente de mercado a que está associado o grupo do centro eletroprodutor uma fração do termo fixo apresentado na Oferta para Resolução de Restrições Técnicas após publicação do PDVD, repartido pelos períodos de programação compreendido entre início dos procedimentos de arranque e o seu cancelamento. O custo associado é determinado de acordo com a seguinte equação:

$$TF' = TF \times \frac{T}{T_a}$$

sendo:

TF' — Parcela do Termo Fixo pago ao Agente de Mercado;

TF — Termo Fixo comunicado na Oferta para Resolução de Restrições Técnicas após publicação do PDVD;

T — Período de tempo que decorreu desde o início dos procedimentos de arranque e o seu cancelamento;

T_a — Tempo mínimo, em minutos, comunicado na Oferta para Resolução de Restrições Técnicas após publicação do PDVD, necessário para efetuar o paralelo do grupo do centro eletroprodutor;

Através deste mecanismo, a GGS pode efetuar antecipações do paralelo dos grupos termoeletrônicos que já foram programados por este ou por outros mecanismos. A energia mobilizada para antecipação do grupo térmico é valorizada ao termo variável da oferta apresentada para a resolução de restrições técnicas após publicação do PDVD.

Na sequência do processo de resolução de restrições técnicas após publicação do PDVD, a GGS publica:

a) Informação que reflita as mobilizações solicitadas pela GGS no âmbito do processo de resolução de restrições técnicas após publicação do PDVD;

b) As limitações às ofertas que se devem impor nas Unidades de Programação, Áreas de Balanço, Unidades Físicas, para não modificar as condições previstas na segurança do sistema.

Ao longo do dia, a GGS pode modificar as mesmas, ou incorporar novas restrições, de acordo com a situação real do sistema em cada momento.

3.3 — Informação ao ONME e aos Agentes de Mercado:

Como resultado do processo de resolução de restrições técnicas, a GGS põe à disposição do ONME e dos Agentes de Mercado, nos prazos estabelecidos neste manual, a seguinte informação:

a) Informação que a GGS coloca à disposição do ONME as limitações por segurança aplicadas sobre os programas das Unidades de Programação de venda e de aquisição, para evitar que em processos e mercados posteriores se gerem novas restrições;

b) Informação que a GGS coloca à disposição dos Agentes de Mercado:

i) A informação colocada à disposição do ONME;

ii) Os redespachos de energia efetuados sobre os programas das Áreas de Ofertas afetas a instalações de produção, bombagem ou consumo, para resolução de restrições técnicas para o estabelecimento de reserva.

A GGS coloca à disposição do ONME e dos Agentes de Mercado qualquer atualização dos ficheiros resultante do processo de resolução de restrições técnicas para o estabelecimento de reserva.

Ao longo do dia, a GGS pode modificar as mesmas, ou incorporar novas restrições, de acordo com a situação real do sistema em cada momento.

4 — Resolução de restrições técnicas após publicação do PHF:

A GGS analisa numa forma permanente, ao longo de todo o horizonte de programação, o estado de segurança do sistema e deteta as restrições técnicas existentes em cada período de programação. Para a resolução de uma situação de alerta que exija a modificação dos programas de geração de uma ou várias unidades, a GGS adota a solução que representa o menor custo.

A resolução de restrições técnicas após publicação do PHF é realizada através da mobilização para subir ou para baixar de Áreas de Ofertas e/ou, de unidades físicas caso seja a única possibilidade viável, mediante a utilização das ofertas de reserva de regulação afetas a cada uma das áreas de Ofertas mobilizadas e/ou, associadas às áreas de balanço, onde se encontrem inseridas as unidades físicas instruídas. No caso de a resolução de restrições técnicas após publicação do PHF implicar a criação dum novo PRR e/ou alteração do PRR estabelecido, para uma determinada Área de Ofertas, que esteja associada a um grupo termoelétrico, são utilizadas as ofertas para a resolução de restrições técnicas após publicação do PDVD referidas no ponto 3.1 deste procedimento.

Todas as energias que resultem de mobilizações de reserva de regulação efetuadas para resolução de restrições técnicas após a publicação do PHF, são valorizadas ao preço do par potência/preço mobilizado.

As ofertas utilizadas nestas circunstâncias não são usadas para a definição do preço de valorização da energia de reserva de regulação resultante da mobilização de reserva de regulação.

Caso os preços afetos aos blocos mobilizados para resolução de restrições técnicas sejam respetivamente, em mobilizações de reserva de regulação a subir, inferiores ao preço de reserva de regulação a subir e, em mobilizações de reserva de regulação a baixar, superiores ao preço de reserva de regulação a baixar, os blocos mobilizados são valorizados ao preço de reserva de regulação afeto a cada um dos sentidos de regulação.

Todas as energias que resultam de mobilizações de reserva de regulação para resolução de restrições técnicas após a publicação do PHF, na ausência do par potência/preço correspondente, são valorizadas a preço marginal do mercado diário. No entanto, caso o preço de encontro do mercado diário seja negativo e se mobilize reserva de regulação a subir, não declarada, a mesma é valorizada à média dos últimos sete preços positivos tendo em conta a hora homóloga, limitado ao preço marginal de reserva de regulação a subir.

Quando a ausência do par potência/preço correspondente é motivada pela dispensa da prestação do serviço de regulação secundária contratado são valorizadas a preço marginal de reserva de regulação.

A GGS comunica aos Agentes de Mercado afetados, a programação realizada para resolver as restrições técnicas, que se considerará como firme.

A GGS, conforme o caso, uma vez que constate a sua necessidade e tendo verificado não dispor de outros meios de produção disponíveis para o efeito, pode solicitar a ativação de um programa de apoio ao Operador do Sistema espanhol, conforme expresso no ponto 6 do Procedimento n.º 20, limitando a aplicação desta troca de energia ao horizonte temporal em que a segurança do sistema elétrico português assim o exija.

5 — Falha e incumprimentos da instrução de arranque:

Considera-se que ocorreu uma falha que impediu o arranque, quando o grupo de um centro eletroprodutor térmico não consiga atingir, durante o período em que foi solicitado o arranque e em pelo menos um período de integração quarto-horário, uma potência média igual ou superior ao mínimo técnico e este seja resultado de uma falha diretamente imputável ao respetivo centro eletroprodutor. Nesta situação, não é valorizado o termo fixo da respetiva oferta.

Na eventualidade de ocorrer um incumprimento do arranque do grupo de um centro eletroprodutor térmico, as eventuais energias mobilizadas são valorizadas ao termo variável da Oferta para Resolução de Restrições Técnicas após Publicação do PDVD ou valorizadas ao preço do respetivo par potência/preço apresentado na Oferta para Resolução de Restrições Técnicas após Publicação do PDBF, conforme o caso. E aplica-se uma penalização obtida pela seguinte equação:

$$TF'' = TF \times \frac{T'}{T}$$

sendo:

TF'' — Parcela do Termo Fixo a devolver pelo Agente de Mercado;

TF — Termo Fixo utilizado no processo de Resolução de Restrições Técnicas após publicação do PDBF ou após publicação do PDVD, conforme o caso;

T' — N.º de períodos de integração quarto-horários, em que o grupo termoeletrico esteve a injetar na rede um valor de energia abaixo do solicitado no PRR, com uma tolerância por defeito de $\frac{5}{4}$ MWh;

T — N.º de períodos de integração quarto-horários afetos ao horizonte de programação do arranque solicitado no PRR.

6 — Mecanismos excecionais de resolução:

Caso por razões de emergência, por falta de ofertas válidas suficientes ou por indisponibilidade dos sistemas informáticos de gestão ou outra causa justificada, não seja possível resolver as restrições mediante os mecanismos previstos neste Procedimento, a GGS pode adotar as decisões de programação que considere mais oportunas, justificando as suas atuações posteriormente, perante os agentes afetados e a ERSE, sem prejuízo da retribuição económica das mesmas, aplicável em cada caso.

7 — Divulgação de informação:

No âmbito da prestação de informação referente ao mercado de resolução de restrições técnicas Internas, a GGS divulga na sua página na Internet, a seguinte informação relativa às matérias e prazos assinalados.

7.1 — Resolução de restrições técnicas no programa diário base de funcionamento:

7.1.1 — Resolução das restrições técnicas no PDBF:

a) Listagem das restrições técnicas identificadas e dos redespachos de energia aplicados, por Unidade de Programação, em cada período de programação do dia d (a publicar em d+1);

b) Custo da resolução de restrições técnicas, em cada período de programação do dia d (a publicar em d+7);

c) Ofertas para resolução de restrições técnicas internas no PDBF, referentes ao mês m (a publicar em d+30).

7.1.2 — Reequilíbrio entre geração e consumo:

a) Listagem dos redespachos de energia aplicados, por Unidade de Programação, em cada hora do dia d (a publicar em d+1);

b) Custo do reequilíbrio, em cada período de programação do dia d (a publicar em d+7).

7.2 — Resolução de restrições técnicas após publicação do PDVD:

a) Listagem dos redespachos de energia aplicados, por Área de Ofertas, em cada período de programação do dia d (a publicar em d+1);

b) Custo da resolução de restrições técnicas, em cada período de programação do dia d (a publicar em d+7).

7.3 — Resolução de restrições técnicas após publicação do PHF:

a) Listagem dos redespachos de energia aplicados, por Área de Ofertas, em cada período de programação do dia d (a publicar em d+1);

b) Custo da resolução de restrições técnicas, em cada período de programação do dia d (a publicar em d+7).

Procedimento n.º 10

Controlo de tensão

1 — Âmbito:

Este Procedimento estabelece os critérios gerais para o controlo de tensão nos nós da RNT, de acordo com os critérios de segurança e funcionamento para a operação do sistema elétrico exigíveis, de acordo com o estabelecido no Procedimento n.º 6. Este Procedimento aplica-se à GGS, produtores, operador da rede de distribuição e consumidores diretamente ligados à RNT.

2 — Atuações para o controlo de tensões:

A GGS dá em tempo real as instruções necessárias para a operação dos meios de controlo de tensão, tais como:

- a) Solicitar o fornecimento ou absorção de potência reativa pelos geradores, grupos de bombagem e compensadores síncronos;
- b) Efetuar manobras nos elementos de compensação de reativa ligados à RNT ou ligados aos enrolamentos terciários dos transformadores pertencentes à mesma;
- c) Ligar/desligar baterias de condensadores;
- d) Manobras de linhas da RNT;
- e) Mudança nas tomadas de regulação nos transformadores.

Os fornecedores do serviço de sistema de controlo de tensão devem informar a GGS, no menor espaço de tempo possível, de qualquer circunstância que possa afetar a disponibilidade e utilização dos elementos de controlo da tensão sua propriedade.

3 — Serviços de prestação obrigatória:

O fornecimento e absorção de reativa pelos grupos geradores, nos intervalos definidos no Regulamento da Rede de Transporte, é um serviço de sistema de carácter obrigatório e não remunerado, tendo como objetivo manter as tensões nos diferentes nós da rede dentro dos limites estabelecidos.

No caso das instalações de produção ligadas à RNT, com exceção das instalações eólicas, o serviço de regulação de tensão também é obrigatório e não remunerado, devendo para o efeito o produtor assegurar que as regulações automáticas de tensão se mantêm sempre em serviço, a menos que a GGS o liberte desta obrigação. A aparelhagem de controlo de tensão, sob a forma de controlo manual das tomadas dos transformadores de grupo, deve ser mantida sempre operacional pelo Produtor, em complemento dos reguladores automáticos de tensão do alternador.

Qualquer alteração, limitação técnica ou avaria nos grupos geradores que afetem a banda máxima de emissão/absorção de potência reativa e/ou regulação de tensão deve ser prontamente comunicada à GGS. De igual forma, também deve ser prestada informação relativamente a eventuais incrementos da referida capacidade decorrentes de modificações efetuadas nos grupos e respetivos equipamentos.

4 — Serviços de prestação não obrigatória:

Na sequência da análise efetuada sobre as necessidades futuras de reativa, que no atual enquadramento regulamentar são efetuadas no PDIRT (Plano de Desenvolvimento e Investimentos da RNT), a GGS pode aceitar propostas de investimento de produtores estabelecendo contratos bilaterais de fornecimento desses serviços. O estabelecimento desses contratos é efetuado de acordo com o referido no Procedimento n.º 16 e está sujeita à aprovação da ERSE.

No caso de a GGS identificar necessidades de reativa, que possam ser suprimidas através do estabelecimento de condições de funcionamento dos geradores diferentes das obrigatórias referidas no ponto anterior, propõe à ERSE o estabelecimento de contratos bilaterais com esses produtores, nos termos definidos no Procedimento n.º 16.

Após o estabelecimento dos referidos acordos, a mobilização em tempo real dos serviços de sistema não obrigatórios de regulação de tensão, faz-se de acordo com os princípios estabelecidos nesses acordos, tendo por objetivo manter as tensões dos nós da rede nos intervalos definidos no Procedimento n.º 16 com o menor custo possível para o SEN.

Procedimento n.º 11

Regulação primária

1 — Âmbito:

Este Procedimento, para além de definir regulação primária, determina quer as necessidades de regulação primária do SEN, quer a respetiva metodologia de atribuição pelos geradores que prestam este tipo de serviço.

Entende-se por banda de regulação primária do sistema a margem de variação de potência no conjunto dos reguladores de velocidade das turbinas dos centros eletroprodutores em serviço, que pode atuar de forma automática e nos dois sentidos, na sequência dum desvio de frequência.

2 — Definição do serviço:

A regulação primária é um serviço de sistema de carácter obrigatório e não remunerado fornecido pelos geradores em serviço e tem por objetivo corrigir automaticamente os desequilíbrios instantâneos entre a produção e o consumo. O seu fornecimento realiza-se através da variação de potência dos geradores de forma imediata e autónoma por atuação dos reguladores de velocidade das turbinas como resposta às variações da frequência.

3 — Identificação das necessidades:

As necessidades de regulação primária do SEN encontram-se definidas no ponto 5.1 do Procedimento n.º 6.

4 — Agentes participantes:

Todas as unidades de produção que estejam diretamente ligadas à RNT devem dispor de regulação primária.

Caso seja tecnicamente inviável contar com o equipamento adequado, os titulares das instalações obrigadas à sua prestação devem contratar o serviço de sistema diretamente a outras entidades que o possam prestar. O contrato é comunicado à GGS, que certifica o serviço efetivamente prestado na execução do contrato referido, sendo liquidado pelas partes ao preço por elas acordado.

5 — Regulação dos grupos geradores:

O Regulamento da Rede de Transporte (RRT) estabelece que os grupos geradores que estejam diretamente ligados à RNT devem permitir uma regulação primária na banda de, pelo menos, 5 % da potência nominal em torno de cada ponto de funcionamento estável, devendo o estatismo dos grupos ser ajustável entre valores limite, nos quais se inclua o intervalo de 4 % a 6 %.

A variação de potência resultante deve realizar-se em 15 segundos perante perturbações que provoquem desvios de frequência inferiores a 100 mHz e linearmente entre 15 e 30 segundos para desvios de frequência entre 100 e 200 mHz.

A insensibilidade dos reguladores dos grupos deve ser inferior a +/- 10 mHz e a banda morta voluntária nula.

6 — Comunicação de dados:

As empresas de geração devem declarar as características dos reguladores primários dos geradores de que são proprietários, bem como o estatismo de cada grupo, antes do dia 30 de novembro de cada ano.

7 — Controlo do cumprimento dos requisitos:

A comprovação das declarações realizadas é efetuada através de auditorias e inspeções técnicas.

As inspeções de todos os equipamentos são realizadas ao longo dum período cíclico de cinco anos, seleccionando-se, mediante um sistema aleatório, os equipamentos que devem ser inspecionados em cada ano.

Procedimento n.º 12

Regulação secundária

1 — Âmbito:

Este Procedimento define o serviço de regulação secundária e determina 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 devem 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, é 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, aplicam-se os mecanismos de emergência estabelecidos no presente Manual de Procedimentos.

Para realizar a função de regulação secundária, a GGS dispõe 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:

Podem participar na prestação deste serviço de sistema as Unidades Físicas cuja 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 outorga a todas as unidades físicas que demonstrem capacidade técnica e operativa para prestar este serviço nas condições requeridas.

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

A GGS pode 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, devem 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 devem avaliar os seguintes aspetos:

- a) Capacidade de comunicação com o regulador central;
- 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 é 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 deve contratar Banda de Regulação Secundária para a Unidade Física em causa. Caso o desvio da Unidade Física contribua para o agravamento do desvio devido à Área de Ofertas onde se encontra inserida, o desvio da Área de Ofertas é justificado na proporção máxima do desvio afeto à Unidade Física em ensaio.

Na eventualidade de ter sido contratada Banda de Regulação Secundária, a instalação é considerada em incumprimento, sendo aplicável 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, estabelece e comunica 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, a banda de regulação secundária mínima a ser oferecida por oferta, no bloco de oferta com preço mais baixo. Para tal, segue 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, é 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 oferecem, 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.

Os valores mínimo e máximo do preço das Ofertas de Banda de Regulação Secundária devem cumprir o definido no Ponto 2 do Procedimento n.º 14.

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

a) O rácio entre a Banda de Regulação Secundária a subir e a baixar estabelecido pela GGS com uma tolerância de 5 %;

b) A banda de regulação secundária mínima estabelecida pela GGS a oferecer no bloco com preço mais baixo;

c) Os limites técnicos da Unidade Física.

A GGS após o encerramento do período para a receção de ofertas contrata 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) A valorização duma oferta tem em conta o preço unitário da banda;

b) No caso de igualdade de custo entre várias ofertas, realiza-se um rateio proporcional da banda a atribuir, em função da banda oferecida;

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

A contratação realizada pela GGS é 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 pode 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 modifica o Programa Horário Operativo (PHO), por Área de Ofertas 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 é tida em conta na determinação do desvio afeto à Área de Ofertas, onde se encontra inserida a unidade física contratada.

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

- a) Adiar o fecho do período de receção das Ofertas de Banda de Regulação Secundária;
- b) Definir um novo período de apresentação de Ofertas de Banda de Regulação Secundária.

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

5.1 — Validação das ofertas das unidades físicas ligadas à rede de distribuição:

O operador da rede de distribuição à qual uma unidade física prestadora do serviço de regulação secundária esteja ligada (e ao operador da rede intermediária entre esta e a rede de transporte) tem a possibilidade de estabelecer limites ao fornecimento dessa reserva, permanentes ou temporários, com base em razões técnicas como a localização geográfica dos grupos ou unidades fornecedoras de reserva.

Esta avaliação pelo ORD é feita em cooperação com a GGS, previamente à ativação das reservas. Os procedimentos de troca de informação e de tomada de decisão devem ser acordados entre a GGS e o ORD, atendendo ao cumprimento dos prazos de ativação.

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) Necessidades de Reserva de Regulação Secundária a Subir no sistema $RSSUB_h$ (MW);
- ii) Necessidades de Reserva de Regulação Secundária a Baixar no sistema $RSBAI_h$ (MW);
- iii) Banda de regulação secundária mínima admissível no bloco de oferta ao preço mais baixo BAN_{\min} (MW).

b) Ofertas de banda de regulação secundária apresentadas pelos Agentes de Mercado.

As ofertas de banda de regulação secundária apresentadas pelos Agentes de Mercado, para cada período de programação h , contêm a seguinte informação:

- i) Número da oferta, k ;
- ii) Oferta de banda de regulação secundária a subir k , $BRSSUBK_h$ (MW);
- iii) Oferta de banda de regulação secundária a baixar k , $BRSBAIK_h$ (MW);
- iv) Preço unitário da Banda de Regulação Secundária k , $PUBRSK_h$ (€/MW).

6.2 — Contratação da Banda de Regulação Secundária:

Para a contratação de banda de regulação secundária, têm-se em conta os seguintes critérios:

i) Cada Unidade Física deve cumprir, por período de programação, o rácio entre as reservas de regulação secundária a subir e a baixar, estabelecido pela GGS, RSB_h [$RSB_h = RSSUB_h / RSBAI_h$ (p.u.)];

ii) O programa resultante é o de menor custo que satisfaça os requisitos de Banda de Regulação Secundária publicados pela GGS;

iii) O custo dum oferta de reserva de regulação secundária, por período de programação, é o produto da banda de regulação secundária total oferecida ($BRSSUBK_h + BRSBAIK_h$) pelo preço unitário da banda de regulação secundária ($PUBRSK_h$).

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

i) Eliminam-se do processo as ofertas com banda de regulação secundária total oferecida superior ao limite máximo técnico disponível da Unidade Física;

ii) Eliminam-se do processo as ofertas inferiores à banda mínima admissível por bloco de oferta ao preço mais baixo (BAN_{min}), estabelecida pela GGS;

iii) Eliminam-se do processo os blocos de oferta que não cumpram o rácio entre as reservas de regulação secundária a subir e a baixar estabelecido pela GGS, RSB_h , com uma tolerância de 5 %;

iv) Ordena-se, para cada período de programação h , por preço unitário da banda de regulação secundária ($PUBRSK_h$) crescente, as ofertas consideradas válidas aceites;

v) Para cada período de programação realiza-se 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 ($PUBRSK_{h,n}$) das ofertas consideradas válidas aceites;

vi) Em cada contratação dum oferta, deve-se garantir com uma tolerância de 5 % o rácio RSB_h , estabelecido pela GGS, truncando-se os valores da oferta de banda de regulação secundária ($BRSSUBK_{h,r}$ e $BRSBAIK_{h,r}$) em caso contrário, permanecendo o valor truncado pendente de contratação, nas iterações posteriores. Portanto, em cada oferta realizar-se-á:

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

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

onde:

n = Índice da oferta segundo a lista ordenada por $PUBRSK_h$;

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 programação, termina quando o valor de $\sum BRSSUBA_n$ e $\sum BRSBAIA_n$ contratada se encontra no intervalo de ± 5 % em torno do respetivo valor de reserva de regulação secundária estabelecido como necessidade ($RSSUB_h$ e $RSBAI_h$):

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

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

No caso de existir igualdade de custo entre várias ofertas no fecho da contratação, reparte-se 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, pode solicitar a alteração da Unidade Física que presta esse serviço, desde que as mesmas sejam equivalentes do ponto de vista técnico e operacional.

Para o efeito, o Agente de Mercado deve 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. O pedido de troca deve ser aceite desde que seja tecnicamente válido. A GGS confirma ou recusa o pedido até ao minuto estabelecido em Aviso da GGS.

8 — Mecanismos excecionais de atribuição de banda de regulação secundária:

Em situações de emergência para o sistema, na ausência de ofertas de banda de regulação secundária suficientes ou, indisponibilidade do sistema informático, a GGS pode adotar as decisões que considere mais oportunas para a utilização da reserva secundária disponível no sistema, justificando posteriormente as suas atuações aos agentes afetados e à ERSE, sem prejuízo das retribuições a que haja lugar pela referida prestação do serviço e pelas modificações dos programas de produção que sejam necessárias ao cumprimento das bandas de regulação requeridas extraordinariamente por unidade física.

Adicionalmente, sempre que os resultados do mercado organizado impliquem transições na interligação superiores a 600 MW, a GGS pode ver-se na contingência de solicitar banda de regulação secundária excecional que obedece à fórmula empírica $6x\sqrt{P_{max}}$, utilizada no passado pela UCTE perante grandes variações do consumo, onde P_{max} representa a transição horária na interligação verificada entre a hora h-1 e a hora h.

A contratação de banda extraordinária não fica obrigada ao critério de rácio entre as reservas de regulação secundária a subir e a baixar.

A banda de potência, e as alterações à programação que sejam necessárias para obter a reserva secundária requerida, valorizam-se, respetivamente, a 115 % do preço marginal de banda de regulação secundária, limitado a um valor máximo regulado pela ERSE, e a 115 % do preço marginal do mercado diário, quando se tratem de redespachos a subir, e ao preço de recompra equivalente a 85 % do preço marginal do mercado diário, quando se tratem de redespachos para baixar, desde que os preços resultantes sejam respetivamente superiores ou inferiores aos correspondentes preços de reserva de regulação, caso contrário, aplicam-se os preços de reserva de regulação segundo cada sentido de regulação. No entanto, caso o preço de encontro do mercado diário seja negativo limita-se a valorização dos redespachos a subir a um preço máximo de 115 % da média dos últimos sete preços positivos tendo em conta a hora homóloga.

Na ausência de preço marginal de banda de regulação secundária devida à inexistência de ofertas, a atribuição de banda de regulação pela GGS, é valorizada ao preço médio aritmético da banda de regulação secundária, tendo em conta a hora homóloga dos sete dias anteriores.

9 — Processo de coordenação de desvios:

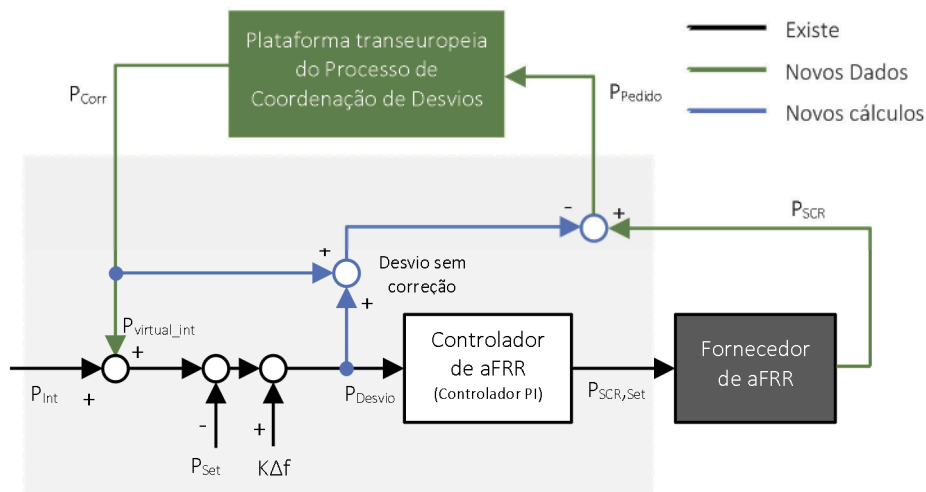
Conforme estabelecido no Regulamento EB, a GGS aderiu aos processos europeus de coordenação de desvios entre sistemas, por forma a reduzir as mobilizações globais de energia de regulação secundária.

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

- 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 devem 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 do processo de coordenação de desvios entre sistemas, para cada ciclo de otimização, comunica 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 é 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, é 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 do processo de coordenação de desvios 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 contacto cr 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 ;
- $E_{Exp}(t,m)$ — 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 do processo de coordenação de desvios fica refletido no cálculo do preço do desvio, de acordo com o estabelecido no ponto 6.2 do procedimento n.º 22.

Todos os pagamentos ou recebimentos posteriores aos 7 (sete) meses previstos para acertar, no presente documento, são considerados custos ou proveitos permitidos da atividade da GGS.

9.2 — Liquidação e Faturação:

Os procedimentos de liquidação e faturação devidos pela participação no processo de coordenação de desvios ficam estabelecidos em Aviso da GGS.

10 — Valorização do serviço de regulação secundária:

10.1 — Banda de regulação secundária contratada:

No mercado de contratação da banda de regulação secundária definido no ponto 5 do presente Procedimento, a banda de regulação contratada a cada Unidade Física valoriza-se ao preço da última oferta aceite em cada período de programação.

No mercado adicional de banda de regulação secundária definido no ponto 8 do presente Procedimento, a banda de regulação contratada a cada Unidade Física, por cada período de 15 minutos, valoriza-se ao preço da última oferta aceite em cada período quarto-horário.

Nas situações em que o preço médio trimestral da banda de regulação secundária auferido pelos agentes de mercado da área portuguesa do MIBEL supera o preço médio trimestral do serviço equivalente na área espanhola do MIBEL, para efeitos de liquidação aos agentes de mercado na área portuguesa, é apurada uma curva trimestral de preços horários ajustados que deverá cumprir a seguinte regra:

$$PMBR'(h)_{PT} = \text{mínimo}(PMBR(h)_{PT}; PMBR'(h)_{ES})$$

onde:

$PMBR'(h)_{PT}$ — Preço marginal ajustado da banda de regulação em Portugal, para o período de liquidação h ;

$PMBR(h)_{PT}$ — Preço marginal da banda de regulação em Portugal, para o período de liquidação h , resultante do mercado de contratação da banda de regulação secundária definido no ponto 5 do presente Procedimento.

Para efeitos de cálculo da curva de preços horários ajustados, o preço horário na área espanhola do MIBEL é limitado a 120 % (cento e vinte por cento) do custo marginal estimado de produção de uma central de ciclo combinado a gás natural, apurado e publicado trimestralmente pela GGS, nos termos do Procedimento n.º 28:

$$PMBR'(h)_{ES} = \text{mínimo}(PMBR(h)_{ES}; 1,2 \times Cmg_t^{CCGT})$$

onde:

$PMBR'(h)_{ES}$ — Preço marginal ajustado da banda de regulação em Espanha, para o período de liquidação h ;

$PMBR(h)_{ES}$ — Preço marginal da banda de regulação em Espanha, para o período de liquidação h ;

Cmg_t^{CCGT} — Custo marginal estimado de central CCGT através da metodologia descrita no Procedimento n.º 28, para o período trimestral t .

Assim, todas as valorizações afetas ao preço marginal de banda de regulação são revistas trimestralmente de acordo com o preço marginal ajustado da banda de regulação, que resulta da aplicação do mecanismo de ajustamento estabelecido nos parágrafos anteriores.

10.2 — Energia de regulação secundária mobilizada:

A energia resultante da mobilização de reserva de regulação secundária, contratada por unidade física, contabiliza-se num programa, designado por Programa Horário de Secundária (PHS), determinado pela diferença entre o integral das solicitações de regulação secundária enviadas pelo regulador central à unidade física em telerregulação (ISE), e a respetiva distribuição quarto-horária Programa Horário Operativo do Regulador Central, por unidade física (PBF).

Sempre que a produção ou consumo verificado está fora da tolerância (10 %) o PHS=0 e considera-se a unidade física em incumprimento total por não estar a seguir o sinal emitido pelo regulado central:

$$\begin{cases} |PV(15min,uf)-ISE(15min,uf)| \leq 0.1 \times |ISE(15min,uf)-PBF(15min,uf)|, & \text{para a Produção} \\ |CV(15min,uf)-ISE(15min,uf)| \leq 0.1 \times |ISE(15min,uf)-PBF(15min,uf)|, & \text{para o Consumo} \end{cases}$$

com:

$PV(15min,uf)$ — Produção verificada quarto-horário, da unidade física uf;

$CV(15min,uf)$ — Consumo verificado quarto-horário, da unidade física uf.

Sempre que uma unidade física é constituída por mais do que um grupo, o Programa Horário Operativo do Regulador Central, reflete apenas a energia dos grupos com o serviço de telerregulação ativo, o que pode motivar diferenças entre o Programa Horário Operativo do Regulador Central e Programa Horário Operativo Final. A diferença é tida em conta na determinação do desvio.

Os limites máximo e mínimo da unidade física para o serviço de telerregulação, estabelecidos pelo Agente de Mercado, também podem motivar um Programa Horário Operativo do Regulador Central diferente do Programa Horário Operativo Final. A diferença também é tida em conta na determinação do desvio.

Na segunda parcela, o que exceder o valor considerado, é tido em conta na determinação do desvio afeto à Área de Ofertas onde se encontra inserida a unidade física em telerregulação.

Todo o PHS que exceder a energia correspondente à banda de regulação atribuída por unidade física, contratada para a prestação do serviço de regulação secundária, pressupõe atribuição extraordinária de banda de regulação, a valorizar de acordo com o estabelecido no ponto 9 do presente Procedimento.

Para efeitos de valorização, a energia de regulação secundária é contabilizada por Área de Ofertas, tendo em conta a soma algébrica dos PHS afetos às unidades físicas em telerregulação contidas na Área de Ofertas.

A energia de regulação secundária contabilizada por Área de Ofertas, valoriza-se ao preço da última oferta de reserva de regulação mobilizada em cada período de programação, segundo o respetivo sentido de regulação, para substituir ou completar a regulação secundária verificada.

Na ausência de preço de reserva de regulação associado a um determinado sentido de regulação, considera-se o preço devido à reserva de regulação que seria necessário mobilizar, para repor a regulação secundária verificada por Área de Ofertas ou, conjunto de Área de Ofertas com o mesmo sentido de regulação, a partir da respetiva curva de ofertas de reserva de regulação do sistema.

10.3 — Incumprimentos do serviço de regulação secundária:

Uma Unidade Física encontra-se em incumprimento na prestação do serviço de regulação secundária durante determinado período de liquidação h, sempre que, por causas imputáveis ao respetivo Agente de Mercado, não estabeleça na íntegra a banda de regulação secundária contratada e/ou falhe no seguimento do sinal de controlo emitido pelo regulador central da GGS.

Todo o Agente de Mercado, com unidades físicas em incumprimento na prestação do serviço de regulação secundária, incorre por unidade física e incumprimento verificado por período de liquidação h, no seguinte encargo:

$$VIBRA(h,uf) = K_i \times \left(\sum_{15min \in h} IBRSA(15min,uf) + IBRBA(15min,uf) \right) \times PMBR(h)$$



onde:

VIBRA(h,uf) — Valorização do incumprimento afeto à Banda de Regulação Atribuída para o período de liquidação h, à unidade física uf;

K_i — Coeficiente de incumprimento que assume o valor de 1,5;

IBRSA(15min,uf) — Incumprimento afeto à Banda de Regulação a Subir Atribuída para cada período de 15 minutos, à unidade física uf;

onde:

$$\text{IBRSA}(15 \text{ min},uf)=\text{Máx}(|\text{BRSA}(15 \text{ min},uf)|-|\text{BRSD}(15 \text{ min},uf)|,0)$$

com:

BRSA(15min,uf) — Banda de Regulação a Subir Atribuída no período de 15 minutos, à unidade física uf;

BRSD(15min,uf) — Banda de Regulação a Subir Disponibilizada no período de 15 minutos, pela unidade física uf:

$$\text{BRSD}(15 \text{ min},uf)=\text{Máx}(\text{PM}(15 \text{ min},uf)-\text{PBase}(15 \text{ min},uf),0) \times \text{FT}(15 \text{ min},uf)$$

onde:

PM(15min,uf) — Potência máxima média quarto-horária recebida no ELT (Equipamento Local de Telerregulação) quando a flag de telerregulação está a 1, afeta à unidade física uf;

PBase(15min,uf) — Programa Base médio quarto-horário do regulador central quando a flag de telerregulação está a 1, afeto à unidade física uf;

FT(15min,uf) — Fração de tempo quarto-horária em que a flag de telerregulação está a 1.

A flag de telerregulação assume o valor 1 quando a unidade física segue o sinal, caso contrário assume o valor 0.

IBRBA(15min,uf) — Incumprimento afeto à Banda de Regulação a Baixar atribuída para o período de 15 minutos, à unidade física uf;

onde:

$$\text{IBRBA}(15 \text{ min},uf)=\text{Máx}(|\text{BRBA}(15 \text{ min},uf)| - |\text{BRBD}(15 \text{ min},uf)|,0)$$

com:

BRBA(15min,uf) — Banda de Regulação a Baixar Atribuída para o período de 15 minutos, à unidade física uf;

BRBD(h,uf) — Banda de Regulação a Baixar Disponibilizada durante o período de 15 minutos, pela unidade física uf:

$$\text{BRBD}(15 \text{ min},uf)=\text{Máx}(\text{PBF}(15 \text{ min},uf) - \text{MT}(15 \text{ min},uf),0) \times \text{FT}(15 \text{ min},uf)$$

onde:

PBF(15min,uf) — Programa Base médio quarto-horário do regulador central quando a flag de telerregulação está a 1, afeto à unidade física uf;

MT(15min,uf) — Potência mínima média quarto-horária do ELT quando a flag de telerregulação está a 1, afeto à unidade física uf;

FT(15min,uf) — Fração de tempo quarto-horária durante a qual a flag de telerregulação está a 1, para a unidade física uf;

PMBR(h) — Preço Marginal da banda de Regulação, resultante do mercado de regulação secundária, para o período de liquidação h.

Nota. — Na sua ausência considera-se a média aritmética, dos preços de banda de regulação dos últimos sete dias, para o mesmo período de liquidação.

Quando as bandas de regulação a subir e a baixar disponíveis são nulas, estamos perante um incumprimento total. Não existe incumprimento, quando as bandas de regulação a subir e a baixar disponíveis são iguais ou superiores às respetivas bandas de regulação atribuídas. Nas demais situações verifica-se incumprimento parcial.

11 — Controlo da resposta:

O controlo da resposta de regulação realiza-se 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 incorre o Agente de Mercado, perante incumprimentos de banda e falta de qualidade da resposta, encontram-se dispostos nos pontos anteriores.

11.1 — Tempo de resposta:

Segundo as regras da ENTSO-E, o ciclo de tempo para o controlador automático deve-se encontrar compreendido entre um e os cinco segundos, com o objetivo de minimizar o tempo gasto entre uma ocorrência, a reação e a resposta.

O regulador central deve ser do tipo proporcional — integral, fixando-se a constante de tempo de seguimento da resposta em 30 segundos.

11.2 — Intervalos de regulação:

Segundo o Regulamento da Rede de Transporte «Os grupos térmicos previstos para telerregulação devem ser capazes de variar continuamente a sua potência numa banda correspondente a, pelo menos, 10 % da sua potência nominal, dentro da sua gama de potência de funcionamento e para além da banda disponível para regulação primária.

Para os grupos hidráulicos esta banda de regulação deve ser de, pelo menos, 30 % da potência nominal».

12 — Divulgação de informação:

No âmbito da prestação de informação referente ao mercado de serviços de sistema, a GGS divulga na sua página na Internet, a seguinte informação relativa às matérias e prazos assinalados:

12.1 — Banda de Regulação Secundária:

a) Necessidades de Banda de regulação secundária a subir e a baixar publicadas pela GGS, em cada período de programação do dia d (a publicar em d+1);

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) Preço marginal da banda de regulação secundária, em cada período de programação do dia d (a publicar em d+1);

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) Cotas horárias de banda de regulação secundária atribuída por Unidade Física, do dia d (a publicar em d+30);

f) Ofertas de banda de regulação secundária, do dia d (a publicar em d+30).

12.2 — Energia de regulação secundária:

a) Energia de regulação secundária a subir e a baixar, resultante do seguimento do regulador central, em cada período de programação do dia d (a publicar em d+1);

b) Preços a aplicar respetivamente, na valorização das energias de regulação secundária a subir e a baixar, em cada período de programação do dia d (a publicar em d+1);

c) Cotas horárias de energia de regulação secundária produzida, a subir e a baixar, por Unidade Física, do dia d (a publicar em d+30).

Procedimento n.º 13

Reserva de regulação

1 — Âmbito:

Este Procedimento define o serviço de Reserva de Regulação e determina quer as necessidades de Reserva de Regulação do SEN, quer a respetiva metodologia de mobilização das Áreas de Ofertas 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 Ofertas que pode ser mobilizada, através de instruções de despacho.

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 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 e secundária existentes.

A restituição dos níveis de reserva de regulação primária e secundária deve ser garantida, através da emissão de instruções de despacho, com uma antecedência que permita a sua execução, de acordo com os parâmetros dinâmicos das Unidades Físicas a mobilizar que integram a Área de Ofertas.

Em relação à Unidades Físicas de produção/bombagem, considera-se tecnicamente exequível, a potência ativa a subir ou a baixar que uma determinada Unidade Física pode variar, respeitando os seus parâmetros dinâmicos e condições de operação das Unidades Físicas tais como quedas nos aproveitamentos hidroelétricos e temperaturas ambientes nas centrais termoelétricas.

Estabelece-se, como princípio, que a participação de cada Área de Ofertas, na reserva de regulação total estabelecida no SEN, é determinada, tendo como base, um mercado de ofertas de reserva de regulação.

Nas situações em que, por motivo de segurança, a contratação de reserva de regulação não se possa realizar com base em critérios económicos, aplicam-se os mecanismos de emergência estabelecidos no presente Manual de Procedimentos.

3 — Identificação das necessidades:

A GGS, atendendo a cada situação particular de exploração, e tendo por base os critérios referidos no Procedimento n.º 6, estabelece o valor da reserva de regulação mínima necessária no sistema, para cada período de programação do dia seguinte.

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 Ofertas, correspondentes a instalações de produção ou a instalações de consumo para bombagem ou armazenamento.

Os Agentes de Mercado acima identificados, estão 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 Ofertas, 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:

Imediatamente após a publicação dos resultados do mercado da banda de regulação secundária, e até às 20:00 horas do dia anterior a que respeitam, os Agentes de Mercado devem colocar à disposição da GGS a informação relativa à reserva de regulação, tanto para baixar como para subir, em forma de ofertas de reserva de regulação a subir e/ou a baixar.

Os Agentes de Mercado, para as áreas de ofertas correspondentes a instalações de produção ou a instalações de consumo para bombagem, devem oferecer, para cada período de programação, toda a sua reserva de regulação exequível, tanto para subir como para baixar, em MW, e o preço da energia correspondente em €/MWh.

O preço de oferta pela mobilização de reserva de regulação para baixar tem carácter de preço de recompra da energia não produzida equivalente.

As ofertas de reserva de regulação poderão estar limitadas em energia, designadamente devido a limitações de abastecimento de combustível ou inexistência de água nos empreendimentos hídricos, pelo que a contratação num determinado período de liquidação, pode implicar a anulação ou modificação da oferta para os períodos de liquidação subsequentes.

As ofertas de reserva de regulação devem respeitar as limitações de valor máximo e mínimo impostas pela GGS na sequência da validação técnica anteriormente efetuada, as declarações de disponibilidade, e a Banda de Regulação Secundária contratada em cada Unidade Física.

A GGS, em situações excepcionais, pode adiar o fecho do período de receção das ofertas de reserva de regulação, devendo informar os Agentes de Mercado da referida modificação. As formas de comunicação são definidas por Aviso da GGS.

As ofertas apresentadas por outros operadores de redes de transporte ao abrigo do mecanismo de troca de reserva de regulação, devem cumprir as disposições estabelecidas no mecanismo de contratação celebrado entre os operadores de redes de transporte ao abrigo do ponto 8.

6 — Atualização das ofertas de reserva de regulação:

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

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

a) Participação no mercado intradiário contínuo ou nas sessões do mercado intradiário que conduz à alteração da reserva de regulação disponível, obrigando a Área de Ofertas 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;

b) Indisponibilidades fortuitas. Para alteração da curva de ofertas devida à submissão de uma declaração de indisponibilidade de instalações, a modificação de Ofertas de Reserva de Regulação corresponde à remoção/introdução de pares de potência e preço para a Área de Ofertas em causa. Para efeitos de incorporação no processo de validação das Ofertas de Reserva de Regulação, as indisponibilidades devem ser comunicadas até 50 minutos antes do período de programação;

c) 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 Ofertas, obrigando a Área de Ofertas 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 ofertas 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 devem 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 devem ser apresentadas até 5 minutos após a sua publicação.

Existindo 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 continuam 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 são corrigidas tendo em conta a nova versão dos resultados das sessões do mercado intradiário por parte do ONME.

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

Ao minuto 10 de cada hora, a GGS verifica 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 procede 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 podem atualizar, para cada período de programação, as ofertas de Reserva de Regulação após o mercado de reservas 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 verifica 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 Ofertas;
- c) A Banda de Regulação Secundária que esteja atribuída as Unidades Físicas que compõem a Área de Ofertas;
- 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 procede 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 retira 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 é 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.

7.1 — Validação das ofertas das unidades físicas ligadas à rede de distribuição:

O operador da rede de distribuição à qual uma unidade física prestadora do serviço de reserva de regulação esteja ligada (e ao operador da rede intermediária entre esta e a rede de transporte) tem a possibilidade de estabelecer limites ao fornecimento dessa reserva, permanentes ou temporários, com base em razões técnicas como a localização geográfica dos grupos ou unidades fornecedoras de reserva.

Esta avaliação pelo ORD é feita em cooperação com a GGS, previamente à ativação das reservas. Os procedimentos de troca de informação e de tomada de decisão devem ser acordados entre a GGS e o ORD, atendendo ao cumprimento dos prazos de ativação.

8 — Contratação de reserva de regulação:

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

- a) A GGS mobiliza a prestação deste serviço com critérios de custo mínimo, tendo em conta as ofertas existentes no momento de proceder à sua mobilização;
- b) Só são tidas em consideração as ofertas que tenham um preço superior ou igual a zero;
- c) São mobilizadas ofertas de potência (MW) e não de energia;
- d) O processo de mobilização abrange um determinado período de programação;
- 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) No caso da mobilização dum oferta de regulação originar uma restrição técnica no sistema, esta não é mobilizada;
- g) Quando se mobiliza uma Área de Ofertas num determinado sentido de regulação, se posteriormente dentro da mesma hora existir a necessidade de mobilizar energia de regulação em sentido contrário, mobiliza-se esta última em primeiro lugar, reduzindo-se de seguida as anteriormente mobilizadas e só depois as de sentido contrário. Os direitos de cobrança ou as obrigações de pagamento são unicamente pela energia efetivamente mobilizada;
- h) Respeitam-se os parâmetros dinâmicos das instalações associadas à Área de Ofertas, nomeadamente os gradientes de subida e descida das instalações que a constituem;
- i) Na eventualidade de estar esgotada a reserva de regulação apresentada pelos Agentes de Mercado e por outro operador de rede de transporte, ou para solucionar uma restrição técnica, a

GGs pode mobilizar reserva associada a uma Área de Ofertas que não tenha apresentado oferta e que seja exequível sendo esta valorizada ao preço marginal do mercado diário. No entanto, caso o preço de encontro do mercado diário seja negativo e se mobilize reserva de regulação a subir, não declarada, a mesma é valorizada à média a preço médio dos últimos sete dias com preços positivos tendo em conta a hora homóloga, limitado ao preço marginal de reserva de regulação a subir;

j) No caso das centrais térmicas, tem-se em conta o tempo mínimo de permanência e de paragem dos grupos, considerando-se como tempo mínimo as 4 horas.

9 — Mecanismos excecionais de atribuição de reserva de regulação:

Em situações de emergência para o sistema, na ausência de ofertas de reserva de regulação suficientes, ou indisponibilidade do sistema informático de gestão, a GGS pode adotar as decisões que considere mais oportunas para a utilização da reserva de regulação disponível no sistema, justificando posteriormente as suas atuações aos agentes afetados e à ERSE, sem prejuízo das retribuições a que haja lugar pela referida prestação do serviço e pelas modificações dos programas de produção que sejam necessárias.

10 — 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 são devidamente assinaladas e não intervêm 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 no 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 é valorizada ao preço marginal do mercado diário da respetiva hora, e não é tida em conta para definição do preço do serviço de Reserva de Regulação.

11 — Controlo da resposta:

A GGS comprova o cumprimento do requisito solicitado de regulação em energia e potência.

a) Em energia, como a diferença entre a energia entregue ou recebida pela Área de Ofertas, conforme a mobilização solicitada, e o Programa Horário Operativo Final;

b) Em potência, pelo registo dos valores de potência ativa injetada/consumida pela Área de Ofertas/Unidade Física, conforme a mobilização solicitada, registados no sistema de controlo da GGS, considerando-se cumprido se alcançar o valor requerido antes do instante indicado na informação enviada ao respetivo Agente de Mercado.

12 — Incumprimento:

Em caso de incumprimento, em termos de potência, das instruções de despacho emitidas pela GGS, as penalidades aplicáveis são as previstas no ponto 8 do Procedimento n.º 22.

13 — Reserva de regulação em períodos de ensaio de disponibilidade:

A GGS, ao abrigo do disposto na Portaria n.º 172/2013, de 3 de maio, na redação vigente, pode realizar ensaios de disponibilidade aos centros eletroprodutores abrangidos pela aplicação da portaria em apreço, mediante a emissão de instruções de potência para determinado período de liquidação.

As instruções de potência emitidas pela GGS no âmbito de um ensaio de disponibilidade são devidamente assinaladas e não intervêm na formação do preço de reserva de regulação, sendo valorizadas de acordo com o estabelecido na referida portaria.

14 — Divulgação de informação:

No âmbito da prestação de informação referente ao mercado de serviços de sistema, a GGS divulga na sua página na Internet a seguinte informação relativa às matérias e prazos assinalados:

- a) Energia de reserva de regulação a subir e a baixar, resultante da mobilização de reserva de regulação, em cada hora do dia *d* (a publicar em *d*+1);
- b) Preços marginais da energia de reserva de regulação a subir e a baixar, em cada hora do dia *d* (a publicar em *d*+1);
- c) Cotas horárias de energia de reserva de regulação resultantes da mobilização de reserva de regulação, a subir e a baixar, por Área de Ofertas, no dia *d* (a publicar em *d*+30);
- d) Ofertas de reserva de regulação, no dia *d* (a publicar em *d*+30).

Procedimento n.º 14

Reservas de reposição

1 — Âmbito:

Este Procedimento define o serviço de Reservas de Reposição (RR) e determina quer as necessidades de Reservas de Reposição do SEN, quer a respetiva metodologia de mobilização das Áreas de Ofertas que prestam este serviço, para além da correspondente valorização.

O serviço de Reservas de Reposição é estabelecido no Regulamento EB, que estabelece orientações relativas ao equilíbrio do sistema elétrico em especial do artigo 19.º do referido regulamento, que detalha a 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 Ofertas.

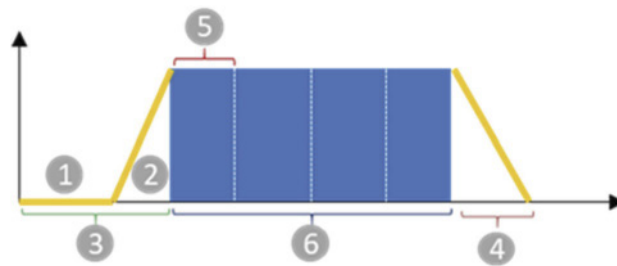
Sem prejuízo das características apresentadas nos pontos seguintes, para efeitos da aplicação do presente Procedimento, as Ofertas de Reservas de Reposição devem ser do tipo ligada no tempo devendo os quatro períodos de entrega serem exatamente iguais quer em termos de preço e quantidade. Caso não seja respeitado esta restrição, a oferta de Reservas de Reposição é 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 descritas na tabela e figura seguinte e resultam, (i) da proposta dos ORT relativa ao enquadramento de implantação de uma plataforma europeia de troca de energia de regulação proveniente de reservas de reposição, prevista no artigo 19.º do Regulamento EB e aprovada pela ERSE na redação vigente e (ii) da Decisão ACER 01/2020, de 24 de janeiro, da Decisão ACER 11/2020, de 17 de junho e da Decisão ACER 03/2022, de 25 de fevereiro.



Característica	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 Ofertas.
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 Área de Ofertas.
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.
Preço Mínimo e Máximo	A resolução mínimo é 1 cêntimo de euro por MWh. Estabelecidos por Decisão da ACER. A Decisão 1/2020 definiu como limites os valores de -/+ 99 999 €/MWh. Segundo o disposto na Decisão ACER 3/2022, de 25 de fevereiro, a partir de 01.07.2022, durante um período transitório máximo de 48 meses, aqueles limites são alterados para -/+ 15 000 €/MWh. Esses limites são, no entanto, alterados se o valor máximo do Mercado Intradário europeu (« <i>Single intraday coupling</i> ») ultrapassar o limite estabelecido de 9 999 €/MWh. O incremento de ambos os limites (-/+) é igual ao excesso verificado no preço do mercado intradiário acima dos 9 999 €/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, têm 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 podem 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 outorga a todas as unidades físicas que demonstrem capacidade técnica e operativa para prestar este serviço nas condições requeridas.

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

A GGS pode 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, devem 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 devem avaliar 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, estabelece as necessidades de Reservas de Reposição que são submetidas para a plataforma transeuropeia que assegura a contratação de Reservas de Reposição. Na definição das necessidades de Reservas de Reposição, o ORT deve 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 têm as seguintes características:

Característica	Descrição
Quantidade mínima	1 MW.
Quantidade máxima	A quantidade máxima das necessidades solicitadas pelo ORT deve 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 pode 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 pode submeter necessidades inelásticas ou elásticas.
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 tem a resolução de 1 MW.
Resolução temporal	15 minutos.

Consideram-se necessidades:

- a) Inelásticas, as necessidades apresentadas pelo ORT apenas indicando o volume;
- b) Elásticas, as necessidades apresentadas pelo ORT indicando o volume e o preço.

A metodologia de definição dos preços das necessidades elásticas apresentada pelo ORT deve ter em consideração os seguintes princípios:

- a) Ter em conta a informação histórica do funcionamento dos mercados de serviços de sistema e dos mercados diário e intradiário ou, em alternativa, informação dos diversos mercados, relativa ao período de entrega em causa;

- b) Possibilidade de incorporação de componentes adicionais na definição do preço das necessidades elásticas por forma a refletir a incerteza da operação do SEN, a situação de operação do SEN ou integrar incerteza na determinação dos preços das necessidades apresentadas pelo ORT;
- c) Salvaguardar a segurança de abastecimento do SEN.

A metodologia de definição do preço apresentado nas necessidades elásticas não é pública e está sujeita a aprovação da ERSE por iniciativa do ORT ou da ERSE, podendo conter:

- a) Periodicidade da atualização dos preços das necessidades elásticas;
- b) Metodologia de definição dos preços das necessidades elásticas;
- c) Mecanismo de contingência a ser utilizado na definição dos preços das necessidades elásticas;
- d) Possibilidade de apresentação de necessidades inelásticas.

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 Ofertas 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 são sinalizadas como indisponíveis. As ofertas indisponíveis não são 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 devem ser repercutidos no Procedimento n.º 22.

A imposição desta restrição não cria 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 trânsitos 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 ofertas 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 são faturados entre os ORT, isto é, o valor económico associado às trocas de energia através da interligação, utilizado para gerar as correspondentes faturas.

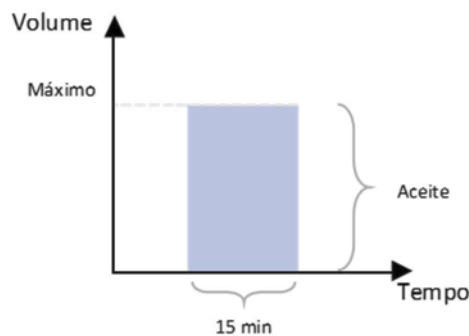
As Ofertas de Reservas de Reposição submetidas pelos Agentes de Mercado são encaminhadas pelo ORT para a plataforma transeuropeia que gere o processo de contratação de Reservas de Reposição. São identificadas como indisponíveis as ofertas de Reservas de Reposição que:

- 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.



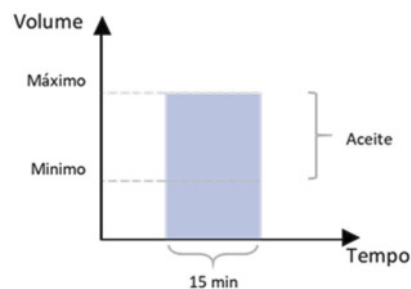
Se a oferta for aceite, a quantidade aceite será menor ou igual à quantidade máxima oferecida e maior que zero. Se a oferta for rejeitada, o volume aceite será zero. As características de oferta totalmente divisíveis são definidas na tabela seguinte.

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.

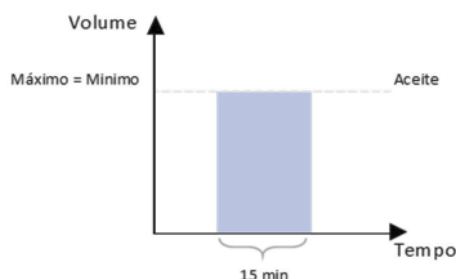


Se a oferta for aceite, a quantidade aceite será menor ou igual à quantidade máxima oferecida e maior ou igual à quantidade mínima. Se a oferta for rejeitada, o volume aceite será zero. As características de oferta parcialmente divisíveis são definidas na tabela seguinte.

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:

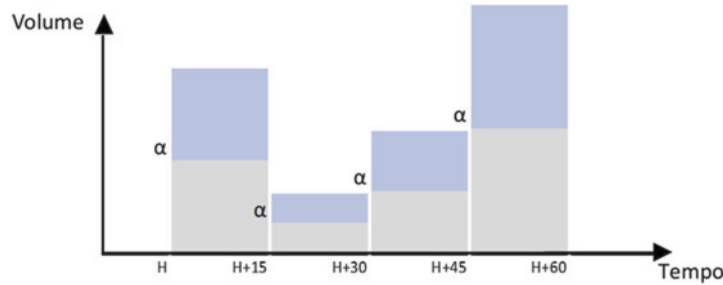
As ofertas ligadas no tempo são ofertas de Reservas de Reposição para as quais a mesma taxa de aceitação α é considerada pelo processo transeuropeu de contratação de Reservas de Reposição. A taxa de aceitação α corresponde ao rácio entre a quantidade de uma oferta e o máximo volume oferecido. Portanto, 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;
- q_i — Corresponde ao volume aceite da oferta;
- Q_i^{\max} — Corresponde ao volume máximo da oferta.

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:

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	$Q_{max\ 1}$ $Q_{max\ 2}$ $Q_{max\ 3}$ $Q_{max\ 4}$	$Q_{min\ 1}$ $Q_{min\ 2}$ $Q_{min\ 3}$ $Q_{min\ 4}$	P1 P2 P3 P4	[H; H+15] [H+15; H+30] [H+30; H+45] [H+45; H+60]	N/A

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

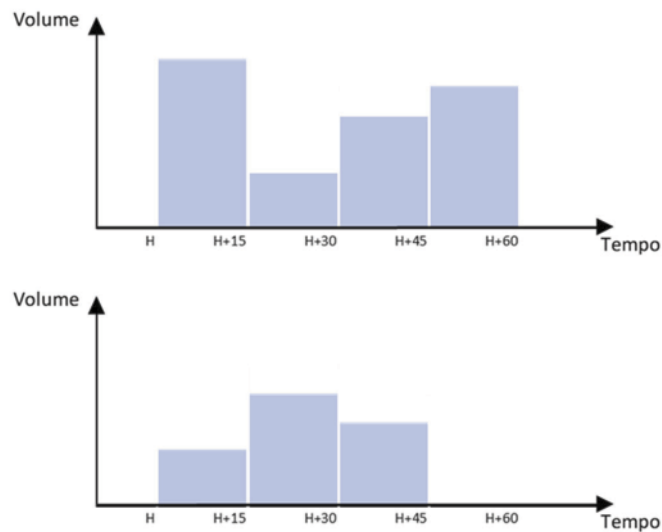
6.2.5 — Ofertas Exclusivas em Volume ou no Tempo:

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:

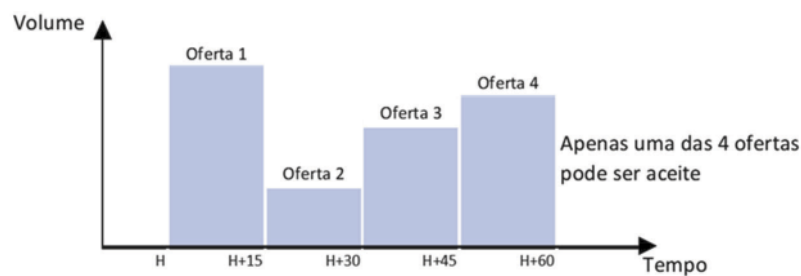
As ofertas exclusivas na quantidade podem ser ou totalmente divisíveis, parcialmente divisíveis, indivisíveis, ou ligadas no tempo oferecidas como uma curva, e podem ter diferentes sentidos, isto é, a subir e/ou a baixar. Estas ofertas podem ter diferentes quantidades e/ou preços, mas não podem ser em 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:

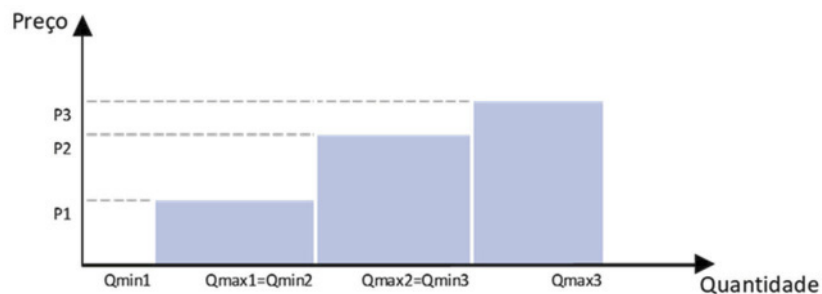
As ofertas exclusivas no tempo podem ser totalmente divisíveis, parcialmente divisíveis ou indivisíveis, e podem ter sentidos diferentes, isto é, a subir e/ou a baixar.

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 verifica, para cada Área de Ofertas:

- 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 predefinidos 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 rejeita, para o período de programação e Área de Ofertas 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 verifica 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 Ofertas;
- c) A Banda de Regulação Secundária que esteja atribuída às Unidades Físicas que compõem a Área de Ofertas;
- d) As limitações impostas pela GGS na sequência de identificação de restrições técnicas.

Caso seja detetada uma incoerência na informação disponível, a GGS procede 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 coloca 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.

6.3.3 — Validação das ofertas das unidades físicas ligadas à rede de distribuição:

O operador da rede de distribuição à qual uma unidade física prestadora do serviço de reserva de reposição esteja ligada (e ao operador da rede intermediária entre esta e a rede de transporte) tem a possibilidade de estabelecer limites ao fornecimento dessa reserva, permanentes ou temporários, com base em razões técnicas como a localização geográfica dos grupos ou unidades fornecedoras de reserva.

Esta avaliação pelo ORD é feita em cooperação com a GGS, previamente à ativação das reservas. Os procedimentos de troca de informação e de tomada de decisão devem ser acordados entre a GGS e o ORD, atendendo ao cumprimento dos prazos de ativação.

6.4 — Marcação de uma Oferta como Indisponível:

O ORT pode marcar algumas ofertas como indisponíveis para ativação na plataforma transeuropeia se constatar que as ofertas disponíveis para o mercado de Reservas de Regulação não são 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, que as ativa nacionalmente.

O ORT deverá publicar na sua página de Internet documentação que descreva 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 for superior à capacidade de interligação. Nesta situação, a plataforma transeuropeia que assegura o processo transeuropeu de contratação de Reservas de Reposição deve, 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 são 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 comunica 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 informa os diversos Agentes de Mercado que o processo de contratação de Reservas de Reposição foi suspenso e que não são contratadas Reservas de Reposição para o período de entrega em causa, sendo que o ORT satisfaz 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 pode suspender a contratação de Reservas de Reposição desenvolvendo os melhores esforços para abreviar o tempo em que essa suspensão vigorar.

O Agente de Mercado não pode 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 envia 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, são comunicados aos Agentes de Mercado as contratações de Reservas de Reposição.

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

O Agente de Mercado deve 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 devem 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 Reservas de Reposição não ocorra antes do minuto 35 de cada hora, a GGS considera 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, mobiliza 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 e 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 considera-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 são tratadas nos termos previstos no Procedimento n.º 22.

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

12 — Valorização do serviço de reservas de reposição:

A energia de reservas de reposição resultante das ofertas de reservas de reposição ativadas, bem como das necessidades de reservas de reposição satisfeitas, valoriza-se, 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 é 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 ponto 8 do Procedimento n.º 22.

14 — Divulgação de informação:

No âmbito da prestação de informação referente ao mercado de serviços de sistema, a GGS divulga na sua página 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 Ofertas, 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).

Procedimento n.º 15

Banda de reserva de regulação

1 — Âmbito:

Este Procedimento estabelece as regras relativas ao funcionamento da Banda de Reserva de Regulação, a prestar pelos consumidores de energia elétrica habilitados a prestar o serviço, bem como o regime retributivo do referido serviço e as penalizações associadas a eventuais incumprimentos.

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 exista uma quantidade mínima de reserva terciária por forma a fazer face a incertezas associadas à geração e ao consumo, com o objetivo de manter dentro dos limites do razoável, o desvio da interligação com Espanha em relação ao programado.

Caso nos estudos de cobertura, realizados de acordo com os pressupostos do RMSA, evidenciarem a existência no sistema elétrico nacional de índices de cobertura (ICP) inferiores à unidade e as análises de reserva operacional revelarem um LOLE (*Loss of Load Expectation*) maior do que 5, há a necessidade de complementar a reserva operacional do sistema elétrico nacional com banda de reserva de regulação, provida ao sistema por consumidores habilitados para esse efeito, por forma a salvaguardar a segurança de abastecimento do SEN.

Estabelece-se, como princípio, que o serviço adjudicado aos consumidores para a prestação deste serviço, seja submetido (de acordo pelas regras indicadas posteriormente neste capítulo) pelos mesmos sob a forma de ofertas de reserva de regulação, de forma a que as mesmas sejam colocadas na curva de reserva de regulação, passando desta forma a ter um tratamento análogo aos outros prestadores do serviço de Reserva de Regulação no que diz respeito à mobilização da reserva de regulação para equilíbrio do SEN, obrigações e penalizações.

Tal como definido no Procedimento n.º 22, o referencial de liquidação considera negativos os valores afetos a direitos de recebimento dos Agentes de Mercado, e positivos, os valores relativos às obrigações de pagamento dos Agentes de Mercado.

3 — Adesão ao serviço de banda de reserva de regulação:

Os agentes de mercado consumidores que pretendam candidatar-se à prestação do serviço de Banda de Reserva de Regulação devem celebrar previamente um Contrato de Adesão ao Mercado de Serviços de Sistema com a GGS, prestar, caso aplicável, a correspondente caução junto do Gestor Integrado de Garantias (GIG) e iniciar o processo de registo no mercado de contratação de Banda de Reserva de Regulação, cujas regras e procedimentos se encontram descritos no ponto 5.

4 — Processo de habilitação:

As entidades que desejem prestar o serviço de Banda de Reserva de Regulação devem preencher os seguintes requisitos, para cada instalação de consumo:

- a) Ser consumidor em MAT, AT ou MT;
- b) Na eventualidade da instalação consumidora ter associada uma instalação de cogeração ou ser uma Unidade de Produção em Autoconsumo, comprovar a capacidade de redução do consumo sem perda da geração da referida instalação de produção. No caso de uma Unidade

de Produção em Autoconsumo que não utilize a Rede Elétrica de Serviço Público a aferição do cumprimento da prestação do serviço será efetuada pelo saldo entre consumo e produção no ponto de interligação com a rede;

c) Apresentar uma potência elegível (P_{el}), correspondente à potência média anual verificada entre 1 de junho do ano anterior e 31 de maio do ano em curso, determinada pela GGS superior ou igual a 4 MW;

d) Instalar um relé de deslastre por frequência, cujos ajustes são determinados por aviso da GGS, para que o conjunto de consumidores que oferece o serviço de banda de reserva de regulação constitua um escalão de deslastre prévio ao estabelecido para o resto dos consumidores. Em caso de funcionamento automático deste relé de deslastre por frequência em situações de frequência da rede transeuropeia abaixo da estipulada, o mesmo deve ser contabilizado como uma mobilização de Reserva de Regulação e valorizado ao preço do Mercado de Reserva de Regulação. A instalação do relé de deslastre por frequência deve, para instalações consumidoras que tenham associada uma instalação de cogeração ou ser uma Unidade de Produção em Autoconsumo, ser efetuada por forma a assegurar que não existe perda de geração. Para instalações que partilhem o ponto de interligação com cogeneradores que possuem um relé de deslastre por frequência associada às proteções de interligação, deve ser assegurada a respetiva coordenação por forma a permitir que ocorra um deslastre do consumo sem implicar o deslastre de produção ou impedir a respetiva injeção na rede;

e) Instalar os equipamentos de medida em tempo real em conformidade com os requisitos publicados pela GGS;

f) Não desenvolver uma atividade que inclua serviços essenciais em que a mobilização do serviço possa pôr em risco a segurança de pessoas ou bens;

g) Correto funcionamento das comunicações em tempo real entre a Unidade Física e o SCADA da GGS;

h) A inexistência de valores em dívida vencida não regularizada perante a GGS;

i) Cumprir os requisitos estabelecidos para participar no Mercado de Reserva de Regulação (Procedimento n.º 13 do presente Manual).

As entidades que prestam o serviço de Banda de Reserva de Regulação aceitam os registos de oscilografia da GGS para efeitos de verificação do funcionamento do relé de deslastre por frequência, tomados no ponto eletricamente mais próximo da Unidade Física, podendo solicitar esses registos à GGS no caso de um evento de frequência que justifique o acionamento do relé de deslastre.

Em alternativa à aceitação dos registos de oscilografia da GGS, o Agente de Mercado deve assegurar que o relé de deslastre por frequência a instalar ao abrigo da alínea d) integra a função de oscilografia por cada ponto de ligação à RESP. O Agente de Mercado deve fornecer à GGS os respetivos oscilogramas em formato normalizado a definir pela GGS através de Aviso, sempre que a GGS os solicite. A recolha e o arquivo dos oscilogramas são da responsabilidade do Agente de Mercado.

O Agente de Mercado é responsável por adquirir, instalar e manter em bom estado de funcionamento os equipamentos e infraestruturas necessárias para a prestação do serviço de Banda de Reserva de Regulação, bem como suportar os custos associados à sua aquisição, conservação e manutenção.

As Unidades Físicas que podem participar na prestação deste serviço de sistema são aquelas cuja capacidade total de regulação a subir, equivalente a consumo a baixar, seja superior ou igual a 4 MW e obtenham a correspondente habilitação junto da GGS.

A GGS mantém atualizada e pública a lista de Unidades Físicas habilitadas à prestação do serviço de Banda de Reserva de Regulação, na sua página na Internet.

O procedimento de habilitação de uma instalação de consumo para a prestação do serviço desenvolve-se nas seguintes fases:

a) Instrução do pedido de inscrição;

b) Verificação do cumprimento dos requisitos;

- c) Decisão do Processo de Registo;
- d) Processo de habilitação
- e) Ensaios de Habilitação;
- f) Decisão sobre o processo de habilitação.

4.1 — Instrução do pedido de inscrição:

A instrução do pedido de inscrição inicia-se com a submissão de um pedido de adesão à GGS.

O Requerente, além da informação identificada no Capítulo 2 do Procedimento n.º 2, deve prestar a seguinte informação à GGS:

1) Documentação caracterizadora dos consumos de energia elétrica da instalação consumidora verificados entre 1 de junho do ano anterior e 31 de maio do ano em curso:

a) Consumo mensal de energia elétrica e a potência tomada mensal determinada pelas contagens de energia elétrica recolhidas dos equipamentos de contagem, para o referencial de consumo;

b) Quando se trate de uma nova instalação consumidora, a presente informação é substituída pela informação previsional de consumo que em nenhum período pode ultrapassar a potência de ligação contratada pela instalação;

2) Comprovativo que a instalação consumidora está ligada em MAT, AT ou MT;

3) Na eventualidade da instalação consumidora ter associada uma instalação de cogeração ou ser uma Unidade de Produção em Autoconsumo, comprovar a capacidade de redução do consumo sem perda da geração das referidas instalações;

4) Declaração emitida pela DGEG em que a instalação consumidora não é um serviço essencial.

A resposta ao pedido do consumidor é comunicada pela GGS ao Requerente, no prazo de 5 (cinco) dias úteis após a receção do pedido, podendo a mesma assumir uma de duas formas:

a) Pedido completo;

b) Pedido incompleto, carecendo do preenchimento dos requisitos listados, consistindo na apresentação de documentação em falta ou prestação de esclarecimentos adicionais.

O não preenchimento dos requisitos mencionados anteriormente, no prazo de 15 (quinze) dias úteis a contar da resposta da GGS, determina o cancelamento do pedido de adesão.

4.2 — Processo de registo:

Após a receção da documentação mencionada no ponto 4.1, a GGS determina a potência média anual verificada entre 1 de junho do ano anterior e 31 de maio do ano em curso, P_{el} , e verifica, para cada instalação consumidora, que é igual ou superior a 4 MW.

$$P_{el} = \frac{E_{Tot}}{n}$$

onde:

E_{Tot} — Energia total consumida pela instalação consumidora no período compreendido entre 1 de junho do ano anterior e 31 de maio do ano em curso;

N — Número de horas verificadas no período compreendido entre 1 de junho do ano anterior e 31 de maio do ano em curso.

Na eventualidade da instalação consumidora ter associada uma instalação de cogeração ou ser uma Unidade de Produção em Autoconsumo, deve ser realizado um ensaio com a duração de 60 minutos em que se comprova que a produção da instalação de cogeração não é afetada pela redução do consumo da instalação consumidora. A data, hora e potência que a instalação consumidora cumpre durante a realização do ensaio são propostos pelo Agente de Mercado à GGS.

Considera-se que o ensaio atesta que a produção da instalação de cogeração não é afetada pela redução do consumo da instalação consumidora quando a produção durante o ensaio for superior ou igual a produção observada antes da realização do ensaio, isto é:

$$P_{Q3\ H-1} \leq \max(P_{Q1\ H}; P_{Q2\ H}; P_{Q3\ H}; P_{Q4\ H})$$

onde:

$P_{Q3\ H-1}$ — Potência média produzida pela instalação de cogeração associada à instalação consumidora no 3.º quarto de hora da hora anterior ao da realização do ensaio;

$P_{Qn\ H}$ — Potência média produzida pela instalação de cogeração associada à instalação consumidora no quarto de hora n da hora em que ocorreu a realização do ensaio.

4.3 — Decisão do processo de registo:

Na decisão do processo de registo, a GGS deve indicar a potência máxima que a instalação pode oferecer no Mercado de Banda de Reserva de Regulação, P_{of} , que corresponde, salvo o disposto no parágrafo seguinte, à potência média anual verificada entre 1 de junho do ano anterior e 31 de maio do ano em curso. Adicionalmente, comunica as condições técnicas que o potencial Prestador do Serviço deve cumprir caso seja adjudicado no Mercado de Banda de Reserva de Regulação.

Na eventualidade da instalação consumidora ter associada uma instalação de cogeração, o valor da P_{of} corresponde ao valor atestado durante a realização do ensaio estipulado no ponto 4.2 do presente Procedimento que deve ser superior ou igual a 4 MW. Nestas situações o P_{of} é determinado como:

$$P_{of} = P_{Q3\ H-1} - \max(P_{Q1\ H}; P_{Q2\ H}; P_{Q3\ H}; P_{Q4\ H})$$

onde:

$P_{Q3\ H-1}$ — Potência média consumida pela instalação consumidora no 3.º quarto de hora da hora anterior ao da realização do ensaio;

$P_{Qn\ H}$ — Potência média consumida pela instalação consumidora no quarto de hora n da hora em que ocorreu a realização do ensaio.

4.4 — Conclusão do processo de habilitação:

Após a contratação do serviço, o Agente de Mercado a quem tenha sido adjudicada Banda de Reserva de Regulação deve iniciar o processo de habilitação para o início da prestação do serviço, devendo para o efeito prestar a seguinte informação à GGS no prazo máximo de 90 dias após a publicação dos resultados.

A informação relativa às características do Prestador do Serviço e às especificações técnicas das suas instalações, nomeadamente:

a) O esquema unifilar da instalação com a indicação dos equipamentos de contagem, do relé de deslastre por frequência, do Transformador de Tensão que fornece a medida de frequência, dos disjuntores/aparelhos de corte que o relé faz atuar e dos equipamentos de medida em tempo real;

b) Memória descritiva em que se detalha as parametrizações e configurações do relé de deslastre de frequência;

c) Memória descritiva em que se detalha a implementação dos canais de comunicação entre a Unidade Física e o SCADA da GGS;

d) Memória descritiva dos aplicativos necessários para participar no Mercado de Reserva de Regulação;

e) Declaração emitida pelo técnico responsável pela exploração da instalação consumidora a atestar a correta instalação e operacionalidade do relé de deslastre por frequência e dos equipamentos de medida em tempo real.

A resposta ao pedido do consumidor é comunicada pela GGS ao Requerente, no prazo de 5 (cinco) dias úteis após a receção do pedido, podendo a mesma assumir uma de duas formas:

- a) Pedido completo;
- b) Pedido incompleto, carecendo do preenchimento dos requisitos listados, consistindo na apresentação de documentação em falta ou prestação de esclarecimentos adicionais.

Após a conclusão deste processo, a GGS responde ao Requerente num prazo de 5 (cinco) dias úteis após a receção do pedido

O não preenchimento dos requisitos mencionados anteriormente, no prazo de 15 (quinze) dias úteis a contar da resposta da GGS, determina o cancelamento do processo de habilitação. Caso a prestação do serviço não possa dar início no prazo estipulado devido a falta de apresentação de documentação em falta ou prestação de esclarecimentos adicionais, ou outra questão, a GGS pode cancelar o pedido de adesão.

4.5 — Verificação do cumprimento dos requisitos:

Após a receção da documentação indicada no ponto 4.4, a GGS verifica se a instalação consumidora cumpre todos os requisitos técnicos identificados no ponto 4 e, caso se confirme o cumprimento dos requisitos técnicos, procede ao agendamento dos ensaios.

4.6 — Ensaios de habilitação:

Para comprovar o cumprimento dos requisitos técnicos e operacionais, o Agente de Mercado deve solicitar, num prazo não superior a 30 dias contados da data de receção de toda a informação a que se refere o ponto 4.4 do presente procedimento, o agendamento de um primeiro ensaio que ateste a capacidade da instalação consumidora cumprir os requisitos necessários para a prestação do serviço de Banda de Reserva de Regulação.

A GGS tem o direito de inspecionar as regulações do relé de frequência e do restante equipamento necessário para a prestação do serviço, podendo, para o efeito, proceder às medições, verificações e ensaios que entender convenientes. A inspeção é efetuada por técnicos da GGS devidamente credenciados, e deve ter lugar em horário previamente acordado ou, quando não seja possível esse acordo, em horário previamente comunicado, por escrito, pela GGS.

O livre acesso à Instalação de Consumo, previsto no ponto anterior, pode ser exercido dentro do período de funcionamento das instalações ou, para as que não laborem diariamente, em horário previamente acordado, ou, quando não seja possível esse acordo, em horário previamente comunicado, por escrito, pela GGS.

4.7 — Decisão final sobre o processo de habilitação:

A decisão final referente ao processo de habilitação é comunicada por escrito pela GGS ao Requerente, logo que o Requerente apresente toda a documentação identificada no presente procedimento, preste todos os esclarecimentos necessários e tenham sido realizados os ensaios definidos no ponto 4.6 do presente Procedimento.

A remuneração associada à prestação do serviço de Banda de Reserva de Regulação apenas é devida após a conclusão do processo de habilitação. Caso o Agente de Mercado perca a habilitação durante a vigência do período de entrega, o Agente de Mercado apenas tem direito à remuneração associada à prestação do serviço relativa ao período em que operou neste referencial de contratação devidamente habilitado.

A GGS pode 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. A referida habilitação apenas é reposta após a realização dos ensaios previsto no ponto 4.6.

5 — Mercado de contratação de banda de reserva de regulação:

A contribuição de cada Área de Ofertas, que corresponderá a uma única Unidade Física, na satisfação das necessidades de Banda de Reserva de Regulação, é determinada tendo como base o estabelecimento do Mercado de Banda de Reserva de Regulação sob o formato de um leilão competitivo.

5.1 — Formato e modelo do leilão:

O Mercado de Banda de Reserva de Regulação segue um formato de envelope fechado para a atribuição de Banda de Reserva de Regulação aos Agentes de Mercado habilitados nos termos do presente Procedimento.

5.2 — Convocatória do leilão:

A ERSE efetua a convocatória para a realização do leilão do Mercado de Banda de Reserva de Regulação, especificando os seguintes aspetos:

- a) Data de realização do leilão e período de submissão de ofertas;
- b) Período ou períodos de entrega;
- c) As necessidades de Banda de Reserva de Regulação colocada à negociação determinada mediante proposta técnica do Operador de Rede de Transporte;
- d) Preço de Reserva do Leilão de Banda de Reserva de Regulação (€/MW/hora).

A ERSE pode ainda estabelecer na convocatória de cada leilão limitações de participação, totais ou parciais, em função das condições de mercado e da experiência recolhida em leilões anteriores.

A convocatória do leilão do Mercado de Banda de Reserva de Regulação é efetuada com pelo menos 10 dias úteis de antecedência da data da sua concretização.

As necessidades de Banda de Reserva de Regulação terão as seguintes características:

Característica	Descrição
Quantidade	Valor estabelecido pela ERSE na especificação do leilão e que será constante durante todo o período de entrega.
Duração do período de entrega	A definir na convocatória realizada pela ERSE.
Localização.	As necessidades são satisfeitas por Áreas de Ofertas localizadas na área de regulação Portuguesa.
Sentido de Regulação	Positivo (regulação a subir).
Resolução do volume.	O volume tem a resolução de 1 MW.

5.3 — Operacionalização do leilão:

O leilão do Mercado de Banda de Reserva de Regulação realiza-se através de meios e plataforma disponibilizada pelo ORT, na sua função de Gestor Global do SEN, podendo, para o efeito, esta entidade recorrer a prestação de serviços por entidade terceira em termos e condições aprovados pela ERSE.

Até ao dia útil imediatamente anterior ao dia de realização do leilão, o ORT, na sua função de Gestor Global do SEN, pode propor, de forma justificada, à ERSE a suspensão do leilão, podendo ainda ser alterado o preço a que se refere a alínea d) do ponto 5.2.

5.4 — Fases do leilão:

O leilão do Mercado de Banda de Reserva de Regulação comporta a seguinte sequência de fases na sua concretização:

- a) Informação inicial, correspondente à divulgação pública da convocatória do leilão;
- b) Submissão ou alteração de ofertas, correspondente ao período no qual os Agentes de Mercado submetem as suas ofertas na respetiva plataforma, com a vigência estabelecida na convocatória do leilão;
- c) Validação das ofertas, correspondente ao processo de validação de todas as ofertas rececionadas no período de submissão, por aplicação dos critérios de formato e conteúdo obrigatório dessas ofertas;
- d) Processamento, correspondente ao processo de encontro dos resultados do leilão, por aplicação das regras definidas no presente procedimento, e determinação de preço final, quantidades adjudicadas e respetivos adjudicatários;
- e) Informação de fecho do leilão, correspondente à disponibilização dos resultados do leilão aos Agentes de Mercado participantes.

5.5 — Formato e conteúdo das ofertas:

Os Agentes de Mercado que detenham Áreas de Ofertas registadas para participar no Mercado de Banda de Reserva de Regulação oferecem, por Área de Ofertas e para o período de entrega estabelecido na especificação do produto aprovada pela ERSE, uma Banda de Reserva de Regulação a subir em MW, equivalente ao consumo a baixar, e um preço em €/MW/hora necessariamente igual ou inferior ao Preço de Reserva determinado para o Leilão de Banda de Reserva de Regulação.

A comunicação das ofertas, para cada período de entrega e por Área de Ofertas registada para participar no Mercado de Banda de Reserva de Regulação, deve ocorrer temporalmente nos termos estabelecidos na convocatória do leilão de atribuição da Banda de Reserva de Regulação, respeitando por oferta:

- a) A Banda de Reserva de Regulação mínima, que será de pelo menos 4 MW, a oferecer no bloco de preço ofertado mais baixo;
- b) Os limites técnicos da Unidade Física.

Para cada período de entrega colocado em leilão que pretenda licitar, as ofertas submetidas pelos Agentes de Mercado devem obedecer às características constantes da seguinte tabela:

Característica	Descrição
Quantidade mínima	4 MW, em bloco indivisível e ao preço mais baixo da oferta.
Quantidade máxima e resolução	Potência máxima que a Área de Ofertas pode oferecer no Mercado de Banda de Reserva de Regulação, P_{of} , definida no processo de inscrição. A resolução mínima é de 0,1 MW.
Nível de Agregação das Ofertas	As ofertas devem ser feitas por Área de Ofertas, podendo incorporar distintos blocos de quantidade e preço, com um máximo de 10 blocos, sendo um obrigatoriamente o de quantidade mínima.
Divisibilidade	As ofertas são totalmente divisíveis, com exceção do bloco correspondente à quantidade mínima.
Preço e resolução da oferta	Preço definido pelos Agentes de Mercado para prestar o serviço de sistema. A resolução mínima é de 1 cêntimo de euro por MW/hora
Preço Mínimo e Máximo da oferta	0 e Preço de Reserva do Leilão de Banda de Reserva de Regulação.

O Agente de Mercado é responsável por garantir a exequibilidade técnica da sua oferta, quantidades e tempos de ativação, tendo em consideração a reserva a subir que as Unidades Físicas podem variar, os seus parâmetros dinâmicos e características ou condições de operação das mesmas.

A oferta colocada por cada Agente de Mercado segue um modelo de submissão previamente disponibilizado ao mercado em conjunto com a convocatória do leilão.

As ofertas são efetuadas no referencial da instalação de consumo, não sendo ajustadas para perdas nas redes.

5.6 — Validação das ofertas de banda de reserva de regulação:

A GGS realiza um conjunto de validações às Ofertas de Banda de Reserva de Regulação que foram apresentadas pelos Agentes de Mercado, nomeadamente, verificará para cada Área de Oferta:

- a) A potência oferecida nas Ofertas de Banda de Reserva de Regulação é inferior à P_{of} comunicada no final do processo de habilitação;
- b) A potência oferecida no par preço/quantidade com preço mais baixo da oferta de Banda de Reserva de Regulação deve ser igual ou superior a 4 MW;
- c) O número de blocos oferta de Banda de Reserva de Regulação, para cada período de entrega licitado, não excede os 10 blocos;
- d) O preço apresentado em todos os blocos da oferta de Banda de Reserva de Regulação é inferior ou igual ao preço de reserva estabelecido na convocatória do leilão.

A não verificação, conjunta ou em separado, das condições expressas nas alíneas a) e b) acarreta a rejeição da totalidade da oferta para o período de entrega correspondente.

A não verificação das condições expressas nas alíneas c) e d) acarreta a desconsideração da oferta, respetivamente, dos blocos que, ordenados em preço crescente, excedam o número de 10 e dos blocos cujo preço ofertado seja superior ao preço de reserva estabelecido na convocatória do leilão.

5.7 — Processamento das ofertas de banda de reserva de regulação:

Uma vez concluída a fase de validação das ofertas, para cada período de entrega em licitação, o ORT, na sua função de Gestor Global do SEN, ou entidade por si designada para a concretização do leilão nos termos aprovados pela ERSE, procede à ordenação em preço crescente de todos os blocos de ofertas válidos.

No processamento das ofertas e blocos válidos, são considerados adjudicados os blocos de oferta que, simultaneamente satisfaçam as necessidades identificadas de Banda de Reserva Regulação e a minimizem o seu valor económico global, considerando o bloco de quantidade mínima de cada oferta e sua respetiva indivisibilidade.

Os volumes adjudicados são considerados firmes e contratados pelo ORT, na sua função de Gestor Global do SEN, adquirindo o Agente de Mercado responsável pela Área de Ofertas contratada, a obrigação de cumprir com a Banda de Reserva de Regulação atribuída à Unidade Física bem como a conclusão do processo de habilitação previsto no presente procedimento.

A fase de processamento das ofertas e blocos válidos, correspondente à determinação de preços e quantidades adjudicadas deve concluir-se até às 17h00 do dia do leilão.

5.8 — Preço do leilão e adjudicação de quantidades:

O preço do leilão corresponde, para cada período de entrega em licitação, ao preço de compra do serviço de Banda de Reserva de Regulação pelo ORT, na sua função de Gestor Global do SEN e ao preço de venda de todos os agentes de mercado adjudicatários para os respetivos blocos contratados.

O preço do leilão é determinado pelo menor preço ofertado do bloco que permite maximizar a satisfação das necessidades de Banda de Reserva de Regulação, tomando em consideração a restrição de indivisibilidade do bloco de quantidade mínima.

Nas situações em que a satisfação das necessidades de Banda de Reserva de Regulação é assegurada com a um volume parcial de um bloco de quantidade mínima, o preço do leilão é determinado por esse bloco de preço, considerando-se a quantidade global adjudicada aquela que se apura para o somatório dos volumes dos blocos que concorrem para a formação do preço, incluindo o bloco de quantidade mínima por inteiro.

Em condições de igualdade de preço, a adjudicação de quantidades deve privilegiar a adjudicação dos blocos de quantidade mínima, em ordenação cronológica crescente da submissão da respetiva oferta, havendo lugar a rateio proporcional da quantidade remanescente até à satisfação das necessidades de Banda de Reserva de Regulação, se existir, para os restantes blocos divisíveis.

5.9 — Informação dos resultados do leilão:

Uma vez concluída a fase de processamento das ofertas do leilão, determinados os preços e respetivas quantidades a adjudicar, o ORT, na sua função de Gestor Global do SEN deve informar a ERSE e os adjudicatários no leilão, dos resultados respetivos, até às 12h00 do dia útil seguinte ao dia do leilão.

O ORT, na sua função de Gestor Global do SEN deve ainda remeter à ERSE um relatório de informação final das quantidades adjudicadas no leilão, uma vez concluída toda a fase de habilitação subsequente à própria realização do leilão, até 5 dias úteis após a conclusão da validação de todos os adjudicatários.

O ORT, na sua função de Gestor Global do SEN pode, com base no relatório final, propor à ERSE nova convocatória de leilão que complemente as quantidades efetivamente contratadas, se estas resultarem em valor igual ou inferior a 65 % das necessidades identificadas de Banda de Reserva de Regulação.

6 — Informação a prestar à GGS:

Para a adequada aplicação e execução do serviço de Banda de Reserva de Regulação, o Agente de Mercado deve facultar a seguinte informação à GGS:

a) Programação das Unidades Físicas — A GGS deve receber dos Agentes de Mercado a informação relativa à programação do consumo por Unidade Física;

b) Na ausência do envio da referida comunicação a GGS assume que o consumo no horizonte de programação corresponde à Banda de Reserva de Regulação atribuída no leilão;

c) Ofertas de Reserva de Regulação — As Ofertas de Reserva de Regulação das Unidades Físicas contratadas são colocadas por defeito na curva de ofertas com as quantidades repartidas pelo Agente de Mercado, tendo sempre em atenção às quantidades adjudicadas no Mercado de Banda de Reserva de Regulação, e com o preço definido pela regra estabelecida no presente MPGGS;

d) No caso de o agente de mercado pretender baixar o preço da oferta por defeito, pode fazê-lo nos períodos previstos nos pontos 6 e 7 do Procedimento n.º 13;

e) Paragens Programadas — O Agente de Mercado deve enviar à GGS, antes do dia 15 de cada mês, os programas previsionais de paragem e manutenção para os 12 meses subsequentes, assim como quaisquer outras causas previstas que possam afetar a disponibilidade total ou parcial da Instalação de Consumo, para prestar o serviço;

f) Indisponibilidades — O Agente de Mercado deve comunicar à GGS qualquer anomalia que se verifique na Instalação Consumidora, que afete a previsão enviada, devendo para o efeito utilizar os mecanismos que se encontram previstos neste manual para as unidades de produção que participem no mercado de reserva de regulação;

g) Adicionalmente as indisponibilidades de equipamentos de comunicação e medida, ou dos aplicativos necessários para participar no Mercado de Reserva de Regulação também devem ser comunicados tempestivamente;

h) Consumo em Tempo Real — A GGS, deve dispor, com uma periodicidade que não exceda os 12 segundos, dos valores instantâneos da potência ativa e reativa da Instalação Consumidora.

7 — Ativação da reserva contratada no mercado de banda de reserva de regulação:

As Áreas de Ofertas que foram contratadas no Mercado de Banda de Reserva de Regulação estão obrigadas a fornecer a Banda de Reserva de Regulação que lhes foi adjudicada. Este fornecimento é prestado através da participação obrigatória no Mercado de Reserva de Regulação estabelecido no Procedimento n.º 13 com a apresentação duma Oferta de Reserva de Regulação com um preço igual ou inferior ao estabelecido no presente Procedimento.

Para efeitos da participação no Mercado de Reserva de Regulação, os agentes de mercado são obrigados a apresentar a programação do consumo das suas instalações.

As Ofertas de Reserva de Regulação apresentadas pelos Agentes de Mercado devem refletir a eventual potência residual das instalações consumidoras associadas.

Para as Áreas de Ofertas que foram contratadas no Mercado de Banda de Reserva de Regulação e na ausência de ofertas de Reserva de Regulação apresentadas pelo Agente de Mercado, a GGS cria ofertas de Reserva de Regulação com a seguinte quantidade, por Área de Ofertas e preço correspondente:

a) Comunicada pelo Agente de Mercado na programação do consumo, se o programa de consumo for inferior à Banda de Reserva de Regulação contratada, ou;

b) Igual à Banda de Reserva de Regulação, se o programa de consumo for superior ou igual à Banda de Reserva de Regulação contratada.

Para este efeito, para todos os casos de ausência de ofertas, é considerado o preço das ofertas como o valor médio dos preços ofertados no decil de preço superior, para as horas correspondentes no dia imediatamente anterior ao dia para o qual se constitui a oferta.

Os Agentes de Mercado responsáveis pelas Áreas de Ofertas que foram adjudicadas no Mercado de Banda de Reserva de Regulação, devem apresentar ofertas de Reserva de Regulação com a quantidade mínima correspondente a banda contratada e, adicionalmente, podem apresentar

ofertas com quantidades superiores à Banda de Reserva de Regulação contratada pela Área de Ofertas e inferiores ao valor máximo estabelecido no processo de habilitação.

A apresentação e mobilização das Ofertas de Reserva de Regulação cumpre o disposto no Procedimento n.º 13.

8 — Ensaios de verificação de disponibilidade:

Todas as Unidades Físicas que prestam serviço de Banda de Reserva de Regulação previsto no Procedimento n.º 15 devem ser alvo de ensaios de verificação da sua disponibilidade em cada ano de contratação do serviço.

Assiste à ERSE o direito de acompanhar e monitorizar todo o processo de seleção das Unidades Físicas e de realização de ensaios de verificação de disponibilidade, cujos procedimentos estão descritos nos pontos seguintes.

A GGS publicará na sua página de Internet o resultado dos ensaios realizados.

8.1 — Seleção das unidades físicas:

O produto contratado pelas Áreas de Ofertas deve estar permanentemente disponível para mobilização por parte da GGS, podendo ser testado a qualquer instante. A GGS deve assegurar que todas as Unidades Físicas que prestam o serviço de Banda de Reserva de Regulação realizam de ensaios de verificação da sua disponibilidade em cada período de contratação.

Mensalmente, a GGS identifica todas as Unidades Físicas contratadas para prestar o serviço de Banda de Reserva de Regulação, cuja disponibilidade deve ser verificada, e efetua um sorteio com vista a selecionar as instalações que, no mês subsequente, vão realizar o ensaio de verificação de disponibilidade.

As Unidades Físicas que tenham sido efetivamente mobilizadas com consumo a descer no mercado de reserva de regulação no ano civil do período de contratação do serviço e que tenham cumprido as instruções da GGS não ficam sujeitas à realização dos ensaios de verificação de disponibilidade durante o período de contratação.

Caso a Unidade Física sorteada para realização de ensaio de disponibilidade em determinado mês tiver sido mobilizada até 5 dias de calendário antes da data sorteada, a referida mobilização é considerada para efeitos de verificação da disponibilidade, em substituição do ensaio.

O sorteio será conduzido pela GGS de forma não discriminatória, isenta e confidencial nos seguintes termos:

a) A lista de Unidades Físicas a sortear em cada mês, é composta por todas as Unidades Físicas contratadas para o período entrega em vigor que ainda não tenham sido ensaiadas;

b) O sorteio das datas e horas mensais em que se realizam os ensaios de disponibilidade consideram o peso de dez para as horas compreendidas entre as 08:00 e as 24:00 dos dias úteis e o peso de um nas restantes horas;

c) Para cada Unidade Física sorteada, são automaticamente atribuídas uma data e hora para a realização do ensaio. Os ensaios realizam-se nas datas e horas sorteadas, seguindo a ordem ditada pelos respetivos sorteios;

d) De acordo com a ordem ditada pelo respetivo sorteio mensal, compete à GGS decidir quantas instalações vão realizar o ensaio de verificação de disponibilidade no mês em questão, garantindo que, no final do período contratado, todas as instalações contratadas foram testadas.

8.2 — Realização dos ensaios de verificação de disponibilidade:

Até 15 minutos antes da realização do ensaio de verificação de disponibilidade, a GGS envia uma comunicação eletrónica indicando:

a) O instante de início do período de redução do consumo;

b) O instante de finalização do período de redução do consumo deverá corresponder a 1 hora depois do instante de início estabelecido na alínea anterior;

c) A potência máxima a consumir pela Unidade Física.

A supracitada comunicação é efetuada pelos meios estabelecidos para a submissão de instrução de despacho resultantes da participação no Mercado de Reserva de Regulação e enviada por meio eletrónico para os contactos registados junto da entidade concessionária da RNT, sendo responsabilidade do Agente de Mercado manter os mesmos devidamente atualizados.

A potência constante da ordem de redução de potência corresponde ao programa de consumo apresentado pela Unidade Física deduzido da Banda de Reserva de Regulação que foi adjudicada no leilão de Banda de Reserva de Regulação à Unidade Física.

Na eventualidade do valor da Oferta de Reserva de Regulação, para o período da realização do ensaio, ser inferior à Banda de Reserva de Regulação adjudicada no leilão, de acordo com o disposto no MPGGS, o ensaio é cancelado e é considerado um incumprimento do ensaio de verificação de disponibilidade.

Considera-se que um incumprimento do ensaio de verificação de disponibilidade corresponde a um incumprimento da instrução de despacho tal como referenciado no ponto 8 do Procedimento n.º 22.

No caso de um incumprimento do ensaio de verificação de disponibilidade é suspensa a liquidação da Banda de Reserva de Regulação com efeitos a partir do dia da realização do ensaio.

O reatar do processo de liquidação e faturação é iniciado com uma comunicação do Agente de Mercado à GGS em como se encontra apto para a repetição do ensaio de verificação de disponibilidade.

Após a receção da comunicação referenciada no paragrafo anterior, a GGS incorpora a referida Unidade Física no sorteio a realizar no mês seguinte por forma a identificar a data e hora do ensaio de verificação de disponibilidade.

A liquidação da Banda de Reserva de Regulação é retomada quando se verifique pelo menos uma das seguintes situações:

- a) Tenha ocorrido uma mobilização a subir (equivalente a consumo a baixar) no mercado de reserva de regulação no valor da Banda de Reserva de Regulação que foi contratada e que a instrução de despacho tenha sido cumprida pela Unidade Física;
- b) Tenha efetuado um ensaio de verificação de disponibilidade com sucesso.

Após o incumprimento de três ensaios de verificação de disponibilidade a Unidade Física perde a habilitação para a prestação do serviço.

Caso não existam valores de contagem por falha do equipamento de telecontagem, o ensaio será cancelado, sendo reagendado para outra data de acordo com o ponto 8.1.

Salvo situações extraordinárias e devidamente justificadas, no decurso de cada período de entrega todas as Unidades Físicas devem ter efetuado o ensaio de verificação da sua disponibilidade.

Até ao quinto dia útil seguinte à realização do ensaio de verificação de disponibilidade, a GGS comunica ao Agente de Mercado o resultado do ensaio realizado.

O Agente de Mercado dispõe de um prazo de 5 dias para, querendo, pronunciar-se sobre o conteúdo da comunicação prevista no número anterior.

O Agente de Mercado, em situação devidamente comprovada e verificada pela GGS, pode invocar o evento de força maior para a que o ensaio de verificação de disponibilidade seja reagendado.

As instruções de potência emitidas pela GGS no âmbito de um ensaio de disponibilidade são devidamente assinaladas e não intervêm na formação do preço de reserva de regulação, sendo valorizadas a preço marginal do mercado diário, de acordo com o estabelecido na Portaria n.º 172/2013, de 3 de maio, na redação vigente, para os centros eletroprodutores, ou em outra regulamentação superveniente que venha a estabelecer essa mesma valorização.

9 — Incumprimentos:

Para além dos incumprimentos dos ensaios, consideram-se os incumprimentos da disponibilidade dos canais de comunicação e medida, o incumprimento do serviço de Banda de Reserva de Regulação e da programação e o incumprimento do deslastre por frequência.

9.1 — Incumprimento da disponibilidade dos canais de comunicação e medida:

Uma Unidade Física encontra-se em incumprimento da disponibilidade dos canais de comunicação e medida, sempre que, num determinado mês, se verificar um cumprimento superior a 96,7 % das taxas de disponibilidades de uma determinada Unidade Física, na sequência de causas imputáveis ao Agente de Mercado.

Para efeitos do presente ponto, aplica-se o disposto no ponto 3.1 do Procedimento n.º 4 do presente Manual Procedimentos, nomeadamente, as taxas de disponibilidade e mecanismo de aplicação da penalidade.

9.2 — Incumprimento do serviço de banda de reserva de regulação e do programa por unidade física, agregado por área de ofertas:

Uma Área de Ofertas encontra-se em incumprimento na prestação do serviço de Banda de Reserva de Regulação durante determinado período de liquidação, sempre que, por causas imputáveis ao respetivo Agente de Mercado, não estabeleça na íntegra a Banda de Reserva de Regulação contratada, ou, se for menor, não verifique o programa de consumo das unidades físicas agregadas por Área de Ofertas.

VIBRRA(h,uf) — Valorização por incumprimento verificado na prestação do serviço de banda de reserva de regulação atribuída e por incumprimento do programa, para o período de liquidação h, das Unidades Físicas agregadas por Área de Ofertas ao.

Onde:

$$\text{VIBRRA}(h,ao) = \text{VIBRRSA}(h,ao) + \text{VERROS}(h,ao)$$

VIBRRSA(h,ao) — Valorização do incumprimento total ou parcial, afeto à banda de reserva de regulação a subir, para o período de liquidação h, nas Unidades Físicas, agregadas por Área de Ofertas ao.

onde:

$$\text{VIBRRSA}(h,ao) = \sum_{ao} \text{VIBRRSA}(h,uf)$$

com:

VIBRRSA(h,uf) — Valorização do incumprimento total ou parcial, afeto à banda de reserva de regulação a subir, para o período de liquidação h, na Unidade Física, agregado na Área de Ofertas ao.

onde:

$$\text{VIBRRSA}(h,uf) = \begin{cases} 0, & \text{PHF}(h,uf) \geq 20\% \times \text{BRRSA}(uf,h) \\ (\text{BRRSA}(uf,h) - \text{PHF}(h,uf)) \times \text{PBRR}(h), & 0 \leq \text{PHF}(h,uf) < 20\% \times \text{BRRSA}(uf,h) \end{cases}$$

com:

BRRSA(h,uf) — Valor da Banda de reserva de regulação a subir atribuída no leilão de capacidade à unidade física uf, agregado na Área de Ofertas ao, para o período de liquidação h;

PHF(h,uf) — Programa horário final, no período de liquidação h, da unidade física uf, agregado na Área de Ofertas ao. Na ausência deste programa, este assume valor nulo.

PBRR(h) — Preço marginal, resultante do mercado de banda de reserva de regulação, para o período de liquidação h.

VERROS(h,ao) — Valorização por incumprimento da programação por unidade física, agregado por Área de Ofertas, nos períodos de liquidação h, sem mobilização de reserva de regulação, sempre que o consumo verificado no referencial da instalação de consumo, ultrapasse a tolerância de 2,5 MW, limitada a 10 % × |PHF(h,uf)|.

onde:

$$\text{VERROS}(h,ao) = \sum_{ao} \text{VERROS}(h,uf)$$

com:

VERROS(h,uf) — Valorização por incumprimento da programação por unidade física no período de liquidação h, sem mobilização de reserva de regulação, sempre que o consumo verificado no referencial da instalação de consumo, ultrapasse a tolerância de 2,5 MW, limitada a $10 \% \times |PHF(h,uf)|$, agregado na Área de Ofertas ao.

onde:

$$VERROS(h,uf) = \max(CV(h,uf) - PHF(h,uf); 0) \times PRRB(h)$$

com:

CV(h,uf) — Consumo verificado no referencial da instalação de consumo, no período de liquidação h, da unidade física uf, agregado na Área de Ofertas ao;

PHF(h,uf) — Programa horário final, no período de liquidação h, da unidade física uf, agregado na Área de Ofertas ao. Na ausência deste programa, este assume valor nulo;

PRRB(h) — Preço marginal de reserva de regulação a baixar, ou na ausência deste o preço do mercado diário para área de controlo portuguesa do MIBEL, quando positivo, no período de liquidação h.

9.3 — Incumprimento do Deslastre por Frequência:

Em caso de incumprimento do funcionamento do relé de deslastre por frequência em situações de frequência da rede transeuropeia abaixo da estipulada, a penalização é igual a 4 vezes o valor mensal da remuneração da banda de reserva de regulação.

9.4 — 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 ponto 8 do Procedimento n.º 22.

10 — Suspensão da unidade física:

A suspensão da Unidade Física abrangida implica a perda temporária da possibilidade de transacionar energia elétrica através da participação nos mercados de serviços de sistema geridos pela GGS.

Além das estabelecidas no Procedimento n.º 4 do presente Manual de Procedimentos, consideram-se situações de incumprimento suscetíveis de constituir causa de suspensão, as seguintes:

a) A Unidade Física deixar de cumprir os requisitos definidos no Procedimento n.º 13 e no presente Procedimento;

b) Utilização temporária (por período superior a 5 dias) de linhas de alimentação de recurso que não cumpram os requisitos definidos no Procedimento n.º 13 ou no presente Procedimento;

c) Indisponibilidade, por um período superior a 5 dias úteis seguidos, dos canais de comunicação e medida com a REN;

d) Incumprimento sucessivo da banda contratada, em dois meses consecutivos e em mais de 50 % da banda contratada, determinada mensalmente através da seguinte expressão:

II(uf,m) — Indicador do incumprimento, em %, verificado na prestação do serviço de banda de reserva de regulação atribuída, para o período mensal m, da Unidades Física uf.

onde:

$$II(uf,m) = 100\% \times \left(1 - \frac{\sum_m \text{Ofertas RRS}(uf,h)}{n|m \cdot BRR_{\text{adjudicada}}(uf,m)} \right)$$

com:

Ofertas RRS(uf,h) — Ofertas horárias de reserva de regulação a subir efetuadas pela unidade física uf durante o período mensal m;

$n|m$ — corresponde ao n.º de horas no período mensal m;

BRR_{adjudicada}(h,m) — Banda de Reserva de Regulação adjudicada em leilão para a unidade física uf no período mensal m.

Para levantar a suspensão decretada ao abrigo da alínea d), considera-se como Banda de Reserva de Regulação que estaria disponível, em relação ao período em que a Unidade Física se encontra suspensa, desde que o valor do consumo medido seja superior em 50 % da Banda de Reserva de Regulação contratada.

O processo de suspensão da Unidade Física encontra-se estabelecido no Procedimento n.º 4 do presente Manual de Procedimentos.

Procedimento n.º 16

Contratos bilaterais para o fornecimento de serviços de sistema

1 — Âmbito:

Este Procedimento estabelece a celebração de contratos bilaterais para o fornecimento de serviços de sistema.

2 — Celebração de contratos bilaterais:

A GGS pode, para garantir a segurança de abastecimento e a continuidade do fornecimento de eletricidade, celebrar contratos para o fornecimento de serviços de sistema que, pela sua especificidade, devam ser estabelecidos bilateralmente.

O estabelecimento destes contratos bilaterais deve processar-se de forma concorrencial, baseado em mecanismos de mercado sempre que tal seja viável, estando os termos gerais da contratação sujeitos à aprovação da ERSE, designadamente no que respeita ao estabelecimento dos requisitos do serviço e à sua remuneração.

A GGS dá conhecimento dos contratos bilaterais celebrados aos operadores da rede à qual se encontram ligadas as instalações prestadoras do serviço, em particular no que respeita às condições técnicas de prestação do serviço.

3 — Imputação dos custos:

Os custos com a aquisição de serviços de sistema através de contratação bilateral são repercutidos da seguinte forma:

a) Os eventuais custos fixos pagos pela GGS, devem ser reembolsados pelos Agentes de Mercado Comercializadores e clientes, na proporção do respetivo consumo mensal no referencial de geração;

b) Os custos variáveis pagos pela GGS, ou os respetivos custos adicionais face a um preço de referência, devidos à mobilização do serviço de sistema num determinado período de programação, devem ser reembolsados pelos Agentes de Mercado Comercializadores e clientes, na proporção do respetivo consumo verificado no referencial de geração, nesse período de programação.

A repercussão de custos decorrentes da contratação e mobilização de cada serviço pode divergir do modelo base descrito, sob proposta justificada da GGS e aprovação da ERSE.

Procedimento n.º 17

Operação do sistema elétrico

1 — Âmbito:

Este Procedimento estabelece um conjunto de critérios orientadores da atuação da GGS, relativamente à operação da rede de cuja gestão técnica é responsável, nomeadamente detalhando as seguintes matérias:

a) Atuação da GGS sobre as instalações do SEN;

b) Atuação requerida na operação das instalações da rede sob gestão técnica e os diferentes estados em que se pode encontrar o SEN em relação à sua segurança;

c) Medidas excepcionais de operação que podem ser adotadas pela GGS quando o SEN se encontra numa situação de alerta ou de emergência no abastecimento do consumo.

2 — Atuação da GGS sobre instalações do sistema de produção e transporte:

A GGS é responsável pela emissão das instruções necessárias para a realização de manobras dos elementos do sistema de produção e transporte, incluindo entre outras:

a) A gestão da topologia, adequando-a às diferentes circunstâncias da operação;

b) A gestão dos elementos disponíveis de controlo de tensões, em particular o uso das reactâncias, das baterias de condensadores, dos reguladores dos transformadores e das linhas de transporte;

c) A aprovação e supervisão dos planos de trabalho nas instalações, programados ou não, nos diferentes âmbitos temporais, tanto para manutenção preventiva como corretiva;

d) A aprovação e supervisão dos planos necessários à colocação em serviço de novas instalações.

As empresas proprietárias de elementos do sistema de produção — transporte devem cumprir as instruções emitidas pela GGS relativas à operação dos respetivos elementos, registando-se as instruções emitidas em equipamentos previstos para o efeito.

3 — Operação da rede:

De acordo com o indicado no ponto 2.1 do Procedimento n.º 6, o estado da rede pode ser um dos seguintes:

a) Estado normal;

b) Estado de alerta;

c) Estado de emergência;

d) Estado de reposição.

Para cada um destes estados indicam-se de seguida as operações que se devem realizar.

3.1 — Operação em estado normal:

Nesta situação, a operação da rede deve visar a estabilização num ponto de funcionamento que garanta o cumprimento dos critérios de segurança, mediante o controlo das tensões, dos trânsitos de energia e da adoção oportuna de medidas preventivas decorrentes da análise de contingências em tempo real.

Todas as manobras que devam ser realizadas na RNT devem contar com a anuência prévia da GGS, excepto aquelas cuja necessidade se fique a dever à existência de risco iminente para a segurança das pessoas ou das instalações. Neste caso, a empresa que as execute deve informar posteriormente a GGS no período de tempo mais curto possível.

3.2 — Operação em estado de alerta:

Nesta situação, todas as manobras na RNT destinam-se a devolver o sistema ao seu estado normal ou a minimizar as consequências, caso o estado do sistema evolua para o de emergência ou de reposição. Para tal, a GGS determina as ações mais adequadas sobre a topologia de rede e perfil de geração, emitindo para as empresas responsáveis pelas instalações, as instruções necessárias para execução das manobras requeridas.

O processo de deteção e correção numa situação de alerta é o seguinte:

i) Avaliação dos riscos potenciais que derivam da ocorrência de determinadas contingências;

ii) Determinação e análise de possíveis medidas corretivas e preventivas;

iii) Aplicação das medidas corretivas e preventivas requeridas.

3.2.1 — Avaliação dos riscos potenciais:

Uma vez determinadas as contingências que provoquem violações dos limites estabelecidos no Procedimento n.º 6, identificam-se, para cada uma delas as possíveis repercussões sobre o sistema elétrico.

Estabelece-se um nível de risco especial para as contingências que impliquem incidentes de grande amplitude com consequências potencialmente importantes, podendo ocasionar:

- a) Um incidente generalizado (disparos em cadeia, colapso de tensão, perda de estabilidade que possa levar à perda duma grande parte do sistema, etc.);
- b) Um incidente de grande amplitude, considerando como tal o que, sem chegar a degenerar num incidente generalizado, pode afetar uma parcela importante do mercado ou da RNT.

Na avaliação do risco de cada uma das contingências presta-se especial atenção às circunstâncias que possam incrementar a probabilidade da sua ocorrência, tais como:

- a) Condições atmosféricas adversas (descargas atmosféricas, vento, neve, gelo, etc.);
- b) Risco de incêndio que possa afetar as instalações, respetivos elementos e/ou equipamentos;
- c) Anomalias identificadas em equipamentos;
- d) Trabalhos em tensão;
- e) Alertas especiais relacionados com sabotagens.

3.2.2 — Determinação e análise das possíveis medidas corretivas e preventivas:

Em todos os casos em que uma determinada contingência possa ocasionar um incidente generalizado ou de grande amplitude num sistema, a GGS deve elaborar um plano de salvaguarda, para reduzir tanto quanto possível as consequências que derivem das contingências indicadas.

Estes planos de salvaguarda contemplam as ações preventivas e/ou corretivas, que devem aplicar-se na operação com o objetivo de se garantir a segurança do sistema (alteração da topologia da rede, redespachos de geração, reposição de emergência de elementos indisponíveis, transferência de consumos para outras instalações, modificação de programas estabelecidos na interligação, etc.).

Nos casos em que a segurança do sistema, perante as contingências, possa ser controlada de forma rápida, mediante a aplicação de medidas corretivas na pós-contingência (alteração da topologia da rede, redespacho de geração, transferência de consumos para outras instalações, etc.), não é necessário tomar medidas corretivas mais dispendiosas.

Quando as contingências possam provocar um incidente generalizado ou um incidente de grande amplitude, e as possíveis ações corretivas pós-contingência não se possam efetivar num espaço de tempo razoavelmente curto, como seria o caso de requerer-se a ligação dum novo grupo térmico, é necessário adotar medidas preventivas. Estas medidas podem passar pela mobilização de Áreas de Ofertas, inicialmente não incluídas na programação, a modificação de programas previstos na interligação, etc. Quando forem possíveis diversas soluções, é concretizada aquela que introduza menor custo no sistema.

3.2.3 — Aplicações das ações corretivas e preventivas:

Quando seja necessário adotar medidas corretivas ou preventivas, estas devem aplicar-se o mais cedo possível, em particular, se ocorrem em circunstâncias especiais que incrementam a probabilidade da ocorrência de outras contingências.

Uma vez tomada a decisão de execução das medidas mencionadas, a GGS dá as instruções oportunas às empresas afetadas, que devem responsabilizar-se pelo seu rápido e eficaz cumprimento.

Se as empresas responsáveis pelo cumprimento das ditas instruções encontrarem algum inconveniente para a sua concretização, comunicam à GGS essa circunstância com a maior brevidade possível. Perante uma eventualidade deste tipo, a GGS determina as alternativas de operação que devem executar.

3.3 — Operação em estado de emergência:

Durante a operação, no caso do sistema se encontrar no estado de emergência, a GGS dá prioridade ao restabelecimento urgente da segurança até devolver o sistema ao seu estado normal.

Nesta situação, a GGS toma as medidas que estime necessárias, atuando sobre o sistema de produção e transporte, para conseguir, da forma mais rápida possível, que as variáveis de controlo de segurança do SEN voltem ao seu estado normal.

As atuações são análogas às indicadas no ponto anterior, dando-se prioridade às medidas que se mostrem mais eficazes, considerando que a rapidez da sua implementação é essencial, quando as violações existentes dos critérios de segurança são graves.

No caso de produzir-se alguma interrupção no fornecimento de energia elétrica motivada por um incidente na RNT, a GGS dá as instruções necessárias às empresas afetadas e coordena as suas atuações para conseguir a reposição de serviço numa forma segura e no menor espaço de tempo possível.

3.4 — Atuação em estado de reposição:

O processo de reposição é coordenado e dirigido em todo o momento pela GGS até devolver o sistema ao estado normal de operação.

Uma vez detetada a perda de consumos numa determinada zona ou na totalidade do sistema, a GGS atende prioritariamente à reposição urgente do fornecimento elétrico.

No estado de reposição, a GGS, com o contributo das empresas com instalações afetadas à RNT, os produtores e o Operador da Rede de Distribuição, atua sobre os elementos da RNT da seguinte forma:

a) Ativa os Planos de Reposição de Serviço (PRS) correspondentes, quando estes sejam aplicáveis nas características e/ou extensão do incidente, podendo a GGS complementá-los ou modificá-los quando as circunstâncias assim o aconselhem;

b) Caso não existam PRS específicos, coordena as manobras de reposição dando as instruções de despacho necessárias, baseando as suas decisões na sua própria experiência e nas ferramentas de ajuda ao dispor;

c) Quando o sistema se encontre em estado de reposição, o primeiro objetivo é manter, ou recuperar a continuidade das interligações com Espanha. Para isso, a GGS toma as medidas que sejam precisas para eliminar as condições de operação que ponham em risco a continuidade das interligações. Se necessário, anula os programas de trocas estabelecidos na interligação solicitando energia de apoio se tal se revelar necessário, nos termos indicados no Acordo celebrado com o Operador de Sistema correspondente;

d) Implementa as medidas necessárias para conseguir, o mais cedo possível, o equilíbrio entre a geração e o consumo, evitando o uso prolongado do apoio fornecido pelos sistemas interligados, através das respetivas interligações internacionais;

e) Adota as medidas adequadas para assegurar a alimentação dos serviços auxiliares do parque eletroprodutor de modo geral, e com carácter prioritário, no caso das centrais térmicas;

f) Suspende as indisponibilidades em curso que possam ter incidência no processo de reposição.

Adicionalmente, cada sala de comando da GGS toma as medidas necessárias para assegurar o correto funcionamento dos sistemas informáticos, das vias de telecomunicações e da alimentação elétrica da própria sala e das instalações vitais.

Se uma sala de comando da GGS ficar inabilitada para operar, é a sala de comando de emergência a assumir temporariamente as funções daquela, informando dessa eventualidade o Operador de Sistema vizinho. Cada sala de comando deve estabelecer os procedimentos operativos para a correta operação do seu centro de controlo de emergência.

Cada sala de comando alerta os responsáveis das diferentes instalações e serviços para que de uma forma coordenada possibilitem uma rápida intervenção.

4 — Medidas de operação para garantir a satisfação do consumo em situações de alerta e de emergência:

No âmbito da aplicação deste Procedimento, entende-se que o SEN se encontra numa situação de emergência no abastecimento dos consumos, quando existe uma violação dos critérios de funcionamento e segurança definidos no Procedimento n.º 6, ou uma elevada probabilidade de que esta ocorra, ou sempre que esteja associado um risco objetivo para a garantia do fornecimento no conjunto do sistema ou de áreas importantes do mesmo, e ao mesmo tempo se produza ou se possa produzir o esgotamento dos recursos necessários ao abastecimento elétrico do consumo.

Entende-se que o SEN se encontra em situação de alerta no abastecimento dos consumos, se a ocorrência de alguma das contingências consideradas neste Procedimento, conduzir à situação de emergência anteriormente definida.

Neste Procedimento, indicam-se medidas de operação que se podem adotar, independentemente da sua execução poder derivar da aplicação deste ou de outros procedimentos em vigor, consoante se esteja numa situação de alerta ou emergência do abastecimento dos consumos.

Pela sua própria natureza, algumas das medidas aplicam-se simultaneamente e outras de forma sequencial, considerando-se orientadora a ordem pela qual são apresentadas neste Procedimento, competindo à GGS, determinar a sequência temporal da sua aplicação, bem como a sua implementação em função das condições de operação efetivamente existentes. Adicionalmente, a GGS realiza a implementação das medidas de operação com a antecedência possível, dentro do processo de resolução de restrições técnicas, se for tecnicamente executável ou, caso não seja, nos mercados de serviços de sistema ou, mecanismos de tempo real, de cuja gestão seja responsável.

4.1 — Situações de alerta no abastecimento dos consumos a curto prazo:

a) Solicitar à APA a possibilidade de incrementar o desarmazenamento nas albufeiras de cabeceira;

b) Interromper indisponibilidades na rede de transporte e de distribuição, caso exista essa possibilidade, sempre que estas contribuam para o aumento da segurança do sistema;

c) Estabelecer as limitações necessárias à produção de grupos geradores e/ou à bombagem das centrais hidráulicas reversíveis baseadas na garantia do fornecimento a curto prazo;

d) As limitações anteriores são complementares das limitações que sobre estas unidades se estabeleçam por razões de segurança a curto prazo, na aplicação de outros procedimentos vigentes;

e) Modular a produção hidráulica para obter a máxima capacidade de produção nas horas de ponta;

f) Quando exista um nível baixo nas reservas hidráulicas é preciso programar turbinamento em determinadas albufeiras de forma a garantir-se a existência de cota noutras dependentes daqueles, para que seja possível produzir à máxima potência hidráulica nas horas de maior consumo;

g) Bombar com as centrais hidráulicas reversíveis nas horas de menor consumo até à máxima capacidade disponível, com o objetivo de incrementar a reserva hidráulica nestas centrais para enfrentar a ponta em condições adequadas;

h) Interromper os programas de exportação nas horas em que a existência destes represente um dispêndio de reservas energéticas incompatível com a garantia de fornecimento de energia elétrica e o funcionamento seguro do sistema no curto prazo;

i) Dar instruções ao operador da rede de distribuição para que requeiram aos produtores não-habilitados a entrega da sua potência máxima disponível e o acoplamento de todos os meios de compensação de reativa;

j) A GGS pode executar programas de importação de energia elétrica, a partir de sistemas externos interligados, que complementem os programas comerciais de importação estabelecidos pelos Agentes de Mercado, até ao limite da capacidade da interligação, sempre que o custo de energia das referidas trocas, se justifique por razões de garantia do fornecimento de energia elétrica no curto prazo, e sempre que não exista reserva de regulação térmica disponível no SEN;

4.2 — Situações de emergência no abastecimento dos consumos:

a) Adotar as medidas precisas para obter o máximo de operacionalidade nas subestações críticas previamente identificadas pela GGS, e possibilitar o arranque autónomo das centrais contempladas nos planos de reposição de serviço — incremento da disponibilidade ou mobilidade do pessoal de operação ou qualquer outra Ação que se estime necessária;

b) Solicitar energia de apoio aos sistemas elétricos vizinhos;

c) Caso exista o risco de colapso de tensão, a GGS, pode dar instruções ao Operador da Rede de Distribuição, para bloquear os reguladores automáticos de tomadas dos transformadores,

quando tal for tecnicamente possível, desde que esta medida não implique riscos maiores para o fornecimento de energia;

- d) Solicitar ao Operador da Rede de Distribuição o abaixamento da tensão de entrega na MT com o objetivo de reduzir a carga;
- e) Deslastre seletivo de cargas.

5 — Mecanismo excecional de resolução:

Com o objetivo de fazer face a situações não previstas neste Manual de Procedimentos ou, por quaisquer outras razões devidamente justificadas, a GGS pode adotar as decisões que considere mais adequadas, justificando a sua atuação posteriormente, perante os Agentes de Mercado afetados e informando a ERSE através de relatório específico.

Procedimento n.º 18

Indisponibilidades da RNT

1 — Âmbito:

Este Procedimento, descreve os fluxos de informação e os processos necessários para a elaboração dos planos de manutenção dos elementos e instalações da rede de transporte, nos horizontes anual, bimestral, semanal e de curto prazo, de modo a:

- a) Assegurar a sua compatibilidade com os planos de manutenção das unidades de produção;
- b) Minimizar as restrições técnicas que afetem os meios de produção do sistema ibérico;
- c) Obter um estado de disponibilidade da rede de transporte que garanta a segurança e qualidade no abastecimento dos consumos.

Os planos de manutenção, respetivos processos e fluxos de informação, aplicam-se às seguintes entidades:

- a) Operador da Rede Nacional de Transporte;
- b) Entidades proprietárias de instalações particulares sujeitas à operação da RNT;
- c) Operador da rede de distribuição ligado à rede de transporte;
- d) Consumidores diretamente ligados à rede de transporte;
- e) Empresas proprietárias ou operadoras de grupos geradores diretamente ligados à rede de transporte.

2 — Programa de manutenção:

O programa de manutenção compreende um Plano Anual de Indisponibilidades, que é revisto bimestralmente, um plano semanal e uma programação cujo âmbito temporal é inferior (denominada de curto prazo), que terminará no tempo real.

2.1 — Plano anual de indisponibilidades:

O Plano Anual de Indisponibilidades da rede de transporte inclui todas as indisponibilidades programadas da rede de transporte.

A GGS elabora o plano anual de manutenção das instalações da rede de transporte, a partir das propostas efetuadas pelas entidades abrangidas por este Procedimento. Todas as propostas anteriormente mencionadas, devem ser apresentadas à GGS até ao dia 30 de setembro de cada ano, com a informação relativa a indisponibilidades referentes ao ano seguinte e, no caso da rede de transporte, com a previsão da manutenção para os dois anos seguintes, em que no segundo ano se incluem apenas os trabalhos já orçamentados, devendo aí constar:

- a) A empresa que solicita os trabalhos;
- b) Os elementos afetados (linha, transformador, barramento, proteções, etc.), indicando o estado de disponibilidade previsto durante os trabalhos;
- c) Uma breve descrição dos trabalhos a realizar e suas implicações;
- d) A duração prevista;

- e) A data desejada para a sua realização;
- f) A margem de mobilidade possível no calendário;
- g) A possibilidade de reposição diária e tempo da mesma;
- h) O tempo de reposição em situação de emergência;
- i) Qualquer outra informação que se julgue oportuna.

Com esta informação e tendo em conta os programas de manutenção das unidades de produção, a GGS elabora, antes de 30 de novembro, o Plano Anual de Indisponibilidades da rede de transporte, tendo presente o critério de minimização das restrições técnicas que afetem os meios de produção.

Para impor o menor número possível de restrições, tanto para a geração como para a operação do sistema, a GGS agrupa os diferentes trabalhos numa única indisponibilidade, elegendo a melhor época do ano e o horário mais adequado, para que seja possível a concretização de todos os trabalhos propostos, e tem em conta as diferentes alternativas de prazos e modalidades técnicas de concretização dos mesmos, expressas pelas empresas proprietárias das instalações.

A GGS comunica o Plano Anual de Indisponibilidades a todas as entidades abrangidas por este Procedimento, depois da devida articulação.

No caso de não ser possível programar os trabalhos nas datas e modos propostos pelos proprietários das instalações, a GGS dá-lhes conhecimento tendo em vista a procura de alternativas viáveis.

Este plano é revisto bimestralmente, pelo que as empresas proprietárias das instalações devem atualizar a informação descrita anteriormente, pelo menos 20 dias úteis antes da data de publicação de cada revisão, sendo esta efetuada no primeiro dia útil do mês correspondente.

As alterações surgidas já no período de vigência do Plano Anual de Indisponibilidades, decorrentes da modificação das hipóteses que serviram de base à sua elaboração, tais como alterações substanciais da hidraulicidade e de datas de indisponibilidade de grupos geradores ou, indisponibilidades permanentes entretanto registadas, são tidas em conta nas sucessivas revisões do Plano Anual.

2.2 — Plano semanal de indisponibilidades:

A GGS também elabora um Plano Semanal de Indisponibilidades, com um horizonte de duas semanas, que permite às empresas abrangidas por este Procedimento uma adequada programação dos trabalhos e assegura um estado de disponibilidade adequado da rede de transporte em termos de segurança e qualidade de serviço. Os trabalhos programados para a segunda semana estão ainda sujeitos a confirmação na semana anterior.

Neste plano são geridos tanto os trabalhos programados a nível anual como aqueles que sejam solicitados pela primeira vez.

Para a sua preparação, as empresas devem propor à GGS, antes das 20 horas da segunda-feira anterior à primeira semana do horizonte de programação, a informação indicada no ponto anterior, para os trabalhos que devam iniciar-se nas duas semanas seguintes. O período semanal é considerado entre as 0 horas de sábado e as 24 horas da sexta-feira seguinte.

O Plano Semanal de Indisponibilidades é constituído pelos trabalhos autorizados e que têm início dentro do horizonte considerado e é publicado antes das 14 horas da quinta-feira anterior à semana considerada.

Este plano faz uma distinção entre os trabalhos cuja autorização se considera firme e aqueles cuja autorização fica sujeita ao cumprimento de condições concretas de operação no momento em que devam ser realizados. Uma vez conhecidas as condições, os trabalhos são autorizados ou recusados definitivamente.

2.2.1 — Critérios de autorização das indisponibilidades:

Na autorização das indisponibilidades a inserir no Plano Semanal devem ser considerados os seguintes critérios:

a) Incompatibilidade de indisponibilidades simultâneas — Em caso de incompatibilidade entre várias indisponibilidades, têm prioridade de execução aquelas que foram programadas no plano anual, com exceção das indisponibilidades resultantes de avarias que podem pôr em causa a segurança do sistema, pessoas ou bens;

b) Alteração das condições previstas a longo prazo — Uma alteração substancial das condições de operação, comparativamente às que foram consideradas aquando da execução do plano anual, pode ser motivo para não autorizar uma indisponibilidade incluída no plano anual. A decisão deve ser justificada pelo impacto negativo, quer do ponto de vista técnico quer do ponto de vista económico, que a referida indisponibilidade induz na operação;

c) Indisponibilidades que dão lugar a restrições de geração — Aquelas indisponibilidades que sejam solicitadas nas datas inicialmente acordadas no plano anual e cuja execução dê lugar a restrições de produção em grupos geradores, são autorizadas na semana em que se pede a confirmação sempre que as condições previstas de operação ao longo do ano em curso não possibilitem uma data alternativa mais aconselhável técnica ou economicamente.

As indisponibilidades não programadas no plano anual que suponham restrições de equipamento gerador ou não disponham de reposição diária ou de emergência adequada, apenas são autorizadas em casos de avarias urgentes, que ponham em causa a segurança do sistema, pessoas e bens.

No entanto, se as condições de execução dos trabalhos permitirem a reposição, quer diária, quer a qualquer momento a pedido da GGS, a sua autorização fica condicionada até se conhecer o perfil de geração, o valor de consumo e o estado da rede para o período em causa. No programa semanal, os referidos trabalhos são identificados para que os respetivos Despachos estejam informados das condições exigidas para a sua execução. Se a indisponibilidade finalmente não for autorizada, por não cumprir as condições exigidas, então o pedido é incorporado na revisão seguinte do plano anual, sem prejuízo de que possa ser solicitada em semanas posteriores e autorizada caso seja possível.

2.3 — Programação de curto prazo:

As indisponibilidades que surjam num prazo inferior ao indicado no plano semanal, conforme descrito no ponto anterior, são tratadas como indisponibilidades de curto prazo, cuja tramitação decorre entre as 20 horas de segunda-feira (fim do âmbito semanal) e o dia em que se pretende iniciar os trabalhos.

2.3.1 — Características das indisponibilidades geridas no curto prazo:

Consideram-se indisponibilidades geridas no curto prazo, aquelas que apresentam as seguintes características:

a) Indisponibilidades fortuitas que, por resultarem de avarias, não são passíveis de negociação por parte da GGS;

b) Indisponibilidades urgentes que surjam depois da programação semanal, desde que a sua prorrogação para um posterior ciclo semanal de indisponibilidade, conduza a uma diminuição apreciável das condições de segurança do sistema, ponha em risco a segurança de pessoas ou instalações ou crie uma restrição de geração ou transporte;

c) Indisponibilidades programadas que possam ser antecipadas para um horizonte definido como de curto prazo, no caso dessa antecipação ser favorável para o sistema. De acordo com decisão a tomar pela GGS, as ditas indisponibilidades devem-se iniciar logo que possível;

d) Indisponibilidades que tramitaram do horizonte semanal, cuja autorização ficou condicionada pelo conhecimento mais objetivo dos cenários de operação. As condições de execução destes trabalhos devem permitir a reposição diária ou, num prazo razoável, de interrupção dos trabalhos, a pedido da GGS;

e) Indisponibilidades em elementos que vão estar fora de serviço por estarem cobertos por outro trabalho autorizado em âmbito semanal, surgidos depois da correspondente decisão semanal.

2.3.2 — Fluxo de informação:

Para efetuar a tramitação das indisponibilidades referidas no subponto anterior, as empresas abrangidas por este Procedimento, devem facultar à GGS a seguinte informação:

a) Causa que justifique o tratamento da indisponibilidade a curto prazo;

b) Responsável pelos trabalhos;

c) Elementos afetados (linha, transformador, barramento, proteções, etc.), indicando o estado de disponibilidade durante os trabalhos;

- d) Duração prevista;
- e) Data desejada para a sua realização;
- f) Margem de mobilidade possível na data;
- g) Possibilidade de reposição diária e tempo da mesma;
- h) Tempo de reposição em situação de emergência;
- i) Qualquer outra informação que considere oportuna.

Para as indisponibilidades que tramitaram do horizonte semanal, cuja autorização ficou condicionada pelo conhecimento mais objetivo dos cenários de operação, referidas no ponto anterior, não é necessário reenviar a informação semanal. Indicar-se unicamente a ocorrência de alteração de condições.

3 — Análise diária de segurança:

A GGS realiza diariamente uma análise de segurança para o dia seguinte, sobre cenários que reflitam o estado da rede, o consumo e o perfil de geração previstos. As indisponibilidades que foram autorizadas previamente e que devem estar em curso no dia analisado, são simuladas como um dado adquirido. Estes cenários servem de base para as análises de segurança dos sistemas e, em especial, dentro do âmbito deste Procedimento, para determinar que indisponibilidades das consideradas como de curto prazo são viáveis. De seguida, a GGS manifesta a sua conformidade ou não à execução das mesmas, de acordo com os critérios de segurança definidos no Procedimento sobre o «Funcionamento do Sistema». As indisponibilidades que já tinham sido autorizadas prosseguem, salvo se a GGS, com prévia justificação, determinar a interrupção das mesmas.

Se a natureza dos trabalhos (caso de reparação de avarias de carácter urgente) implicar uma atuação de âmbito inferior ao diário, a GGS comunica às entidades abrangidas por este documento a sua decisão, o mais rapidamente possível, após análise da sua repercussão na segurança dos sistemas.

A GGS coloca na Internet, às 8 horas de cada dia, uma lista diária dos trabalhos na rede de transporte que inclui:

- a) O modo de programação: anual, semanal ou de curto prazo;
- b) As datas de início e fim;
- c) A entidade responsável pelos trabalhos;
- d) Outra informação que se julgue necessária.

Procedimento n.º 19

Indisponibilidades das unidades de produção

1 — Âmbito:

Este Procedimento, estabelece os critérios aplicáveis à comunicação e tratamento das indisponibilidades dos grupos geradores, para que a GGS realize a verificação técnica e o despacho das Áreas de Ofertas, e confirme as circunstâncias que permitam a sua exclusão da necessidade de apresentar ofertas no mercado diário, no caso de indisponibilidades.

Considera-se que uma unidade de produção está totalmente disponível, se puder participar no despacho de produção sem nenhuma limitação na sua capacidade de geração, caso contrário, considera-se a existência de uma indisponibilidade, que pode ser parcial ou total.

Os agentes de mercado afetos às unidades de produção devem comunicar à GGS qualquer indisponibilidade total ou parcial que tenha afetado ou possa vir a afetar a capacidade de geração, o fornecimento de reativa, o consumo em bombagem ou a alteração de parâmetros dinâmicos das suas unidades de produção, logo que estas aconteçam.

2 — Critérios para determinação das indisponibilidades:

Para determinação das potências indisponíveis e dos períodos de indisponibilidade das unidades de produção, deve-se atender aos seguintes critérios gerais:

- a) Independentemente da causa que tenha provocado a indisponibilidade, a potência na emissão de um grupo é a determinada pela diferença entre a potência instalada na emissão da

unidade de produção e a potência efetivamente disponível na emissão, exceto nos casos para os quais se indique um tratamento específico;

b) O período de indisponibilidade é o compreendido entre o instante em que esta se inicia e aquele em que se finaliza. O fim de uma indisponibilidade não se considera efetivo até que este seja comunicado à GGS. Em consequência, a comunicação de disponibilidade de uma unidade de produção não tem efeitos retroativos;

c) Durante o processo de arranque e paragem de um grupo, considera-se disponível toda a sua potência instalada na emissão, salvo se existir alguma causa que limite esse valor;

d) No caso de atraso no paralelo, sempre que este aconteça após finalizada a hora em que era previsto acontecer, deve ser considerada a indisponibilidade total da unidade de produção durante o período de tempo compreendido entre o início da hora em que estava previsto ocorrer o paralelo e o instante de paralelo efetivo, em horas e minutos;

e) Pelo contrário, caso o paralelo ocorra antes do fim da hora em que estava programado, não há lugar a qualquer tipo de indisponibilidade;

f) Após disparo, um grupo não fica disponível até reentrar, exceto se for dispensado de reentrar pela GGS, passando a ser esse o instante a partir do qual a unidade de produção fica disponível, salvo informação em contrário do Agente de Mercado;

g) Durante o período de ensaios considera-se que o grupo está disponível se a natureza dos mesmos permitir o seu cancelamento ou modificação, caso tal seja solicitado pela GGS;

h) A disponibilidade de uma unidade de produção, desde que esteja em condições de a garantir, não é afetada pelo resultado de restrições da rede de transporte que impossibilitem a utilização total ou parcial da potência instalada.

3 — Procedimentos de atuação:

Sempre que uma unidade de produção fique ou se preveja que venha a ficar indisponível, o Agente de Mercado deve comunicar esse facto à GGS, previamente, por correio eletrónico para endereço criado para o efeito e, posteriormente, após aceitação da GGS, por via informática mediante um ficheiro que possibilite o seu posterior tratamento informático.

A informação contida no referido ficheiro deve ser:

- a) Unidade de Produção indisponível;
- b) Data e hora de início previsto;
- c) Data e hora de início efetivo;
- d) Data e hora de fim previsto;
- e) Data e hora de fim efetivo;
- f) Potência na emissão disponível;
- g) Disponibilidade da telerregulação, se aplicável;
- h) Motivo da indisponibilidade, informação que é tornada pública no âmbito da comunicação dos factos suscetíveis de influenciar o funcionamento do mercado ou a formação dos preços;
- i) Informação comercialmente sensível, informação adicional sobre a indisponibilidade que não é objeto de divulgação pública;
- j) Adicionalmente, os Agentes de Mercado devem informar a GGS, de condicionamentos que possam afetar os programas de produção, nomeadamente, limites de cotas, caudais máximos ou mínimos, limites de reativas, caudais ecológicos, parâmetros dinâmicos, etc.

Esta informação deve ser atualizada pelo Agente de Mercado mediante a incorporação da melhor previsão disponível em cada instante.

a) Após receber uma declaração de indisponibilidade, sempre que a mesma seja compatível com o horário de publicação do respetivo Programa Horário Operativo (PHO) contemplado no Procedimento n.º 7, a GGS modifica a programação da Área de Ofertas afetada no PHO seguinte, que deve ser publicado, incluindo o novo programa realizado pela unidade;

b) Caso seja necessário, o *deficit* de geração resultante é eliminado utilizando as metodologias descritas no Procedimento n.º 7;

c) Se, aquando da publicação do PHO, não for possível incluir uma indisponibilidade entretanto ocorrida, o desequilíbrio de geração existente corrige-se mediante a utilização das ofertas de reserva de regulação, sem que tal suponha modificação do PHO anteriormente publicado;

d) Previamente ao início das sessões do mercado diário e intradiário, a GGS comunica os dados relativos às indisponibilidades ao ONME. Se, posteriormente, se produzir alguma modificação duma indisponibilidade, o Agente de Mercado comunica por via informática a citada modificação à GGS, e esta, por sua vez, ao ONME, antes do fim da correspondente sessão de mercado;

e) A declaração de indisponibilidade e a correspondente modificação do PHO não invalida a responsabilidade do Agente de Mercado afetado participar, no que lhe for imputado, nos custos originados por esta indisponibilidade;

f) A GGS comunica à ERSE os incumprimentos que observe por falta de comunicação dos dados das indisponibilidades, por parte dos Agentes de Mercado e os erros na informação transmitida.

4 — Coordenação da manutenção das unidades de produção:

A GGS deve dispor permanentemente de informação atualizada, necessária para a elaboração do plano das indisponibilidades das unidades de produção, seja por manutenção anual, seja por outros motivos conhecidos com a antecedência necessária, com as atualizações periódicas, num horizonte anual móvel.

4.1 — Informação a fornecer pelos agentes de mercado:

Os trabalhos de manutenção, assim como quaisquer outras causas previstas que possam afetar a disponibilidade total ou parcial das unidades de produção, devem ser comunicados com a maior antecedência possível à GGS, para incorporação desta informação nos estudos de garantia de abastecimento dos consumos e segurança da operação no curto e médio prazos, de modo a permitir a obtenção de elementos que fundamentem a sua autorização.

Antes do dia 15 de cada mês, os agentes de mercado incluídos no âmbito da aplicação deste Procedimento, comunicam à GGS as suas melhores propostas sobre possíveis alterações dos períodos de indisponibilidade das suas unidades de produção, seja por alteração dos programas de manutenção programada vigentes, ou por avarias, ou qualquer outra causa que implique a apresentação duma nova previsão. O horizonte contemplado é de um ano civil móvel.

Os planos de manutenção das unidades de produção, a apresentar à GGS, devem conter a seguinte informação, considerada como mínima:

a) Identificação da central e/ou grupo afetado pela indisponibilidade, e/ou fração da potência total indisponível;

b) Motivo da indisponibilidade e/ou condicionamentos de geração;

c) Datas e hora de início e de fim das indisponibilidades;

d) Potência indisponível;

e) Indicação sobre a impossibilidade de alteração dos períodos referidos na proposta, assumindo-se que o período de paragem é declarado inamovível, apenas se tal for imprescindível;

f) Outra informação considerada relevante.

O Agente de Mercado deve informar a GGS sobre os motivos que justificam a inamovibilidade da indisponibilidade. Se tal não acontecer ou, se a justificação não for considerada aceitável, a indisponibilidade não é considerada inamovível.

4.2 — Informação difundida pela GGS:

A GGS, após aceitar ou recusar as alterações previamente apresentadas, atualiza os planos de indisponibilidade previstos das unidades de produção definidas no Procedimento n.º 1, num horizonte anual.

A informação elaborada pela GGS contém, para além das datas e duração dos trabalhos previstos, uma estatística da potência disponível nas diferentes unidades de produção para o horizonte contemplado e com especificação semanal.

4.3 — Compromisso dos prazos anunciados:

Quaisquer modificações aos trabalhos de manutenção de unidades de produção que impliquem indisponibilidades totais ou parciais e cujo começo esteja previsto nos doze meses seguintes à data de publicação do plano de indisponibilidades pela GGS, segundo o que se especifica no número anterior, devem ser comunicadas à GGS, para que esta proceda à sua validação (quando for caso disso) e as tenha em conta, para efeitos dos estudos de segurança na exploração diária da rede de transporte e na garantia do abastecimento dos consumos, assim como na planificação dos trabalhos dos elementos que compõem a rede de transporte e que possam ser afetados pelas alterações ao plano de geração apresentadas. As indisponibilidades previstas para os três meses seguintes à data de publicação do plano de indisponibilidades pela GGS, são consideradas como firmes, exceto em condições excecionais e com o acordo de ambas as partes.

Em qualquer caso, os agentes de mercado, no âmbito da aplicação deste Procedimento, devem comunicar à GGS, qualquer modificação que surja, relativamente ao programa vigente em cada instante, qualquer que seja a natureza da modificação, segundo o Procedimento anteriormente descrito.

Procedimento n.º 20

Gestão da interligação

1 — Âmbito:

Este Procedimento, estabelece as condições técnicas e comerciais para a gestão das interligações do SEN, no que se refere aos seguintes temas:

- a) Cálculo e publicação da capacidade da interligação;
- b) Gestão de Congestionamentos na Interligação;
- c) Estabelecimento dos programas de interligação entre ambos os sistemas;
- d) Medida da energia na interligação;
- e) Tratamento dos programas de apoio;
- f) Determinação e compensação dos desvios na interligação.

2 — Cálculo da capacidade comercial da interligação:

Os operadores dos sistemas elétricos realizam, num horizonte anual, trimestral, mensal e semanal, o cálculo da capacidade da interligação, para cada um dos sentidos do fluxo da interligação, de acordo com a Metodologia dos estudos para determinação da capacidade comercial da interligação prevista no Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações. Os cálculos realizados em horizonte semanal são atualizados posteriormente, caso necessário, com um horizonte diário e em tempo real.

Para o cálculo da capacidade da interligação Portugal-Espanha, consideram-se os critérios de funcionamento e segurança estabelecidos no presente Manual de Procedimentos.

Os cenários a considerar para o cálculo, o procedimento e a sequência temporal que os operadores dos respetivos sistemas elétricos vão aplicar para a determinação da capacidade da interligação, assim como as trocas de informação entre os operadores respetivos e a forma e prazos das mesmas, são estabelecidos de comum acordo entre os respetivos operadores, sob a forma dum Acordo de Gestão da Interligação elaborado conjuntamente.

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.

Para gestão de congestionamentos na interligação, aplicam-se diferentes processos, em função do momento em que se identificam os congestionamentos:

Separação de Mercados — Congestionamentos resultantes dos trânsitos devidos ao processo de encontro do mercado diário;

Alocação contínua de capacidade de interligação a ser implementada no horizonte intradiário;

Controlabilidade da Interligação;

Ação Coordenada de Balanço — Congestionamentos verificados em tempo real.

Redespacho Coordenado Complementar — no caso particular do disparo definitivo da interligação a 400 kV Alto Lindoso-Cartelle ocorrer numa situação em que o sistema português se encontra importador e a diferença angular entre as subestações extremas é superior a 30 graus.

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:

Após a abertura do mercado intradiário contínuo decorre o processo de atribuição implícita e contínua de capacidade de interligação.

Entre o momento de abertura do mercado intradiário contínuo e até à hora de encerramento desse mercado é permitido, a todo o tempo, o estabelecimento de transações nacionais ou internacionais através da interligação, durante os períodos em que se mantenha aberta a negociação no mercado intradiário contínuo.

O processo de atribuição implícita e contínua de capacidade de interligação deve ter em conta a capacidade comercial disponível comunicada pelos operadores das redes de transporte, garantindo em todo o instante que o saldo líquido dos programas na interligação não supera a capacidade prevista no correspondente sentido de fluxo e período de programação.

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 for superior à capacidade de interligação. Nesta situação, a plataforma transeuropeia que assegura o processo de contratação de Reservas de Reposição deve, 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 são 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, deve utilizar a Controlabilidade da Interligação para evitar a necessidade de realização de Ações Coordenadas de Balanço (ACB) e consequentemente deve proceder ao ajuste das necessidades para o sistema elétrico português e/ou à marcação como indisponíveis 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:

A Ação Coordenada de Balanço aplica-se quando os congestionamentos na interligação se verificam em tempo real, consistindo na introdução de uma transação de energia entre operadores de sistema, no valor do congestionamento e de sentido oposto, para permitir a concretização das transações comerciais já estabelecidos, salvo caso de força maior, sendo a energia valorizada entre sistemas, 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:

Parcela afeta à valorização a preço de encontro da área inicialmente exportadora, da energia afeta à Ação Coordenada de Balanço;

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.

Cada sistema é responsável pelos respetivos encargos de regulação afetos à compensação de desvios resultantes da Ação Coordenada de Balanço, caso esta não contribua para o balanço do sistema.

3.5 — Redespacho coordenado complementar:

Com o intuito de aumentar a capacidade comercial da interligação no sentido de Espanha para Portugal, foi estabelecido um acordo com o ORT espanhol que prevê a realização de redespachos coordenados complementares, quando ocorre o disparo definitivo da interligação de 400 kV Alto Lindoso-Cartelle. Com este procedimento, consegue-se reduzir o ângulo entre as subestações de 400 kV de Alto Lindoso e Cartelle, através da aplicação conjunta de ações de remédio curativas nos dois sistemas.

Os custos associados à aplicação dos redespachos coordenados complementares incluem a valorização do sobrecusto associado à programação de energia a baixar na zona da Galiza, a valorização da energia resultante de mobilização de reserva de potência ativa.

Todos os custos são assumidos pelo operador de sistema português, sendo imputáveis às rendas de congestionamento afetas à área de controlo portuguesa do MIBEL.

Este acordo entre os operadores das redes de transporte de Portugal e de Espanha foi estabelecido como medida complementar à atual aplicação da Metodologia Comum do Cálculo da Capacidade da interligação e das metodologias comuns de redespacho e trocas compensatórias coordenadas, e de partilha dos custos, previstas nos artigos 35.º e 74.º do Regulamento (UE) 2015/1222 da Comissão, para aumentar o valor da capacidade da interligação disponível para fins comerciais, no sentido de permitir cumprir o valor mínimo da capacidade a disponibilizar ao mercado estabelecido no artigo 16(8) do Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho.

4 — Estabelecimento dos programas na interligação:

Os programas de energia estabelecidos na interligação, só são definitivos após confirmação dos mesmos pelos respetivos operadores dos sistemas elétricos. Para tal, devem trocar informação referente aos programas de trocas de energia estabelecidos na interligação para cada período de programação, de preferência, através de meios eletrónicos, para que, em cada quantidade, seja expresso o pedido de autorização e a resposta de conformidade ou não conformidade.

Os operadores de sistema respetivos estabelecem de comum acordo, o procedimento que deve ser aplicado, neste processo de pedido e obtenção de conformidade, para os programas de trocas de energia estabelecidos na interligação.

No caso de não coincidência entre as autorizações dos operadores de sistema, referentes a um determinado programa de interligação e período de programação só pode ser considerado como programa de interligação, o menor dos dois valores.

5 — Medida da energia na interligação:

Para cada interligação, os operadores de sistema dos correspondentes sistemas elétricos, acordam conjuntamente, o número, tipo e colocação de contadores, com os quais se efetua a

medida de energia transitada na interligação e, a periodicidade das leituras, assim como, se aplicável, o tratamento das perdas de transporte nas linhas de interligação.

Para a medida da energia transitada participam os contadores de todas as linhas de interligação, incluindo aqueles afetos a linhas de menor tensão, que não exerçam uma função de troca entre sistemas, mas apenas de apoio e possível entrega a mercados locais.

6 — Tratamento dos programas de apoio:

O gestor do sistema elétrico português ou espanhol, conforme o caso, uma vez que constatare a sua necessidade e tendo verificado não dispor de outros meios de produção disponíveis para o efeito, solicita apoio aos gestores dos sistemas vizinhos interligados, podendo este assumir duas formas:

a) Constituição de reserva suficiente para fazer face às necessidades expectáveis de energia durante a operação em tempo real;

b) Estabelecimento de um programa de apoio através da interligação, por forma a garantir a segurança do sistema elétrico espanhol ou português, conforme o caso.

O estabelecimento do programa de apoio, não deve por em causa a segurança de abastecimento, do sistema elétrico que o fornece, e deve restringir-se ao tempo mínimo imprescindível.

As trocas de informação entre os operadores de sistema, os mecanismos de compensação económica e procedimentos de liquidação e faturação são estabelecidos de comum acordo entre os respetivos operadores, sob a forma dum Acordo.

A energia correspondente aos programas de apoio realizados é compensada de acordo com as fórmulas de compensação económica para a energia entregue, acordadas conjuntamente pelos operadores dos sistemas elétricos respetivos, estabelecendo-se estas fórmulas, sempre que seja possível, com critérios de transparência e representatividade do custo da energia fornecida pelo sistema que presta o apoio.

As fórmulas de compensação económica para a energia entregue devem fazer parte de uma metodologia de valorização aprovada pela ERSE, devendo esta entidade ser informada posteriormente sempre que for aplicada.

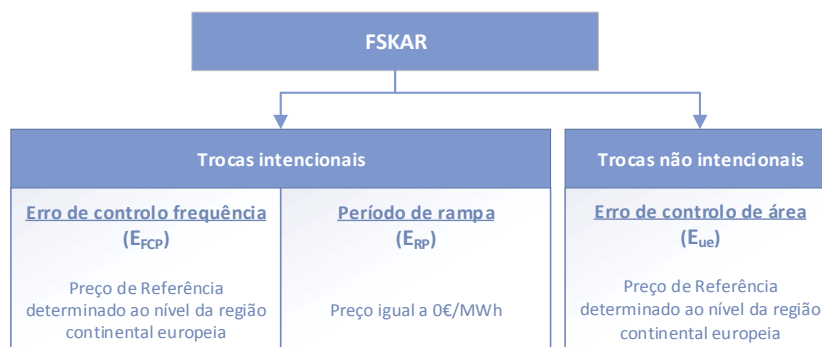
Para efeito do cálculo dos desvios involuntários de regulação entre sistemas e sua compensação, os programas de apoio têm o mesmo tratamento que os programas na interligação.

Em termos de repartição dos custos associados à energia de apoio fornecida ou recebida, estes têm o mesmo tratamento que as mobilizações para a resolução de restrições técnicas em tempo real.

7 — Determinação e compensação dos desvios na interligação:

O FSKAR corresponde à liquidação financeira das trocas intencionais e não intencionais, respondendo às orientações relativas ao equilíbrio do sistema elétrico que o Regulamento EB, estabelece no ponto 3 do artigo 50.º e ponto 1 do artigo 51.º, respetivamente.

A liquidação financeira das trocas intencionais e não intencionais é assegurada por duas entidades que garantem o processo e coordenação ao nível da região continental europeia. O processo de liquidação financeira dos desvios na interligação é efetuado em períodos de liquidação de 15 minutos.



A energia de controlo de frequência trocada na sequência do processo de controlo de frequência, E_{FCP}, é dada por:

$$E_{FCP} = -K \times \Delta f \times 1/4h$$

onde:

K é um fator determinado anualmente para área de controlo portuguesa, uma vez que não participa no mercado de reserva de regulação primária transeuropeu, em MW/Hz.

Δf é o desvio médio de frequência na área síncrona, por período de liquidação, determinado e disponibilizado pelas duas entidades que asseguram o processo de liquidação financeira das trocas intencionais e não intencionais ao nível da região continental europeia, em Hz.

A energia associada ao período de rampa resulta da conversão em rampas das variações das trocas programadas na interligação, face a impossibilidade de existirem alterações em escala, possibilitam a variação do programa da interligação. As regras para formação das rampas na Europa Continental são aplicadas sempre que existe uma variação da troca programada na interligação sendo que a rampa é iniciada 5 minutos antes do início do período liquidação e até 5 minutos após o início do período de liquidação.

Para cada ORT na área síncrona da Europa Continental, a energia contabilizada no período de liquidação imediatamente anterior à variação do programa da interligação (-5 minutos) corresponde à energia considerada no período de liquidação subsequente à variação do programa da interligação (+5 minutos), mas com sinais opostos. Além disso, a energia contabilizada na rampa soma zero para todos os Operadores da Rede de Transporte nessa área síncrona. É um jogo de volume com soma nula perfeita, pelo que os volumes podem ser calculados de forma exata com base na alteração da ANES e no período de rampa. Para os quartos de hora n-1, n e n+1 adjacentes, ERP é dado por:

$$E_{RP} = \frac{ANES_{n-1} - ANES_n}{2} \times \frac{5}{60} h + \frac{ANES_{n+1} - ANES_n}{2} \times \frac{5}{60} h$$

onde:

ANES — Trocas programadas no mercado diário, nos mercados intradiários, nos mercados intradiários contínuos e mercado de reservas de reposição, incluindo quando aplicável a energia de redespachos coordenados, ações coordenadas de balanço e programas de intercâmbio de apoio, em MW.

As trocas não intencionais E_{ue} correspondem à diferença entre E_{ex} e todas as outras trocas de energia intencionais:

$$E_{ue} = E_{ex} - E_{sch} - E_{VTL} - E_{FCP} - E_{RP}$$

onde:

E_{ex} — Energia física medida nas interligações, depois de acordadas entre os Operadores da Rede de Transporte das duas áreas de controlo que estão interligadas.

E_{sch} — Energia das trocas programadas, dos mercados diário, intradiário, intradiário contínuo e mercado de reservas de reposição, incluindo, quando aplicável, a energia de redespachos coordenados, ações coordenadas de balanço e programas de intercâmbio de apoio, que correspondem à soma do ANES para cada área de controlo.

E_{VTL} — Energia trocada na interligação através de linhas virtuais, que pode ser de reserva de regulação terciária, reserva de regulação secundária evitada por coordenação de desvios na interligação e reserva de regulação secundária.

Preço de referência é determinado para cada período de liquidação como a média ponderada dos preços de mercado diário da zona de licitação das áreas de controlo:

$$\text{Preço}_{\text{ref}}(t) = \frac{\sum_m \text{DAMP}_m(t) \times (E_{ue} + E_{FCP})_m(t)}{\sum_m (E_{ue} + E_{FCP})_m(t)}$$

onde:

$\text{DAMP}_m(t)$ — Preço de encontro do mercado diário afeto à área de controlo m , para o período de liquidação t .

$(E_{ue} + E_{FCP})_m(t)$ — Energia de trocas não intencionais e energia de controlo de frequência afeto à área de controlo m , para o período de liquidação t .

O preço de referência aplica-se na valorização da energia de trocas não intencionais e energia de controlo de frequência. Para a energia associada às rampas de transição de programa da interligação aplica-se o preço zero, 0 €/MWh.

8 — Divulgação de informação:

No âmbito da prestação de informação relativa à Capacidade de Interligação e às Ações Coordenadas de Balanço previstas no Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha, a GGS divulga na sua página na Internet, a seguinte informação relativa às matérias e prazos assinalados.

a) Antes de 30 de novembro de cada ano, os valores de capacidade previstos para o ano seguinte. A informação contempla as distintas estações climatéricas, situações extremas de consumo (Ponta e Vazio) e diferentes condições de hidraulicidade e eolicidade;

b) Antes do dia 5 do mês anterior ao início de cada trimestre, os valores de capacidade previstos para o trimestre seguinte. A informação contempla as distintas estações climatéricas, situações extremas de consumo (Ponta e Vazio) e diferentes condições de hidraulicidade e eolicidade;

c) Antes do dia 18 de cada mês, os valores de capacidade previstos para o mês seguinte em situações extremas de consumo (Ponta e Vazio);

d) Todas as quintas-feiras, antes das 17:00 horas, a capacidade da interligação prevista para cada período de programação, para as duas semanas elétricas seguintes (de sábado a sexta), com começo às 23:00 horas da sexta-feira seguinte;

e) O novo valor de capacidade da interligação, assim que seja acordado pelos operadores de sistema respetivos, sempre que exista alguma modificação respeitante ao previamente publicado;

f) Energia, sentido da redução, motivo da ação coordenada de balanço, para cada hora do dia d (a publicar em $d+1$);

g) Liquidação de cada ação coordenada de balanço (encargo de regulação para o sistema, para compensação da ação coordenada de balanço, caso se verifique, e compensação entre operadores), para o mês m (a publicar no início do mês $m+1$);

h) Informação relativa a programas de apoio estabelecidos entre os gestores de sistema, sempre que ocorram.

Procedimento n.º 21

Verificação da garantia do abastecimento e segurança de operação

1 — Âmbito de aplicação:

Este Procedimento estabelece o conjunto de processos de verificação da garantia do abastecimento e segurança da operação no curto e médio prazos.

O Procedimento apoia-se em duas atividades principais:

a) A previsão do consumo;

b) O estudo da garantia do abastecimento e segurança da operação no curto e médio prazos do Sistema Elétrico Nacional.

Este Procedimento aplica-se à GGS, ao ONME, aos Agentes de Mercado e aos titulares de unidades de produção instaladas em Portugal.

2 — Previsão de consumo:

A GGS realiza um conjunto de previsões de consumo relativo à produção líquida do Sistema Elétrico Nacional, em diversos horizontes temporais. Estas previsões são disponibilizadas aos Agentes de Mercado e ao ONME.

2.1 — Previsão mensal com horizonte anual:

A Previsão Mensal é elaborada até ao dia 5 de cada mês, tem por horizonte o final do ano seguinte à data da publicação e uma discriminação mensal.

2.2 — Previsão com horizonte semanal móvel:

A Previsão Semanal é elaborada diariamente até às 12:00 horas, tem por horizonte os sete dias seguintes à data da publicação e uma discriminação horária.

2.3 — Previsão diária:

A previsão diária é elaborada até às 17:00 horas, tem por horizonte o dia “d+2” e uma discriminação horária.

A previsão diária é atualizada noventa minutos antes do fecho de cada sessão do mercado, diário ou intradiário, para o horizonte respetivo.

3 — Verificação da garantia do abastecimento e segurança da operação no curto e médio prazos:

A GGS elabora mensalmente um estudo de garantia do abastecimento e segurança da operação no curto e médio prazos do Sistema Elétrico Nacional, com horizonte no final do ano seguinte, com o objetivo de identificar potenciais situações de dificuldade de abastecimento. Este estudo está disponível na sua página na Internet nos primeiros cinco dias úteis de cada mês.

3.1 — Análise de segurança:

Os estudos de garantia de abastecimento determinam o risco de falha de abastecimento que pode decorrer dos próprios meios de produção, tendo em conta as informações recebidas dos agentes relativas à disponibilidade prevista dos grupos geradores e eventuais restrições no aprovisionamento de combustíveis, ao estado das reservas hidroelétricas e aos condicionamentos na rede de Transporte ou outros previsíveis.

Estes estudos são baseados em simulações do sistema eletroprodutor tendo em conta o consumo previsível, e diversos regimes de hidraulicidade e eolicidade. Os estudos são efetuados não considerando a possibilidade de importação de energia elétrica.

A análise inclui a evolução das reservas hídricas, tendo em conta os diversos cenários de afluências e pode determinar níveis mínimos de energia e potência a disponibilizar globalmente pelas centrais hídricas, ou eventualmente por aproveitamento.

Os estudos a efetuar podem incluir análises zonais de modo a determinar necessidades específicas de disponibilidade de grupos geradores e elementos da rede de transporte, de modo a evitar situações de redução da segurança do sistema em determinadas zonas.

3.2 — Metodologia do estudo:

Para a realização dos estudos de previsão da garantia do abastecimento e segurança da operação no curto e médio prazos e verificação da segurança, são utilizados os seguintes critérios:

- a) As simulações são efetuadas tendo em conta a última previsão de consumo disponível;
- b) A utilização dos diversos meios de produção é determinada atendendo ao custo de oportunidade da geração. Para as centrais térmicas, este custo de oportunidade é determinado pelos preços de substituição dos combustíveis. Para as centrais hídricas, este custo de oportunidade é o da geração térmica substituída;
- c) As afluências futuras aos aproveitamentos hidroelétricos são obtidas a partir dos regimes históricos disponíveis. O estado inicial das albufeiras, é disponibilizado pelos Agentes de Mercado, segundo o disposto neste Procedimento;
- d) São consideradas as restrições de aprovisionamento de combustível comunicadas pelos Agentes de Mercado;
- e) É considerado o plano anual de manutenção das centrais, atualizado nos termos do Procedimento n.º 19 deste manual;

f) É considerada a informação atualizada relativa à Produção não-habilitada. Os regimes eólicos futuros são determinados a partir da informação histórica disponível;

g) São tidas em conta as características técnicas dos contratos bilaterais e trocas acordados com os Agentes de Mercado.

3.3 — Informação necessária:

3.3.1 — Centrais térmicas:

Antes do dia 20 de cada mês, as empresas produtoras devem enviar à GGS a seguinte informação:

a) Existências de combustível (se aplicável);

b) Restrições no aprovisionamento de combustível ou outros condicionamentos à utilização total da potência disponível no horizonte das simulações.

3.3.2 — Centrais hidroelétricas:

As empresas proprietárias de centrais hidroelétricas devem transmitir à GGS a seguinte informação:

a) Diariamente, valores verificados de:

i) Afluências próprias por albufeira;

ii) Cotas das albufeiras;

iii) Volumes turbinados, bombeados e descarregados;

iv) Caudais ecológicos;

b) Antes do dia 20 de cada mês, previsões de condicionamentos de exploração previstos.

3.4 — Níveis de segurança:

3.4.1 — Centrais térmicas:

As empresas proprietárias de centrais térmicas com capacidade de armazenamento de combustível, mantêm em permanência uma reserva mínima de segurança em cada central, nos termos da legislação aplicável e das licenças de produção.

3.4.2 — Albufeiras:

As empresas proprietárias de centrais hídricas mantêm, em permanência, a reserva de segurança definida pelo estudo de segurança da garantia do abastecimento.

Procedimento n.º 22

Procedimentos de liquidação

1 — Âmbito e objeto:

As disposições do presente Procedimento aplicam-se às liquidações que têm por objeto os direitos de recebimento e obrigações de pagamento relativos a encargos de gestão global do sistema, imputáveis aos Agentes de Mercado que transacionem energia elétrica com entrega física na área portuguesa do MIBEL.

2 — Características gerais da liquidação:

Os processos de liquidação devem:

Estabelecer sinais económicos adequados que espelhem a situação de desvio;

Garantir que os desvios são liquidados a preços que espelhem o valor em tempo real da energia;

Incentivar os BRP a manterem-se regulados ou a prestarem ajuda na regulação do sistema;
Evitar desincentivos aos BRP, aos BSP e ao ORT;

Apoiar a concorrência dos participantes no mercado;

Incentivar os BSP a oferecerem e prestarem serviços de regulação à GGS;

Assegurar neutralidade financeira da GGS.

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 Semanal 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 Semanal, 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:

Todas as valorizações são efetuadas na unidade monetária «Euro», com duas casas decimais, efetuando-se o arredondamento ao cêntimo de Euro mais próximo.

2.2 — Princípio da neutralidade financeira da liquidação:

A agregação de todos os valores económicos correspondentes a direitos de recebimento deve equivaler à agregação de todos os valores económicos correspondentes a obrigações de pagamento, tendo em conta a participação dos agentes de mercado na área portuguesa do MIBEL, a participação da GGS nas plataformas de balanço internacionais, assegurando a firmeza das transações internacionais na interligação, a liquidação financeira de desvios na interligação, o agravamento do desvio do sistema por ensaios de verificação de disponibilidade, a ocorrência de ações coordenadas de balanço e redespachos coordenados entre sistemas que não contribuam integralmente para a regulação do sistema e, quando se verificarem, a ocorrência de solicitações de intercâmbio de apoio entre sistemas.

2.2.1 — Direitos de recebimento e obrigações de pagamento afetos à compensação interna de ações coordenadas de balanço e de redespachos coordenados:

2.2.1.1 — Valorização afeta à compensação interna de 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, está 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 em restrição técnica de reserva de potência ativa, que anule parcialmente ou na totalidade, o desvio afeto à ação coordenada de balanço (ACB).

Os encargos e proveitos que resultam da valorização afeta à compensação interna de ACB são imputados às rendas de congestionamento na interligação (RCI).

A valorização da energia resultante de mobilização de reserva de potência ativa, para a compensação total ou parcial de uma ACB segue a seguinte expressão:

$$VCACB(h) = \sum_a ERTPPHF(h,a) + \sum_a ERS(h,a) + \sum_a ERR^{h-15}(h,a) + \sum_{15\text{min} \leq h} ERR_{ns}^{h-30}(15\text{min}) + \sum_{15\text{min} \leq h} ERSEV(15\text{min}) + \sum_a ERR(h,a),$$

aplicada à energia para a compensação da ACB

Na ausência de etiquetas que possibilitem a identificar a mobilização de reserva de potência ativa, para compensação de uma ACB, atribuem-se as últimas ofertas ativadas e/ou reserva mobilizada.

As energias afetas à valorização da compensação interna de uma ACB não entram na determinação do preço do desvio conforme o definido no ponto 6.2 do presente Procedimento.

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 20 do presente documento é efetuada ao preço marginal do mercado diário 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 marginal do mercado diário 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 — Valorização de mFRR em restrição técnica afeta à Compensação Interna de Redespachos Coordenados (VCRC):

Todos os encargos que resultam da valorização afeta à compensação interna de um redespacho coordenado (RC) são imputados às rendas de congestionamento na interligação (RCI).

A valorização de energia resultante de mobilização de reserva de potência ativa, afeta à compensação total ou parcial de RC segue a seguinte expressão:

$$VCRC(h) = \sum_a ERTPPHF(h,a) + \sum_a ERS(h,a) + \sum_a ERR^{h-15}(h,a) + \sum_{15\text{min} \leq h} ERR_{ns}^{h-30}(15\text{min}) + \sum_{15\text{min} \leq h} ERSEV(15\text{min}) + \sum_a ERR(h,a),$$

aplicada à energia para a compensação do RC

Na ausência de etiquetas que possibilitem a identificar a mobilização de reserva de potência ativa, para compensação de um RC, atribuem-se as últimas ofertas ativadas e/ou reserva mobilizada, depois de compensados possíveis ACB.

As energias afetas à valorização da compensação interna de um RC, não entram na determinação do preço do desvio conforme o definido no ponto 6.2 do presente Procedimento.

2.2.1.3 — Valorização afeta à compensação internas para assegurar a firmeza das transações internacionais (VCIPR):

Entende-se por compensação interna para assegurar a firmeza das transações internacionais (FTI), a eventual mobilização de reserva de potência ativa que anule na totalidade o desvio afeto à compensação interna para assegurar a FTI.

Os encargos e/ou proveitos que resultam da valorização afeta à compensação interna para assegurar a FTI ficam refletidos no encargo de regulação para o sistema a imputar ao consumo (ERC), definido no ponto 9 do presente Procedimento.

A valorização da energia resultante de mobilização de reserva de potência ativa, afeta à compensação total ou parcial para assegurar a FTI segue a seguinte expressão:

$$VCIPR(h) = \sum_a ERTPPHF(h,a) + \sum_a ERS(h,a) + \sum_a ERR^{h-15}(h,a) + \sum_{15min \in h} ERR_{ns}^{h-30}(15min) +$$

$$\sum_{15min \in h} ERSEV(15min) + \sum_a ERR(h,a), \text{ aplicada à energia para a compensação interna para assegurar a FTI}$$

Na ausência de etiquetas que possibilitem a identificar a mobilização de reserva de potência ativa, para compensação interna para assegurar a FTI, atribuem-se as últimas ofertas ativadas e/ou reserva mobilizada, depois de compensados possíveis ACB e/ou RC.

As energias afetas à valorização da compensação interna para assegurar a FTI não entram na determinação do preço do desvio conforme o definido no ponto 6.2 do presente Procedimento.

2.2.1.4 — Valorização afeta à compensação interna pelo agravamento do desvio do sistema por ensaio de verificação de disponibilidade e por comissionamento (VCEC):

Os encargos e/ou proveitos resultantes da valorização afeta à compensação interna pelo agravamento do desvio do sistema, por ensaio de verificação de disponibilidade (EVD) e por comissionamento (C), ficam refletidos no encargo de regulação para o sistema a imputar ao consumo (ERC), definido no ponto 9 do presente Procedimento.

No entanto, no caso da repetição de EVD, a VCEVD fica refletida no BSP, garantindo a neutralidade financeira da valorização da compensação interna pelo agravamento do desvio do sistema, por EVD e por C, através da seguinte expressão:

$$VCEC(h) = VCEVD(h) + VCC(h)$$

A valorização da energia resultante de mobilização de reserva de potência ativa, afeta à compensação total ou parcial pelo agravamento do desvio do sistema por EVD segue a seguinte expressão:

$$VCEVD(h) = \sum_a ERTPPHF(h,a) + \sum_a ERS(h,a) + \sum_a ERR^{h-15}(h,a) + \sum_{15min \in h} ERR_{ns}^{h-30}(15min) +$$

$$\sum_{15min \in h} ERSEV(15min) + \sum_a ERR(h,a), \text{ energias para compensar EVD}$$

A valorização da energia resultante de mobilização de reserva de potência ativa, afeta à compensação total ou parcial pelo agravamento do desvio do sistema por C, segue a seguinte expressão:

$$VCEVD(h) = \sum_a ERTPPHF(h,a) + \sum_a ERS(h,a) + \sum_a ERR^{h-15}(h,a) + \sum_{15min \in h} ERR_{ns}^{h-30}(15min) +$$

$$\sum_{15min \in h} ERSEV(15min) + \sum_a ERR(h,a), \text{ energias para compensar C}$$

Na ausência de etiquetas que possibilitem identificar a mobilização de reserva de potência ativa, para compensação pelo agravamento do desvio do sistema por EVD e por C, atribuem-se as últimas ofertas ativadas e/ou reserva mobilizada, depois de compensar possíveis ACB, RC e/ou FTI.

As energias afetas à valorização da compensação interna pelo agravamento do desvio do sistema, por EVD e por C, não entram na determinação do preço do desvio conforme o definido no ponto 6.2 do presente Procedimento.

2.2.2 — Valorização das trocas de serviços de sistema com plataformas europeias (VTSS):

Os encargos ou proveitos resultantes da valorização das trocas de serviços de sistemas através de plataformas europeias, ficam refletidos no encargo de regulação para o sistema a imputar ao consumo (ERC), definido no ponto 9 do presente Procedimento, e são valorizados pela seguinte expressão:

$$VTSS(h) = \sum_{15\text{min} \leq h} VELRR(15\text{min}) + \sum_{15\text{min} \leq h} SRRCI(15\text{min}) + \sum_{15\text{min} \leq h} VERSEV(15\text{min}) + \sum_{15\text{min} \leq h} VLFDI(15\text{min})$$

As energias de regulação mobilizadas através de plataformas europeias para satisfazer as necessidades da área de controlo portuguesa entram na determinação do preço do desvio conforme o definido no ponto 6.2 do presente Procedimento.

2.2.2.1 — Valorização da energia líquida de reserva de reposição resultante das ofertas ativas e necessidades satisfeitas (VELRR):

A energia líquida de reserva de reposição (ERR), que resulta do saldo entre a energia de reserva de reposição resultante das ofertas ativas (ERR_{oa}^{h-30}) e a energia de reserva de reposição resultante das necessidades satisfeitas (ERR_{ns}^{h-30}) é valorizada a preço marginal de reserva de reposição (PRR), de acordo com o estabelecido no ponto 12 do procedimento n.º 14 e com a seguinte expressão:

$$VELRR(15\text{min}) = (ERR_{oa}^{h-30}(15\text{min}) - ERR_{ns}^{h-30}(15\text{min})) \times PRR(15\text{min})$$

onde:

	Preço positivo	Preço negativo
Regulação a subir (ou energia importada)	VELRR < 0	VELRR > 0
Regulação a baixar (ou energia exportada)	VELRR > 0	VELRR < 0

2.2.2.2 — Sobrecusto resultante da ativação de ofertas de reserva de reposição para a controlabilidade na interligação (SRRCI):

O sobrecusto resultante das ativações de ofertas de reserva de reposição, com preço superior ao preço marginal de reserva de reposição, para a controlabilidade na interligação, conforme o estabelecido no ponto 8 do procedimento n.º 14.

2.2.2.3 — Valorização da energia de regulação secundária evitada afeta ao processo de coordenação de desvios (VERSEV):

A energia de regulação secundária evitada (ERSEV) afeta ao processo de coordenação de desvios é valorizada a preço de referência da ativação evitada do IGCC (P_{IGCC}), de acordo com o estabelecido no ponto 9.1 do procedimento n.º 12 e com a seguinte expressão:

$$VERSEV(15\text{min}) = ERSEV(15\text{min}) \times P_{IGCC}(15\text{min})$$

onde:

	Preço positivo	Preço negativo
Regulação a subir (ou energia importada)	VERSEV < 0	VERSEV > 0
Regulação a baixar (ou energia exportada)	VERSEV > 0	VERSEV < 0

Na ausência do preço de referência da ativação evitada do IGCC, aplica-se o preço definido pela ponderação média da valorização quarto-horária da energia de regulação secundária



a preço marginal quarto-horário de reserva de regulação a subir ou a baixar, da área de controlo portuguesa.

Todos os pagamentos ou recebimentos posteriores aos 7 (sete) meses previstos para acertos, no presente documento, são considerados custos ou proveitos permitidos da atividade da GGS.

2.2.2.4 — Valorização da liquidação financeira dos desvios na interligação (VLFDI):

O encargo ou proveito resultante da liquidação financeira dos desvios na interligação (FSKAR) fica refletido no encargo de regulação para o sistema a imputar ao consumo, ERC, de acordo com o estabelecido no ponto 9 do presente Procedimento.

A energia de controlo de frequência (E_FCP) e a energia das trocas não intencionais (E_UE), afetas ao FSKAR, são valorizadas a preço de referência do FSKAR (P_FSKAR), enquanto, a energia em período de rampa (E_RP) é valorizada a preço zero, de acordo com o estabelecido no ponto 7 do procedimento n.º 20 e com a seguinte expressão:

VLFDI(15min)=E_FCP(15min)×P_FSKAR(15min)+E_RP(15min)×0+E_UE(15min)×P_FSKAR(15min)

onde:

Table with 2 columns: Preço positivo, Preço negativo. Rows: Regulação a subir (ou energia importada), Regulação a baixar (ou energia exportada).

Na ausência do preço de referência do FSKAR, aplica-se o preço marginal do mercado diário.

Todos os pagamentos ou recebimentos posteriores aos 7 (sete) meses previstos para acertos, no presente documento, são considerados custos ou proveitos permitidos da atividade da GGS.

2.2.3 — Direitos de recebimento e obrigações de pagamento afetos a compensação interna do remanescente resultante da troca de serviços de sistema com plataformas europeias para a controlabilidade nas interligações:

2.2.3.1 — Valorização afeta à compensação Interna do remanescente resultante da troca de serviços de sistema com as plataformas europeias, para a controlabilidade nas Interligações e erros de arredondamento (VCTSSCI):

Os encargos ou proveitos resultantes da valorização da compensação interna do remanescente resultante da troca de serviços de sistema com as plataformas europeias, para a controlabilidade nas interligações e erros de arredondamento, são imputados às rendas de congestionamento na interligação (RCI).

VCTSSCI(15min)=∑_h VCRRCI(15min)

2.2.3.2 — Valorização afeta à compensação Interna do remanescente da troca de serviços de sistema resultante da ativação de ofertas de reserva de reposição para a controlabilidade na interligação (VCRRCI):

A valorização da compensação interna, do remanescente da troca de serviços de sistema, para a controlabilidade na interligação, resultante do sobrecusto com as ativações de ofertas de reserva de reposição para a controlabilidade nas interligações (SRRCI), descontando as ofertas de reserva de reposição (ERR_h-30_oa), da área de controlo portuguesa, ativadas a preço superior (PRR') ao preço marginal de reserva de reposição (PRR) e erros de arredondamento:

VCRRCI(15min)=(VELRR(15min)+SRRCI(15min))-∑_ao VERR_h-30_oa(15min,ao)-VERR_h-30_ns(15min) = (ERR_h-30_oa(15min)-ERR_h-30_ns(15min))×PRR(15min)+SRRCI(15min)-∑_ao (ERR_h-30_oa(15min,ao)×PRR'(15min,ao)) + ERR_h-30_ns(15min)×PRR(15min)

2.2.4 — Direitos de recebimento e obrigações de pagamento afetos a intercâmbios de apoio:

Os encargos afetos à solicitação de intercâmbios de apoio entre sistemas, a imputar pelo sistema elétrico que presta o apoio ao sistema elétrico que o solicita, dependem do intervalo de tempo que medeia entre o pedido e o momento da previsível da situação de risco na operação:

Em tempo real entre duas sessões subsequentes do mercado intradiário do MIBEL (no curto prazo);

Durante a programação.

Em tempo real, se o sistema elétrico solicitado apresentar condições de segurança e reserva de potência ativa a subir suficiente para satisfazer a solicitação concretiza o pedido de apoio, sendo remunerado pela energia fornecida pelo sistema elétrico requisitante de acordo com o estabelecido em acordo internacional, tendo em conta o preço local afeto à respetiva mobilização.

Durante a programação, caso o sistema elétrico solicitado apresente condições de segurança e reserva de potência ativa a subir suficiente para satisfazer o pedido, desde que se efetue programação de geração adicional, o sistema requisitante para além de pagar, caso se verifique, a energia resultante da concretização do intercâmbio de apoio, assume também os encargos afetos à programação de geração adicional, no caso de ser necessário programar geração térmica adicional, independentemente da concretização ou não do intercâmbio de apoio.

A determinação do encargo devido à programação de geração adicional depende do momento em que é programada:

Durante a verificação técnica do PDBF, recorrendo ao respetivo mecanismo de resolução de restrições técnicas internas;

Após a verificação técnica do PDBF, de acordo com o estabelecido em acordo internacional, para cada país (em Portugal, resulta da soma algébrica entre encargos devidos à mobilização de ofertas de reserva de regulação, para o acoplamento de grupos térmicos valorizadas ao respetivo preço, incorporando os custos de arranque tidos em conta no processo de resolução de restrições técnicas após publicação do PDVD e eventuais encargos de compensação, pela manutenção em paralelo dos grupos térmicos, de modo a garantir as condições necessárias à concretização do intercâmbio de apoio).

Em termos de fecho económico, tendo em conta a liquidação da participação dos agentes de mercado, na área portuguesa do MIBEL, quando Portugal presta o apoio, as mobilizações de reserva de potência ativa devidas aos intercâmbios de apoio são valorizadas segundo os respetivos mercados, de acordo com a participação dos agentes de mercado associados (encargo mínimo a imputar ao sistema elétrico espanhol), enquanto os custos resultantes do intercâmbio de apoio, no sentido Espanha Portugal, tendo em conta o acordo internacional, são imputados em Portugal como restrições técnicas.

Encargo ou proveito resultante da valorização afeta ao encargo mínimo a imputar ao sistema elétrico espanhol, pela ocorrência de intercâmbio de apoio no sentido Portugal-Espanha (VEIA), ou resultante da valorização afeta proveito a atribuir ao sistema elétrico espanhol, pela ocorrência de intercâmbio de apoio no sentido Espanha-Portugal (VPIA), segundo a expressão:

$$VIA(h)=VEIA(h)+VPIA(h)$$

onde:

	Preço positivo	Preço negativo
Energia exportada	VEIA < 0	VEIA > 0
Energia importada	VPIA > 0	VPIA < 0

O encargo mínimo a imputar ao sistema elétrico espanhol, pela ocorrência de intercâmbio de apoio no sentido Portugal Espanha é dado pela seguinte expressão:

$$VEIA(h) = -(VIAPE(h) + EPGAP[DVPDBF](h) + EPGAP[AVPDVD](h))$$

A valorização da energia resultante da mobilização de reserva de potência ativa para efetivar o intercâmbio de apoio, corresponde à parcela VIAPE, sendo o respetivo encargo assumido pelo sistema elétrico espanhol;

A programação de geração adicional, em função do momento, detém as seguintes parcelas de encargos:

Parcela EPGAP[DVPDBF], resultante da soma algébrica das valorizações afetas às alterações à programação verificadas no PDBF, para estabelecer a geração térmica adicional no sistema português para resolução de restrições técnicas externas, a imputar ao sistema elétrico espanhol;

Parcela EPGAP[AVPDVD], encargo devido à Programação de Geração térmica adicional em Portugal, após a publicação do PDVD, a assumir pelo sistema espanhol, resultante da soma algébrica entre valorizações devidas à mobilização de reserva de potência ativa para o estabelecimento de geração térmica adicional e à respetiva compensação, até ao momento de prestação do intercâmbio de apoio.

As energias afetas à valorização do intercâmbio de apoio que não contribuam para a regulação da área de controlo portuguesa não entram na determinação do preço do desvio conforme o definido no ponto 6.2 do presente Procedimento.

O Proveito a atribuir ao sistema elétrico espanhol, pela ocorrência de intercâmbio de apoio no sentido Espanha Portugal é dado pela seguinte expressão:

$$VPIA(h) = VIAPE(h) + EPGAE[DVPDBF](h) + EPGAE[AVPDBF](h)$$

A valorização da energia resultante da efetivação do intercâmbio de apoio prestado pelo sistema espanhol ao sistema português, é imputada no sistema português, ficando refletida no encargo de regulação para o sistema a imputar ao consumo (ERC), definido no ponto 9 do presente Procedimento;

A programação de geração adicional, em função do momento, detém as seguintes parcelas de encargos:

Parcela EPGAE[DVPDBF], resultante da soma algébrica das valorizações afetas às alterações à programação verificadas no PDBF no sistema espanhol, para estabelecer a geração térmica adicional, a imputar ao sistema elétrico português, ficando refletida no encargo de regulação para o sistema a imputar ao consumo (ERC), definido no ponto 9 do presente Procedimento;

Parcela EPGAE[AVPDBF], resultante do estabelecimento de Programação de Geração Adicional no sistema espanhol, valorizado de acordo com o estabelecido em acordo internacional, a imputar ao sistema português, ficando refletida no encargo de regulação para o sistema a imputar ao consumo (ERC), definido no ponto 9 do presente Procedimento.

2.2.5 — Demonstração da neutralidade financeira:

Deste modo, a equação de neutralidade financeira assume a seguinte composição:

$$\sum_a LIQ^{BSP}(h, a) + \sum_a LIQ^{BRP}(h, a) + VCACB(h) + VCRC(h) + VIA(h) + VTSS(h) - VCTSSCI(h) = 0$$

onde:

$LIQ^{BSP}(h, a)$ — Liquidação correspondente à participação na área portuguesa do MIBEL, durante o período de liquidação h , do agente de mercado que participa nos mercados de serviços de sistema a .

Valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento resultantes da participação, no MIBEL, área portuguesa, de agentes de mercado que participam nos mercados de serviços de sistema, determinado de acordo com o estabelecido no ponto 5.1 do presente Procedimento;

LIQ^{BRP} (h,a) — Liquidação correspondente à participação na área portuguesa do MIBEL, durante o período de liquidação h, do agente de mercado responsável pela liquidação dos desvios e outros encargos de regulação a.

Valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento resultantes da participação, no MIBEL, área portuguesa, de agentes de mercado responsáveis pela liquidação dos desvios e outros encargos de regulação, determinado de acordo com o estabelecido no ponto 5.2 do presente Procedimento;

VCACB(h) — Valorização afeta à compensação interna de uma ação coordenada de balanço, verificada durante o período de liquidação h, imputável às rendas de congestionamento na interligação e determinada de acordo com o estabelecido no ponto 2.2.1.1 do presente Procedimento;

VCRC(h) — Valorização afeta à compensação interna de um redespacho coordenado, verificado durante o período de liquidação h, imputável às rendas de congestionamento na interligação, determinada de acordo com o estabelecido no ponto 2.2.1.2 do presente Procedimento;

VIA(h) — Valorização do encargo mínimo a imputar ao sistema elétrico espanhol, pela ocorrência de intercâmbio de apoio no sentido Portugal-Espanha, ou proveito a atribuir ao sistema elétrico espanhol, pela ocorrência de intercâmbio de apoio no sentido Espanha-Portugal, determinada de acordo com o estabelecido no ponto 2.2.4 do presente Procedimento;

VTSS(h) — Valorização das trocas de serviços de sistemas através de plataformas europeias, a refletir no encargo de regulação para o sistema a imputar ao consumo, determinada de acordo com o estabelecido no ponto 2.2.2 do presente Procedimento;

VCTSSCI(h) — Valorização afeta à compensação interna do remanescente resultante da troca de serviços de sistema com as plataformas europeias, para a controlabilidade nas interligações e erros de arredondamento, a refletir nas rendas de congestionamento na interligação, determinada de acordo com o estabelecido no ponto 2.2.3.1 do presente Procedimento.

2.2.5.1 — Acertos decorrentes dos desfasamentos temporais entre pagamentos e recebimentos no âmbito da liquidação em acordos nacionais e internacionais:

Os acertos de valores liquidados relativos aos desfasamentos temporais entre pagamentos e recebimentos no âmbito de acordos nacionais e internacionais, são imputados às rendas de congestionamento do sistema elétrico português. Caso o valor do saldo disponível das rendas de congestionamento não permita acomodar o acerto necessário, o mesmo pode ser repercutido nos encargos de neutralidade no momento de liquidação seguinte.

Os acertos podem resultar do desfasamento temporal entre a liquidação nacional e a liquidação internacional dos projetos FSKAR, TERRE, IGCC, SAP, MARI e PICASSO.

2.3 — Rubricas da liquidação:

São rubricas para definição dos valores económicos a liquidar, as seguintes:

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) Programas diários de energia elétrica, resultantes da participação dos agentes de mercado no mercado organizado de contratação à vista e mercado de contratação bilateral, por unidade de programação, Área de Ofertas e unidade física afeta a cada agente de mercado, validados pela GGS;

b) Programas diários de energia elétrica, resultantes da modificação introduzida pela GGS nos programas diários contratados, por unidade de programação, Área de Ofertas e unidade física afetas a cada agente de mercado, no âmbito da gestão técnica do sistema;

c) Programas diários de energia elétrica, resultantes das solicitações de regulação secundária enviadas pelo regulador central, por unidade física e Área de Ofertas, afetas a cada agente de mercado, validados pela GGS;

d) Consumos correspondentes às unidades de programação, obtidos a partir dos valores recolhidos das contagens de energia elétrica das instalações consumidoras, incluindo a metodologia de aplicação de perfis de carga a contagens obtidas sem recurso a telecontagem, ajustadas para perdas nas redes, agregadas por agente de mercado, após adequação horária entre as curvas de geração e de consumo em mercado. Estes valores são disponibilizados à GGS, conforme metodologia estabelecida no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados em Portugal continental, GMLDD;

e) Consumos em bombagem durante o período de comissionamento e em regime industrial, obtidos diretamente por telecontagem das instalações produtoras reversíveis;

f) Consumos em regime industrial obtidos diretamente por telecontagem das instalações consumidoras;

g) Emissões em regime industrial, obtidas diretamente por telecontagem das instalações produtoras;

h) Emissões em período de comissionamento, obtidas diretamente por telecontagem das instalações produtoras.

2.3.2 — Bandas de reserva de regulação:

As rubricas a ter em conta, quer quanto a valores físicos de bandas de reserva de regulação atribuídas, quer quanto a informação adicional relativa a incumprimentos, no âmbito da banda de reserva de regulação, são as seguintes:

a) Banda de reserva de regulação atribuída em leilão por unidade física, agregadas por Área de Ofertas;

b) Incumprimento total e parcial da banda de reserva de regulação por unidade física, agregadas por Área de Ofertas;

c) Incumprimento do programa horário final por unidade física, agregadas por Área de Ofertas;

d) Incumprimento do funcionamento do relé de deslastre por frequência por unidade física, agregadas por Área de Ofertas;

e) Incumprimento da instrução de despacho por unidade física, agregadas por Área de Ofertas.

2.3.3 — Bandas de regulação secundária:

As rubricas a ter em conta, quer quanto a valores físicos de Bandas de regulação secundária atribuídas, quer quanto a informação adicional relativa a incumprimentos, no âmbito da banda de regulação secundária, são as seguintes:

a) Bandas de regulação secundária atribuídas em mercado, por unidade física, e agregadas por Área de Ofertas;

b) Bandas de regulação secundária atribuídas extraordinariamente, por unidade física e agregadas por Área de Ofertas;

c) Incumprimentos totais ou parciais no estabelecimento das bandas de regulação atribuídas por unidade física e agregados por Área de Ofertas, imputáveis ao respetivo agente de mercado;

d) Incumprimentos totais por não seguimento do sinal de controlo emitido pelo regulador central, por unidade física e agregados por Área de Ofertas, imputáveis ao respetivo agente de mercado;

e) Duração dos incumprimentos.

2.3.4 — 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) Preços marginais do mercado diário;

b) Curva de ofertas para resolução de restrições técnicas no PDBF;

c) Ofertas para resolução de restrições técnicas após publicação do PDVD;

d) Ofertas de reserva de regulação;

- e) Ofertas de reservas de reposição;
- f) Preços marginais das diferentes sessões do mercado intradiário e, quando aplicável, os preços contratados em mercado intradiário a contínuo;
- g) Preços marginais de banda de regulação atribuída em mercado;
- h) Preços marginais de banda de regulação atribuída extraordinariamente;
- i) Preços marginais de banda de reserva de regulação;
- j) Preços marginais da energia de ofertas de reserva de regulação;
- k) Preços marginais da energia de ofertas de reservas de reposição;
- l) Preços do desvio por defeito;
- m) Preços do desvio por excesso.

2.3.5 — Desvios:

As rubricas a ter em conta, quer quanto a valores físicos e económicos, afetos aos desvios à programação, quer quanto a informação adicional relevante para a respetiva valorização, são as seguintes:

- a) Identificação e contabilização das mobilizações de reserva de regulação, através de instruções de despacho, por Área de Ofertas, para estabelecimento de banda de regulação contratada, não garantida através de mercado organizado, a considerar como desvios à programação, quando aplicável;
- b) Identificação dos desvios ao PHL, Programa Horário de Liquidação, afetos a cada agente de mercado;
- c) Discriminação da unidade de desvio de comercialização como unidade de liquidação autónoma agregadora de desvios;
- d) Encargos de regulação para o sistema, afetos à resolução de Desvios, a refletir na determinação do preço dos desvios verificados por agente de mercado;
- e) Valorização dos Desvios por agente de mercado.

2.3.6 — Energia de comissionamento:

As rubricas a ter em conta, quanto a valores económicos decorrentes de períodos de comissionamento, são as seguintes:

- a) Valorização da energia emitida para a rede e consumida para bombagem, durante o período de comissionamento;
- b) Encargo para o agente de mercado, devido ao incumprimento da obrigatoriedade de não participação no mercado organizado de contratação à vista e/ou de contratação bilateral durante o período de comissionamento.

2.3.7 — Energia de ensaio de verificação de disponibilidade:

As rubricas a ter em conta, quanto a valores económicos decorrentes de ensaios de verificação de disponibilidade são as seguintes:

- a) Valorização da energia, durante o período de ensaio, por unidade física;
- b) Valorização da energia, durante o período de ensaio, por Área de Ofertas com banda de reserva de regulação;
- c) Encargo para o agente de mercado devido ao incumprimento do ensaio, por unidade física;
- d) Encargo para o agente de mercado devido ao incumprimento do ensaio, por Área de Ofertas com banda de reserva de regulação.

2.3.8 — Energia de reservas de reposição:

As rubricas a ter em conta, quanto a valores económicos decorrentes da participação no mercado transeuropeu de reservas de reposição são as seguintes:

- a) Valorização da energia das ofertas de reservas de reposição ativadas, por Área de Ofertas;
- b) Encargo para o agente de mercado, devido às incongruências na programação, a imputar ao consumo.

2.3.9 — Impostos:

Na liquidação semanal são considerados ainda todos os impostos aplicáveis sobre as rubricas atrás mencionadas.

2.4 — Arredondamentos dos itens de liquidação:

As energias objeto de liquidação são calculadas por período de liquidação ou, determinadas por período quarto horário com agregação horária, com arredondamento ao kWh mais próximo e são valorizadas, por período de liquidação, com arredondamento ao cêntimo de Euro mais próximo, tal como as demais valorizações resultantes da participação dos agentes de mercado, na área portuguesa do MIBEL.

Os fatores de imputação de encargos para o sistema a repercutir, respetivamente, sobre o consumo, são determinados com arredondamento à décima quinta (15.ª) casa decimal mais próxima.

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) objeto de liquidação e respetivas valorizações, agregadas ou determinadas por unidade de liquidação, para obtenção de totais diários, sendo apenas liquidado ao total semanal 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 ONME:

Para efeitos de aplicação da liquidação a que se refere o presente Manual de Procedimentos, são consideradas, por agente de mercado, com discriminação por unidade de programação, as obrigações e direitos contratados nos mercados diário e intradiário, designadamente quanto aos valores físicos correspondentes.

O processo de liquidação das energias contratadas nos mercados diário e intradiário de energia tem por intervenientes os agentes de mercado e o respetivo operador do mercado de contratação à vista, ONME, não se encontrando abrangido pelo âmbito de aplicação do presente Manual de Procedimentos.

4 — Contratos bilaterais:

Para efeitos de aplicação da liquidação a que se refere o presente Manual de Procedimentos, são consideradas, por agente de mercado, com discriminação por unidade de programação, as obrigações e direitos contratados no mercado de contratação bilateral, designadamente quanto aos valores físicos correspondentes.

O processo de liquidação relativo à energia contratada através de contratos bilaterais — contratos livremente estabelecidos entre um agente de mercado comprador e outro vendedor, é da responsabilidade exclusiva dos agentes de mercado envolvidos na transação, não se encontrando abrangido pelo âmbito de aplicação do presente Manual de Procedimentos.

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

Da participação por período de liquidação h , de agentes de mercado, na área portuguesa do MIBEL, resultam direitos de recebimento e obrigações de pagamento.

5.1 — Liquidação aos BSP agentes de mercado que participam nos serviços de sistema:

Os direitos de recebimento ou obrigações de pagamento, por período de liquidação h , decorrentes da participação dos BSP, agentes de mercado que participam no mercado de serviços de sistema da área portuguesa do MIBEL, são apurados pela agregação dos conceitos de liquidação aplicáveis.

Para cada BSP 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, para cada período de liquidação h :

$$LIQ^{BSP}(h,a) = RRT^{BSP}(h,a) + BRS^{BSP}(h,a) + BRR^{BSP}(h,a) + ER^{BSP}(h,a) + VCIP^{BSP}(h,a) + VCIPR^{BSP}(h,a) + CB^{BSP}(h,a)$$

em que:

$LIQ^{BSP}(h,a)$ — corresponde ao valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento para liquidação ao BSP a , que participa nos mercados de serviços de sistema, no período de liquidação h ;

$RRT^{BSP}(h,a)$ — corresponde ao valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento relativos à participação do BSP 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, no período de liquidação h, determinado de acordo com o estabelecido no ponto 5.1.1 do presente Procedimento;

$BRS^{BSP}(h,a)$ — corresponde ao valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento relativos à participação do BSP 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, no período de liquidação h, determinado de acordo com o estabelecido no ponto 5.1.2 do presente Procedimento;

$BRR^{BSP}(h,a)$ — corresponde ao valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento relativos à participação do BSP a, no mercado de contratação de banda de reserva de regulação, incluindo, quando aplicável, incumprimentos na disponibilização de banda de reserva de regulação atribuída, no período de liquidação h, determinado de acordo com o estabelecido no ponto 5.1.3 do presente Procedimento;

$ER^{BSP}(h,a)$ — corresponde ao valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento relativos à participação do BSP a, 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, limitações, ensaios de verificação de disponibilidade e período de comissionamento, no período de liquidação h, determinado de acordo com o estabelecido no ponto 5.1.4 do presente Procedimento;

$VCIP^{BSP}(h,a)$ — Corresponde ao valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento relativos às incongruências na programação decorrentes da participação nos mercados do BSP a, no período de liquidação h, determinado de acordo com o estabelecido no ponto 5.1.5 do presente Procedimento;

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

$$VCIPR^{BSP}(h,a) = \sum_t VCIPR^{BSP}(t,a)$$

$CB^{BSP}(h,a)$ — Valorização afeta aos serviços de sistema contratados bilateralmente, previstos no Procedimento n.º 16, bem como as respetivas penalizações por incumprimento, se aplicáveis, de acordo com o estabelecido no ponto 5.1.7 do presente Procedimento.

Cada parcela de liquidação na expressão anterior inclui o valor de eventuais penalizações por incumprimento dos serviços de sistema mobilizados ao BSP pela GGS, quando aplicável, de acordo com as regras previstas no presente MPGGS.

5.1.1 — Resolução de restrições técnicas RRT^{BSP} :

Por período de liquidação h, o valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento relativos à participação do BSP 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:

$$RRT^{BSP}(h,a) = VERTPDBF(h,a) + EIOPDBF(h,a) + VERTPDVD(h,a) + VERTPPHF(h,a)$$

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 de liquidação h, afetas ao agente de mercado a.

Direito de recebimento ou obrigação de pagamento, 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:

$$\text{VERTPDBF}(h,a) = \text{VERTPDBFS}(h,a) + \text{VERTPDBFB}(h,a)$$

onde:

$\text{VERTPDBFS}(h,a)$ — 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 de liquidação h , afeta ao agente de mercado a :

$$\text{VERTPDBFS}(h,a) = \sum_a$$

$\text{VERTPDBFB}(h,a)$ — 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 de liquidação h , afeta ao agente de mercado a :

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

com:

$\text{VERTPDBF}(h,up)$ — Valorização da Energia resultante de alteração da programação no PDBF, refletida no PDVD, para o período de liquidação h , afeta ao BSP a , através da participação da unidade de programação up contida na Área de Ofertas, no processo de Resolução de Restrições Técnicas no PDBF.

$\text{EIOPDBF}(h,a)$ — 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 de liquidação h , a imputar ao BSP a .

Obrigação de pagamento, resultante dos encargos a imputar a unidades de programação em incumprimento, 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.

$\text{VERTPDVD}(h,a)$ — Valorização da Energia para Resolução de Restrições Técnicas após a publicação do PDVD, resultante de instruções no PRR, para o período de liquidação h , afeta ao BSP a . Corresponde ao direito de recebimento, resultante da soma algébrica entre valorizações de energia para Resolução de Restrições Técnicas posteriores ao PDVD, devida à mobilização de reserva de regulação, através de instruções de antecipação ou arranque de um grupo termoelétrico, 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:

$$\text{VERTPDVD}(h,a) = \sum_a \text{VERTPDVD}'(h,uf) + \sum_a \text{VERTPDVD}''(h,uf) - \sum_a \text{VIRTPDVD}(h,uf)$$

$\text{VERTPDVD}'(h,uf)$ — Valorização da Energia para Resolução de Restrições Técnicas após a publicação do PDVD, resultante da instrução de arranque de grupo termoelétrico, com incremento de energia programada no PRR, durante o período de liquidação h , para a unidade física uf afeta ao BSP a , de acordo com o estabelecido no ponto 3.2 do Procedimento n.º 9.

$\text{VERTPDVD}''(h,uf)$ — Valorização da Energia para Resolução de Restrições Técnicas após a publicação do PDVD, resultante da instrução de antecipação de grupo termoelétrico, com incremento de energia programada no PRR, durante o período de liquidação h , para a unidade física uf afeta ao BSP a , de acordo com o estabelecido no ponto 3.2 do Procedimento n.º 9.

VIRTPDVD(h,uf) — Valorização do incumprimento da instrução de arranque para a resolução de restrições técnicas após publicação do PDVD, aplicado nos períodos de integração afetos ao horizonte de programação do arranque, em que incumprimento o PRR, admitindo uma tolerância por defeito definida pela GGS durante o período de liquidação h, para a unidade física uf afeta ao BSP a, de acordo com o estabelecido no ponto 5 do Procedimento n.º 9.

VERTPPHF(h,a) — 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 o período de liquidação h, afeta ao BSP a.

Direito de recebimento ou obrigação de pagamento, resultante da soma algébrica entre valorizações de energia para Resolução de Restrições Técnicas posteriores ao PHF, devida à mobilização de reserva de regulação, através de instruções de despacho, para Resolução de Restrições Técnicas durante a programação entre intradiários ou em tempo real, por unidade de liquidação afeta a cada BSP, de acordo com o estabelecido no ponto 4 do Procedimento n.º 9.

5.1.2 — Banda de regulação secundária BRS^{BSP}:

Corresponde ao valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento relativos à participação do BSP a, no mercado 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, no período de liquidação h:

$$BRS^{BSP}(h,a) = VBRA(h,a) + VEBRAE(h,a) + VIBRA(h,a)$$

onde:

$VBRA(h,a)$ — Valorização de Banda de Regulação secundária Atribuída para e durante o período de liquidação h, afeta ao agente de mercado a.

Direito de recebimento, resultante do somatório das agregações por cada BSP a, das valorizações devidas a unidades físicas (uf) contidas em cada Área de Ofertas (ao), referentes respetivamente:

À Valorização de Banda de Regulação secundária Atribuída em Mercado (VBRAM), de acordo com o estabelecido no ponto 10 do Procedimento n.º 12;

À Valorização de Banda de Regulação secundária Atribuída Extraordinariamente (VBRAE), de acordo com o estabelecido no ponto 8 do Procedimento n.º 12.

$$VBRA(h,a) = \sum_a \sum_{ao} (VBRAM(h,ao,uf) + VBRAE(h,ao,uf))$$

$VEBRAE(h,a)$ — Valorização de alterações à programação, devidas ao Estabelecimento de Banda de Regulação secundária Atribuída Extraordinariamente, para o período de liquidação h, afeta ao BSP a.

Direito de recebimento ou Obrigação de pagamento, resultante da soma algébrica das valorizações das energias por Área de Ofertas afeta a cada BSP, devidas à alteração da programação, de modo a estabelecer banda de regulação secundária, em unidades físicas, contidas em cada Área de Ofertas, através de mecanismo excecional de atribuição de reserva de regulação secundária, de acordo com o estabelecido no ponto 8 do Procedimento n.º 12.

$VIBRA(h,a)$ — Valorização de Incumprimentos no estabelecimento de Banda de Regulação secundária Atribuída, durante o período de liquidação h, afeta ao agente de mercado a.

Obrigação de pagamento, resultante do somatório das agregações por Área de Ofertas afeta a cada agente de mercado, das valorizações devidas ao não seguimento do sinal de controlo emitido pelo regulador central e ao não estabelecimento total ou parcial de banda de regulação secundária atribuída em unidades físicas contidas em cada Área de Ofertas, de acordo com o estabelecido no ponto 10 do Procedimento n.º 12.

5.1.3 — Banda de reserva de regulação BRR^{BSP}:

Corresponde ao valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento relativos à participação do BSP, nos mercados de contratação de banda de reserva de regulação a, incluindo, quando aplicável, os incumprimentos na disponibilização de banda de reserva de regulação atribuída, no período de liquidação h:

$$BRR^{BSP}(h,a) = VBARRA(h,a) + VIBARRA(h,a) + VIDF(h,a)$$

onde:

$VBARRA(h,a)$ — Valorização de banda de reserva regulação atribuída para o período de liquidação h, da unidade física uf, agregado na Área de Ofertas ao, afeta ao BSP a.

Direito de recebimento, resultante do somatório das agregações por BSP, das valorizações devidas à Área de Ofertas para as unidades físicas correspondentes, referentes à valorização de banda de reserva de regulação atribuída em mercado, de acordo com o estabelecido no ponto 5 do Procedimento n.º 15.

$VIBARRA(h,a)$ — Valorização por incumprimento de banda de reserva de regulação atribuída e por incumprimento do programa horário final por unidade física agregado por Área de Ofertas ao, para o período de liquidação h, afeta ao BSP a.

Uma Área de Ofertas está em incumprimento de banda de reserva de regulação quando o programa horário final por unidade física, agregado na Área de Ofertas, não garante o valor mínimo de 20 % da banda de reserva de regulação atribuída no leilão de capacidade, de acordo com o estabelecido no ponto 9.2 do Procedimento n.º 15.

Obrigação de pagamento, resultante do somatório das agregações por BSP, em cada área de Ofertas, de acordo com o estabelecido no ponto 9.2 do Procedimento n.º 15.

$VIDF(h,a)$ — Valorização do incumprimento do deslastre por frequência, para o período de liquidação h, afeta ao BSP a, determinada de acordo com o estabelecido no ponto 9.3 do Procedimento n.º 15.

5.1.4 — Energia de regulação ER^{BSP}:

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 BSP a no mercado de serviços de sistema, área portuguesa do MIBEL, incluindo, quando aplicável, os incumprimentos de instruções de despacho e período de comissionamento, no período de liquidação h:

$$ER^{BSP}(h,a) = VERS(h,a) + VERR^{h-15}(h,a) + VERR^{h-30}(h,a) + VERR(h,a) + EIID(h,a) + VEC(h,a) + EREVD(h,a) + EINPM(h,a)$$

onde:

$VERS(h,a)$ — Valorização das Energias de Regulação Secundária, resultantes do seguimento do sinal de controlo emitido pelo regulador central, durante o período de liquidação h, afeta ao BSP a.

Direito de recebimento ou obrigação de pagamento, resultante da soma algébrica entre valorizações de energia de regulação secundária, contabilizada por Área de Ofertas afeta a cada BSP, como a soma algébrica das energias de regulação secundária, resultantes do seguimento do sinal de controlo emitido pelo regulador central, por unidade física em telerregulação, contida em cada Área de Ofertas, valorizada de acordo com o estabelecido no ponto 11 do Procedimento n.º 12.

$VERR^{h-15}(h,a)$ — Valorização das energias de reserva de regulação, resultantes da ativação de reserva de regulação, através de instruções de despacho, desde que não seja para Resolução de Restrições Técnicas, em Área de Ofertas com banda de reserva de regulação contratada, durante o período de liquidação h, afeta ao BSP a.

Direito de recebimento ou obrigação de pagamento, resultante da soma algébrica das valorizações de energia de reserva de regulação a subir, de acordo com o estabelecido no ponto 11 do Procedimento n.º 13, por Área de Ofertas afeta a cada BSP com banda de reserva de regulação contratada de acordo com o Procedimento n.º 15.

$VERR_{oa}^{h-30}(h,a)$ — Valorização das Energias de Reservas de Reposição quarto-horárias, agregadas por período de liquidação h , afeta ao BSP a:

$$VERR_{oa}^{h-30}(h,a) = \sum_{15min \in h} \sum_{oa \in \Lambda} VERR_{oa}^{h-30}(15min,oa)$$

onde:

	Preço positivo	Preço negativo
Energia a subir	$VERR > 0$	$VERR < 0$
Energia a baixar	$VERR < 0$	$VERR > 0$

Direito de recebimento ou obrigação de pagamento, resultante da soma algébrica das valorizações de energia de reserva de reposição, resultante das ofertas ativadas (oa) por Área de Ofertas, afeta a cada BSP, de acordo com o estabelecido no ponto 12 do Procedimento n.º 14.

$VERR(h,a)$ — 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 de liquidação h , afeta ao BSP a.

Direito de recebimento ou obrigação de pagamento, resultante da soma algébrica entre valorizações de energia de reserva de regulação, resultante da mobilização de reserva de regulação, por Área de Ofertas afeta a cada BSP, de acordo com o estabelecido no ponto 11 do Procedimento n.º 13.

$EIID(h,a)$ — Encargo devido ao Incumprimento de Instruções de Despacho, para o período de liquidação h , por parte de áreas de ofertas afetas ao BSP a.

Obrigação de pagamento, resultante da soma do encargo devido por Área de Ofertas afeta a cada agente de mercado, por incumprimento em termos de potência, de instruções de despacho emitidas pela GGS, determinado de acordo com o estabelecido no ponto 8 do presente Procedimento.

$VEC(h,a)$ — Valorização de Energia de Comissionamento e ensaio de verificação de disponibilidade, durante o período de liquidação h , afeta ao BSP a:

$$VEC(h,a) = \sum_a \sum_{ao} VEC(h,ao,uf) + \sum_a \sum_{ao} VEVD(h,ao,uf) + \sum_a VEVD^{h-15}(h,ao)$$

$VEC(h,ao,uf)$ — Valorização de energia de comissionamento emitida para a rede e consumida para bombagem, durante o período de liquidação h , afeta ao BSP a.

Direito de recebimento ou obrigação de pagamento, resultante da valorização por unidade física, durante o respetivo período de comissionamento, de acordo com o estabelecido no ponto 4 do Procedimento n.º 4.

$VEVD(h,ao,uf)$ — Valorização de energia de ensaio de verificação de disponibilidade, emitida para a rede e consumida para bombagem, durante o período de liquidação h , afeta ao BSP a.

Direito de recebimento ou obrigação de pagamento, resultante da valorização por unidade física, devida pela energia emitida para a rede e consumida para bombagem, durante o ensaio de verificação de disponibilidade, de acordo com o ponto 14 do Procedimento n.º 13.

$VEVD^{h-15}(h,ao)$ — Valorização de energia de verificação de disponibilidade, durante o ensaio da Área de Ofertas com banda de reserva de regulação contratada, para o período de liquidação h , afeta ao BSP a.

Direito de recebimento ou obrigação de pagamento, resultante da valorização devida pela energia consumida durante o ensaio da Área de Ofertas com banda de reserva de regulação contratada, de acordo com o estabelecido no ponto 8 do Procedimento n.º 15.

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 de liquidação h, a imputar ao BSP a, responsável pela(s) unidade(s) física(s) em incumprimento.

Obrigação de pagamento, resultante da soma das agregações por Área de Ofertas afeta a cada BSP, 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, quando em regime industrial, determinado de acordo com o estabelecido no ponto 4 do Procedimento n.º 4.

5.1.5 — Incongruências à programação decorrentes da participação nos mercados organizados VCIP^{BSP}:

Considera-se que existe uma incongruência à programação nas situações em que as quantidades totais desagregadas pelo BSP a são distintas das dos programas comunicados à GGS após o fecho da negociação dos mercados organizados.

VCIP^{BSP}(h,a) — Valorização de energia resultante das incongruências na programação, durante o período de liquidação h, decorrentes da participação nos mercados organizados do BSP 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 de venda de energia firme do mercado;
Excedentária em relação à de 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 de venda de energia firme do mercado;
Excedentária em relação à de 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 de venda de energia firme do mercado;
Deficitária em relação à de 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 de venda de energia firme do mercado;
Deficitária em relação à de 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 de venda de energia firme do mercado;
Deficitária em relação à de 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 são 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 BSP nos mercados organizados, são imputados ou atribuídos ao encargo de regulação imputável ao consumo, ERC, definido no ponto 9 do presente Procedimento.

5.1.6 — Incongruências à programação do mercado de reservas de reposição VCIPR^{BSP}:

Considera-se que existe uma incongruência na programação do mercado de reservas de 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 BSP a são distintas das comunicadas pela plataforma transeuropeia.

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 BSP é:

$$VCIPR^{BSP}(t,a)=IPR(t,a)\times PRRep(t)$$

Compra de Reservas de Reposição, refletida na posição final do BSP é:

$$VCIPR^{BSP}(t,a)=IPR(t,a)\times PRRep(t)$$

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:

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

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

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

onde:

$IPR(t,a)$ — Energia resultante das incongruências na programação do mercado de Reservas de Reposição, durante o período de integração quarto-horário t , para o BSP a;

$PE(t)$ — Preço marginal 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 9do presente Procedimento.

5.1.7 — Serviços de sistema contratados bilateralmente CB^{BSP}:

Os custos com a aquisição de serviços de sistema através de contratação bilateral são repercutidos de acordo com o ponto 3 do Procedimento n.º 16. no encargo de regulação para o sistema a imputar ao consumo (ERC), definido no ponto 9 do presente Procedimento:

$$CB^{BSP}(h,a)=VCB(h,a)+PCB(h,a)$$

Uma instrução despacho de potência reativa, para um grupo (gr) em modo exclusivo de compensação síncrona, é valorizada de acordo com as condições do contratuais estabelecidas no respetivo contrato bilateral:

$$VCB(h,a)=\sum_a \sum_h VCB(1/4h,gr)$$

A penalização por incumprimento da instrução despacho de potência reativa (RI) de um grupo (gr) em modo exclusivo de compensação síncrona, aplica-se sempre que a potência reativa (RV) verifique a condição $RV(1/4h,gr) < RI(1/4h,gr) - 10 \text{ MVar}$ ou $RV(1/4h,gr) > RI(1/4h,gr) + 10 \text{ MVar}$:

$$PCB(h,a)=\sum_a \sum_h -VCB(15min,gr) \times k(a)$$

O k é o fator multiplicativo, igual um, ficando a penalidade igual à valorização da instrução de despacho, caso nesse período quarto-horário não seja cumprida a instrução de despacho.

O mecanismo de verificação de incumprimentos aplica-se em todos os períodos de 15 minutos afetos a uma instrução de potência reativa.

5.2 — Liquidação aos BRP dos desvios e outros encargos de regulação:

Os BRP são responsáveis enquanto tal pelos encargos dos desvios à programação, mas igualmente responsáveis por outros encargos de regulação decorrentes da participação dos BSP no mercado de serviços de sistema da área portuguesa do MIBEL.

Os direitos de recebimento ou obrigações de pagamento, por período de liquidação h, dos BRP, são apurados pela agregação dos conceitos de liquidação aplicáveis.

Para cada BRP a, os direitos de recebimento ou obrigações de pagamento decorrentes da participação no mercado de serviços de sistema ou nos mercados organizados ou por contratação bilateral da área portuguesa do MIBEL ou são determinados nos seguintes termos:

$$LIQ^{BRP}(h,a)=ERC^{BRP}(h,a)+DESV^{BRP}(h,a)+EDG^{BRP}(h,a)$$

em que:

LIQ^{BRP}(h,a) — corresponde ao valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento para liquidação ao BRP a, responsável pela liquidação de desvios e outros encargos de regulação, no período de liquidação h.

ERC^{BRP}(h,a) — corresponde ao valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento a imputar ao consumo, a repercutir no BRP a, no período de liquidação h, determinado de acordo com o estabelecido no ponto 5.2.1 do presente Procedimento.

$DESV^{BRP}(h,a)$ — Valorização de Desvios, afetos ao período de liquidação h , do BRP a . Direito de recebimento ou obrigação de pagamento, resultante da valorização de energia de desvio por defeito ou por excesso, determinada por unidade de liquidação afeta a cada agente de mercado, de acordo com o estabelecido no ponto 6 do presente Procedimento. Inclui, quando aplicável, os agravamentos relativos a unidades genéricas de programação, no período de liquidação h .

$EDG^{BRP}(h,a)$ — corresponde ao valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento, relativos a penalidades por incumprimento à programação em unidades genéricas de programação, no período de liquidação h , determinado de acordo com o estabelecido no ponto 7 do presente Procedimento.

5.2.1 — Encargos de regulação a imputar ao consumo ERC^{BRP} :

O valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento a imputar ao consumo, ERC , a repercutir no BRP a , no período de liquidação h :

$ERC^{BRP}(h,a)$ — Encargo para o sistema, resultante da valorização afeta à Regulação verificada para o período de liquidação h , imputável ao consumo, a repercutir sobre o BRP a .

Obrigação de pagamento, resultante da soma do rateio do encargo para o sistema, consequente da valorização da regulação horária verificada, a imputar ao consumo, devido às unidades de liquidação afetas a cada agente de mercado, rateado tendo em conta a razão, no referencial de geração, entre o consumo verificado, de cada unidade de liquidação, e a soma dos consumos verificados das unidades de liquidação de todos os agentes de Mercado, traduzindo-se:

$$ERC^{BRP}(h,a) = \sum_a KC(h,ul) \times ERC(h,ul)$$

onde:

$KC(h,ul)$ — Fator de imputação de encargos para o sistema, a atribuir ao consumo, por período de liquidação h , a repercutir sobre o BRP a , através da unidade de liquidação ul , determinado de acordo com o estabelecido no ponto 5.2.1.1 do presente Procedimento.

$ERC(h)$ — Encargo para o sistema, resultante da valorização afeta à Regulação verificada para o período de liquidação h , imputável ao consumo, determinado de acordo com o estabelecido no ponto 9 do presente Procedimento.

5.2.1.1 — Fator de Imputação de encargos para o sistema, a atribuir ao consumo:

O fator de imputação de encargos para o sistema, a atribuir ao consumo, por período de liquidação h , é determinado por unidade de liquidação afeta aos BRP.

A unidade de liquidação, para efeito do cálculo do fator de imputação de encargos para o sistema a atribuir ao consumo, corresponde ao conjunto de agentes de mercado pelos quais o BRP assumiu responsabilidades.

Constitui exceção o agente de mercado comercializador de último recurso, para o qual a unidade de liquidação corresponde à unidade de programação de consumo.

$$KC(h,ul) = \frac{\sum_{ul}(CVA(h,up))}{\sum_a \sum_{ul}(CVA(h,up))}$$

onde:

$KC(h,ul)$ — Fator de imputação de encargos para o sistema, a atribuir ao consumo, por período de liquidação h , a repercutir sobre ao BRP, através da unidade de liquidação ul .

$CVA(h,up)$ — Consumo verificado durante o período de liquidação h , ajustado ao referencial de geração, afeto à participação da unidade de programação up do BRP, na área portuguesa do MIBEL, através da unidade de liquidação ul .

5.2.2 — Incumprimento à programação em unidades genéricas:

O valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento relativos a penalidades por incumprimento à programação em unidades genéricas, no período de liquidação h é dado por $EDG^{BRP}(h,a)$:

onde:

$EDG^{BRP}(h,a)$ — Encargo devido à ocorrência de incumprimentos à programação, para o período de liquidação h , em unidades de liquidação afetas a unidades de programação Genérica, a repercutir sobre o BRP a .

Obrigações de pagamento, resultante do somatório dos encargos devidos à ocorrência de incumprimento à programação, em unidades de liquidação afetas a cada agente de mercado, relativas a unidades de programação genérica, função da subsistência temporal dos incumprimentos durante a programação, determinados de acordo com o estabelecido no ponto 7 do presente Procedimento.

6 — Valorização das energias de desvio por unidade de liquidação:

A Decisão da ACER 18/2020, de 15 de julho, estabelece a harmonização da determinação da liquidação dos desvios dos BRP, no que diz respeito ao cálculo do desvio em cada período de liquidação h e à determinação dos preços de desvio a aplicar.

Considerando o articulado que consta no Anexo I daquela Decisão, o ponto 6.1 deste Procedimento determina os desvios dos BRP e as suas componentes, nomeadamente a posição (artigo 3.º), as quantidades atribuídas (artigo 4.º), os ajustamentos de desvio (artigo 5.º) e o desvio (artigo 6.º).

No ponto 6.2 são apresentados o cálculo e as condições de aplicação dos preços de desvio (preço único ou preços duais) e no ponto 6.3 são apresentados os sentidos dos fluxos financeiros associados à liquidação de desvios, tal como estabelecido no artigo 55.º do Regulamento EB.

6.1 — Cálculo das energias de desvio por unidade de liquidação:

As energias de desvio determinam-se por unidade de liquidação. Para esse efeito a unidade de liquidação corresponde ao conjunto de agentes de mercado com os quais o BRP tem responsabilidades de liquidação de desvios, independentemente das responsabilidades com outros encargos de regulação.

Constitui exceção a esta regra o comercializador de último recurso e o agregador de último recurso, para o qual a unidade de liquidação corresponde à unidade de programação.

6.1.1 — Posição:

A Posição de cada BRP, para cada período de liquidação, corresponde à soma de todos os seus contratos, nos diversos mercados em que participa na área portuguesa do MIBEL, incluindo contratação bilateral.

A Posição de cada BRP é dada pelo PHL, Programa Horário de Liquidação.

No caso das unidades de liquidação afetas aos BRP que participam apenas nos mercados organizados ou através de contratação bilateral, o PHL corresponde ao respetivo PHF.

6.1.2 — Quantidades atribuídas:

As quantidades atribuídas a um BRP correspondem à participação efetiva na área portuguesa do MIBEL que corresponde à soma algébrica por unidade de liquidação:

Do Consumo Verificado, no referencial da geração, determinado nos casos previstos através de perfis de consumo e ajustado para perdas nas redes(CVA);

Do Consumo para Bombagem Verificado (CBV);

Da Emissão Verificada (EV); e

Da Energia para o estabelecimento de Banda de Regulação Secundária Atribuída, não garantida em mercado organizado ou não garantida pelos limites máximo e mínimo de funcionamento do serviço de telerregulação, estabelecidos pelo agente de mercado, para a unidade física (EEBRA).

6.1.3 — Ajustamentos de desvio:

Caso um BRP seja responsável pela liquidação do desvio de BSP, os Ajustamentos de Desvio correspondem às respetivas mobilizações, no referencial de geração, incluindo a reserva de regulação, as reservas de reposição e quando aplicável a reserva de regulação secundária e restrições técnicas.

Adicionalmente devem ser tidas em conta nos Ajustamentos de Desvio, para cada período de liquidação, as energias associadas a eventuais reduções na capacidade de interligação com impacto em contratos em outros Estados Membros. São igualmente consideradas todas as energias associadas a alocações entre BRP devido a ações de redespacho pela GGS.

6.1.4 — Desvio:

Para cada período de liquidação, o cálculo do desvio de um BRP, responsável pela liquidação do desvio de um ou mais agentes de mercado, é determinado como a energia correspondente à diferença entre as Quantidades Atribuídas a esse BRP (6.1.2), e a respetiva Posição (6.1.1) incluindo eventuais Ajustamentos de Desvio (6.1.3).

Para as unidades de liquidação relativas a unidades de programação não genéricas, a energia de desvio resulta da diferença entre a participação efetiva na área portuguesa do MIBEL, e o PHL, Programa Horário de Liquidação.

Na determinação do desvio da unidade de liquidação afeta aos BRP que participam apenas nos mercados organizados ou através de contratação bilateral, o PHL corresponde ao respetivo PHF.

Caso o BRP seja responsável pela liquidação dos desvios ou transacione nos mercados organizados ou através de contratação bilateral, energia afeta a outros agentes de mercado que participam nos mercados de serviços de sistema, o PHL corresponde ao PHF ajustado com as respetivas mobilizações de reserva de regulação refletidas no PHOF, no referencial de geração, ou, quando aplicável, resulta da soma algébrica entre PHOF e PHS.

O desvio da unidade de desvio de comercialização udc, enquanto BRP, resulta da soma algébrica dos desvios das unidades de liquidação afetas aos agentes de mercado comercializadores integradas nessa unidade.

Para o BRP, a energia de desvio, por unidade de liquidação, caso seja:

Positiva, encontra-se desviado por excesso;

Negativa, encontra-se desviado por defeito;

Nula, não tem desvio.

6.2 — Valorização das energias de desvio por unidade de liquidação:

O artigo 9 do Anexo 1 da decisão 18/2020 da ACER, estabelece as regras de cálculo dos preços de desvio.

Os preços a utilizar para determinar o preço de desvio para um determinado período de liquidação, por defeito ou por excesso, são os seguintes:

a) O preço ou preços, calculados na plataforma transeuropeia correspondente (TERRE), a que diz respeito o Procedimento n.º 14, do consumo de energia de regulação do ORT satisfeito por ofertas de reserva de reposição, RR, definidos de acordo com o artigo 19.º do Regulamento EB;

b) quando aplicável, o preço ou preços, calculados na plataforma pan-europeia correspondente (MARI), do consumo de energia de regulação do ORT satisfeito por ofertas de reservas de restabelecimento da frequência com ativação manual, mFRR, definidas de acordo com o artigo 20.º do Regulamento EB;

c) quando aplicável, o preço ou preços, calculados na plataforma pan-europeia correspondente (PICASSO), do consumo de energia de regulação do ORT satisfeito por ofertas de reservas de restabelecimento da frequência com ativação automática, aFRR, definidas de acordo com o artigo 21.º do Regulamento EB;

d) quando aplicável, o preço ou preços de energia de regulação resultantes da ativação de produtos específicos para os processos de restabelecimento da frequência ou reservas de reposição, nomeadamente os previstos nos Procedimentos n.º 12 e n.º 13;

e) quando aplicável, o preço ou preços de energia de regulação resultantes da ativação de energia de regulação que não correspondam a produtos *standard* ou específicos, para os processos de restabelecimento de frequência ou reservas de reposição, nomeadamente os previstos no Procedimento n.º 15 e no ponto 4 do Procedimento n.º 9;

O cálculo dos preços de desvio a utilizar na valorização das energias de desvio, por defeito, PDD(h) ou por excesso, PDE(h), é feito através de uma média ponderada tendo em conta quer os preços identificados acima nas alíneas a) a e) bem como as respetivas energias ativadas.

Assim:

PDD(h) — O preço do desvio por defeito, quando aplicável, representa o preço médio ponderado das ativações de energia de regulação a subir, considerando quer os preços quer as respetivas energias de ativação identificados acima nas alíneas a) a e);

PDE(h) — O preço do desvio por excesso, quando aplicável, representa o preço médio ponderado das ativações de energia de regulação a baixar, considerando quer os preços quer as respetivas energias de ativação identificados acima nas alíneas a) a e).

A valorização das energias de desvio deve remunerar todas as ativações de energia de regulação resultantes da mobilização de reserva de potência ativa para resolução de desvios, através de instruções de despacho ou de forma automática, seguindo o sinal de controlo emitido pelo regulador central, ou através da valorização de energia para Resolução de Restrições Técnicas posteriores ao PHF, empregues na regulação do sistema.

De forma a garantir a neutralidade financeira do ORT, são afetos ao consumo a diferença entre os custos determinados no ponto 9 do presente Procedimento e as receitas provenientes da valorização das energias de desvio aqui determinadas.

O Gestor Global do SEN aplica a metodologia de preço único para o desvio, segundo o artigo 7.º, do Anexo I, da Decisão da ACER de 15 julho de 2020, sempre que no período de liquidação, apenas tenha sido ativada energia de regulação num dos sentidos, deste modo:

Caso apenas tenha sido ativada energia de regulação a subir, valorizam-se todos os desvios por defeito e excesso, com o preço do desvio por defeito PDD(h);

Caso apenas tenha sido ativada energia de regulação a baixar, valorizam-se todos os desvios por defeito e excesso, com o preço do desvio por excesso PDE(h).

O Gestor Global do SEN aplica a metodologia de preços duais para o desvio, nos períodos de liquidação, em que existam ativações de energia de regulação nos dois sentidos, com a justificação prevista no artigo 11.º, n.º 1, alínea a), da Decisão da ACER de 15 julho de 2020, conforme exigido pelo artigo 52.º, n.º 2, alínea d), subalínea i), do Regulamento EB.

Deste modo:

Caso tenham sido ativadas energias de regulação nos dois sentidos, valorizam-se os desvios por defeito, com o preço do desvio por defeito PDD(h);

Caso tenham sido ativadas energias de regulação nos dois sentidos, valorizam-se os desvios por excesso, com o preço do desvio por excesso PDE(h).

Excetuam-se da situação anterior e aplica-se preço único de desvio aos períodos de liquidação em que a energia correspondente a ativações de serviços de sistema num dos sentidos seja menor ou igual a um valor residual da energia correspondente a ativações de serviços de sistema no sentido contrário. Esse valor residual deve resultar de proposta da GGS a homologar pela ERSE, apresentada 9 meses após a entrada em vigor do presente MPGGS, com base na informação recolhida nesse período.

O Gestor Global do SEN, na ausência de ativações de regulação para um determinado período de liquidação, valoriza todos os desvios com o preço das ativações evitadas PAE(h).

PAE(h) — O preço das ativações evitadas, quando aplicável, reflete o preço médio aritmético entre o preço mínimo das ofertas de reserva de regulação a subir não ativadas e o preço máximo das ofertas de reserva de regulação a baixar não ativadas.

A repercussão do encargo ou proveito para o sistema que resulta da valorização dos desvios afetos a unidades de liquidação é feita sobre o consumo de acordo com o ponto 9 do presente Procedimento.

6.3 — Pagamento de Desvios:

De acordo com o artigo 55.º do Regulamento EB, a liquidação de desvios entre a GGS e os BRP é feita tendo em conta a tabela seguinte:

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

A valorização das energias de desvio, por BRP *a*, traduz-se na seguinte expressão geral:

$$DES\!V(h,a)=ED(h,a)\times PD(h)$$

onde:

DES $V(h,a)$ — Valorização da Energia resultante do Desvio, durante o período de liquidação *h*, devido à participação na área portuguesa do MIBEL do BRP *a*.

ED(*h,a*) — Energia resultante do Desvio, durante o período de liquidação *h*, devido à participação na área portuguesa do MIBEL do BRP *a*, determinada de acordo com o ponto 6.1.4 do presente Procedimento.

PD(*h*) — Preço do desvio, para o período de liquidação *h*.

A valorização das energias de desvio, por unidade de liquidação afeta à unidade de desvio de comercialização *udc*, traduz-se na seguinte expressão geral:

$$DES\!V(h,ul|_{udc})=DES\!V(h,udc)\times \frac{|ED(h,ul|_{udc})|}{|ED(h,udc)|}$$

7 — Encargo para penalização por incumprimentos à programação em unidades de liquidação relativas a unidades de programação genérica (EDG):

Um agente de mercado pode deter uma unidade de programação genérica para facilitar a sua participação nos vários mercados e leilões, na medida em que regista temporariamente, a assunção pelo agente de mercado de compromissos de compra e/ou de venda de energia, os quais se obriga posteriormente a efetivar, com unidades de programação de outro tipo, por meio de mecanismos de contratação bilateral ou, a saldar mediante participação no mercado organizado.

Deste modo, as unidades de liquidação afetas a unidades de programação genérica só apresentam incumprimentos se o Agente de mercado deliberadamente desrespeitar a obrigação de efetivar as intenções declaradas.

Para as unidades de liquidação relativas a unidades de programação genérica, a energia de incumprimento 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 uma unidade de programação genérica:

O incumprimento por excesso corresponde ao 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.

O incumprimento por defeito corresponde ao 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.

O encargo para o agente de mercado, resultante da ocorrência de incumprimentos à programação por excesso ou defeito, em unidades de liquidação, relativas a unidades de programação genérica, traduz-se num agravamento adicional dissuasor, constituído por duas parcelas, consideradas em função da subsistência temporal dos incumprimentos durante a programação:

a) Fase 1: até ao termo do prazo previsto para a programação diária dos mercados diário e de contratação bilateral, impossibilitando a correta construção do Programa Diário Base de Funcionamento e a consequente validação técnica da programação;

b) Fase 2: no final de cada sessão do mercado intradiário, no caso de não aproveitamento dessas sessões para saldar a unidade de programação genérica, nos períodos horários não alteráveis em sessões do mercado intradiário subsequentes.

7.1 — Agravamento na Fase 1:

Os agentes de mercado que não saldem as unidades de programação genérica no termo da programação diária, através de mecanismos de contratação bilateral ou, mediante participação no mercado diário, ficam sujeitos, por unidade de liquidação afeta a unidade de programação genérica não saldada, a um agravamento correspondente a 1,5 vezes o preço de encontro do mercado diário, quando positivo, aplicado na valorização do módulo do respetivo incumprimento.

7.2 — Agravamento na Fase 2:

A manutenção de desvios em unidades de programação genérica, no final do mercado intradiário para cada período de liquidação, implica um agravamento, por unidade de liquidação, correspondente a 3 vezes o preço de encontro do mercado diário, quando positivo, aplicado na valorização do módulo do respetivo incumprimento.

8 — Penalização por incumprimento das instruções de despacho:

Em caso de incumprimento das instruções emitidas pela GGS, são identificados os períodos de tempo com deficiente resposta às solicitações requeridas, devendo estas situações serem registadas e objeto de um relatório a enviar à ERSE trimestralmente.

Para cada um dos períodos temporais com incumprimento identificados no parágrafo anterior, determina-se a diferença entre a energia emitida e/ou consumida pela respetiva Área de Ofertas ou unidade física e o integral das solicitações de potência ou limitações de potência registadas no sistema informático da GGS, sempre que esta diferença ultrapasse as tolerâncias.

Para efeitos da verificação do cumprimento de mobilizações de serviços de reserva, o período temporal deve ser compatível com o da definição do serviço, bem como deve ser considerada a energia emitida ou consumida pela Área de Ofertas.

As valorizações das referidas diferenças por período temporal, são contabilizadas por período de liquidação e o encargo resultante é imputado ao Agente de Mercado responsável pela Área de Ofertas ou unidade física em incumprimento.

EIID(h,a) — Encargo devido ao Incumprimento de Instruções de Despacho, para o período de liquidação h, por parte de áreas de ofertas ou unidades físicas, afetas ao Agente de Mercado a.

$$EIID(h,a) = \sum_a VIID(h,ao) + \sum_a VIID(h,uf)$$

VIID(h,ao) — Valorização do incumprimento de instrução de despacho, para o período liquidação h, em Área de Ofertas ao, do agente de mercado a, de acordo com o ponto 8.1 do presente procedimento.

VIID(h,uf) — Valorização do incumprimento de instrução afeta à limitação, para o período liquidação h, em unidade física uf, do agente de mercado a, de acordo com o ponto 8.1 do presente procedimento.

Na presença simultânea de condições para verificação da instrução de despacho e da instrução afeta à limitação, prevalece a verificação da instrução de despacho.

O proveito do sistema, devido ao incumprimento de instruções de despacho, é atribuído ao encargo de regulação imputável ao consumo (ERC), conforme o definido no ponto 9 do presente Procedimento.

8.1 — Incumprimento de Instrução de Despacho:

Na presente secção, a verificação do incumprimento é aplicável à Área de Ofertas sujeita à instrução de despacho emitida pela GGS, ou a um conjunto de áreas de ofertas do mesmo agente de mercado (BSP), se assim determinado pela GGS.

A verificação da instrução de despacho, para cada período do de liquidação, ocorre sempre que exista mobilização de reserva de reposição, de reserva de regulação ou de reserva de regulação em restrição técnica após a publicação do PHF, dando origem a uma penalidade por incumprimento da instrução de despacho, quando:

O consumo e/ou emissão verificados, $\sum(EV(h,ao)+CV(h,ao))$, em relação ao valor da potência ativa instruída a subir para a Área de Ofertas $PHOF(h,ao)$, resulta numa energia em defeito fora da tolerância:

$$\sum(EV(h,ao)+CV(h,ao)) - PHOF(h,ao) < \text{Máx}(-2.5 \text{ MW}; -2\% \times (PHOF(h,ao) - PHF(h,ao)))$$

Neste caso, a valorização do incumprimento de instrução de despacho, para a Área de Ofertas ao, para o período de liquidação h, é:

$$VIID(h,ao) = \left(\text{Máx} \left(\sum(EV(h,ao)+CV(h,ao)) ; PHF(h,ao) \right) - PHOF(h,ao) \right) \times PIID(h,ao)$$

O consumo e/ou emissão verificados, $\sum(EV(h,ao)+CV(h,ao))$ em relação ao valor da potência ativa instruída a baixar para a Área de Ofertas, $PHOF(h,ao)$, resulta numa energia em excesso fora da tolerância:

$$\sum(EV(h,ao)+CV(h,ao)) - PHOF(h,ao) > \text{Mín}(2.5 \text{ MW}; -2\% \times (PHOF(h,ao) - PHF(h,ao)))$$

Neste caso, a valorização do incumprimento de instrução de despacho, para a Área de Ofertas ao, para o período de liquidação h, é:

$$VIID(h,ao) = - \left(\text{Mín} \left(\sum(EV(h,ao)+CV(h,ao)) ; PHF(h,ao) \right) - PHOF(h,ao) \right) \times PIID(h,ao)$$

Para a potência ativa instruída a subir em incumprimento a penalidade, $PIID(h,ao)$, corresponde ao preço médio ponderado de todas as ativações de regulação a subir afetas à Área de Ofertas, quando positivo, com uma agravante de 20 % e para a potência ativa instruída a baixar em incumprimento corresponde ao preço marginal do mercado diário, quando positivo, com uma agravante de 20 %, descontado o preço médio ponderado de todas as ativações de regulação a baixar afetas à Área de Ofertas.

No entanto, quando os preços da penalidade por incumprimento da instrução de despacho determinados de acordo com o paragrafo anterior são negativos, a penalidade não se aplica.

A verificação do serviço de banda de reserva secundária e a respetiva penalização são feitas nos termos do Procedimento n.º 12.

8.2 — Incumprimento de instrução afeta à limitação:

Na presente secção, a verificação do incumprimento é aplicável à unidade física sujeita à limitação emitida pela GGS, ou a um conjunto de unidades físicas do mesmo agente de mercado (BSP), se assim determinado pela GGS.

A verificação da instrução também ocorre para cada período de liquidação, no caso de existirem limitações colocadas na Fase 1 do processo de resolução de restrições técnicas no PDBF ou, posteriormente, perante situações de exploração do sistema elétrico diferentes daquelas que se encontravam previstas inicialmente, existindo penalidade por incumprimento da instrução afeta à limitação, quando:

O consumo verificado, $CV(h,uf)$, em relação ao valor máximo da limitação de potência ativa instruída para a unidade física, $CV(h,uf)$, resulta numa energia em defeito fora da tolerância:

$$CV(h,uf)-LP(h,uf)<Máx(-2.5\text{ MW};2\%\times LP(h,uf))$$

Neste caso, a valorização do incumprimento de instrução afeta à limitação, para a unidade física uf , para o período de liquidação h , é:

$$VIID(h,uf)=\left(\sum CV(h,uf)-LP\right)\times PIID(h,uf)$$

A emissão verificada, $EV(h,uf)$, em relação ao valor mínimo da limitação de potência ativa instruída para a unidade física, $LP(h,uf)$, resulta numa energia em defeito fora da tolerância:

$$EV(h,uf)-LP(h,uf)<Máx(-2.5\text{ MW};-2\%\times LP(h,uf))$$

Neste caso, a valorização do incumprimento de instrução afeta à limitação, para a unidade física uf , para o período de liquidação h , é:

$$VIID(h,uf)=\left(\sum EV(h,uf)-LP\right)\times PIID(h,uf)$$

O consumo verificado, $CV(h,uf)$, em relação ao valor mínimo da limitação de potência ativa instruída para a unidade física, $LP(h,uf)$, resulta numa energia em excesso fora da tolerância:

$$CV(h,uf)-LP(h,uf)>Mín(2.5\text{ MW};-2\%\times LP(h,uf))$$

Neste caso, a valorização do incumprimento de instrução afeta à limitação, para a unidade física uf , para o período de liquidação h , é:

$$VIID(h,uf)=-\left(\sum CV(h,uf)-LP\right)\times PIID(h,uf)$$

A emissão verificada, $EV(h,uf)$, em relação ao valor máximo da limitação de potência ativa instruída para a unidade física, $LP(h,uf)$, resulta numa energia em excesso fora da tolerância:

$$EV(h,uf)-LP(h,uf)>Mín(2.5\text{ MW};2\%\times LP(h,uf))$$

Neste caso, a valorização do incumprimento de instrução afeta à limitação, para a unidade física uf , para o período de liquidação h , é:

$$VIID(h,uf)=-\left(\sum EV(h,uf)-LP\right)\times PIID(h,uf)$$

Para a potência ativa instruída em incumprimento a penalidade, $PIID(h,uf)$, corresponde ao preço marginal do mercado diário com uma agravante de 20 %.

No entanto, quando os preços marginais do mercado diário são negativos, a penalidade não se aplica.

9 — 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, deve assegurar a neutralidade financeira para a GGS, como resulta do ponto 2.2.5 do presente Procedimento. Aos valores dos encargos ou proveitos da GGS com a regulação junto dos BSP, bem como outros encargos e proveitos com a prestação de serviços de sistema, são deduzidos os proveitos ou encargos com a valorização dos desvios junto dos BRP, conforme definido no ponto 5.2 do presente Procedimento, e as restantes componentes de financiamento dos custos de regulação. O saldo que repõe a neutralidade financeira é imputável ao consumo (ERC) e determina-se por período de liquidação h , a partir da seguinte soma algébrica:

$$ERC(h) = \sum_a LIQ^{BSP}(h,a) + \sum_a DESV^{BRP}(h,a) + \sum_a EDG^{BRP}(h,a) - VCACB(h) - VCRC(h) + VIA(h) + VTSS(h) - VCTSSCI(h)$$

onde:

$ERC(h)$ — Encargo ou proveito a imputar ao consumo dos BRP, para garantir a neutralidade dos custos de regulação da GGS, em cada período de liquidação h ;

$LIQ^{BSP}(h,a)$ — Liquidação correspondente à participação na área portuguesa do MIBEL, durante o período de liquidação h , do BSP a , determinado de acordo com o estabelecido no ponto 5.1 do presente Procedimento;

$DESV^{BRP}(h,a)$ — Valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento, relativos a desvios do agente de mercado BRP a pela participação na área portuguesa do MIBEL, durante o período de liquidação h , determinado de acordo com o estabelecido no ponto 6.3 do presente Procedimento;

$VCACB(h)$ — Valorização de energia resultante de mobilização de reserva de potência ativa e de energia de comissionamento, afetadas à Compensação de Ação Coordenada de Balanço, verificada durante o período de liquidação h , imputável às rendas de congestionamento, determinada segundo o ponto 2.2.1.1 do presente Procedimento;

$VCRC(h)$ — Valorização de energia resultante de mobilização de reserva de potência ativa afeta à Compensação interna de Redespacho Coordenado, verificado durante o período de liquidação h , imputável às rendas de congestionamento, determinado segundo o ponto 2.2.1.2 do presente Procedimento;

$VIA(h)$ — Valorização do encargo mínimo a imputar ao sistema elétrico espanhol, pela ocorrência de intercâmbio de apoio no sentido Portugal-Espanha, ou do proveito a atribuir ao sistema elétrico espanhol, pela ocorrência de intercâmbio de apoio no sentido Espanha-Portugal, durante o período de liquidação h , determinada de acordo com o estabelecido no ponto 2.2.4 do presente Procedimento;

$VTSS(h)$ — Valorização das trocas de serviços de sistemas através de plataformas europeias, a refletir no encargo de regulação para o sistema a imputar ao consumo, determinada de acordo com o estabelecido no ponto 2.2.2 do presente Procedimento;

$VCTSSCI(h)$ — Valorização afeta à compensação interna do remanescente resultante da troca de serviços de sistema com as plataformas europeias, para a controlabilidade na interligação e erros de arredondamento, a refletir nas rendas de congestionamento na interligação, determinada de acordo com o estabelecido no ponto 2.2.3 do presente Procedimento;

$EDG^{BRP}(h,a)$ — Valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento, relativos a penalidades por incumprimento à programação em unidades genéricas de programação, a repercutir sobre o BRP a , no período de liquidação h , determinado de acordo com o estabelecido no ponto 5.2.2 do presente Procedimento.

10 — Medição de energia:

10.1 — Considerações e princípios de base:

Toda a energia elétrica trocada nos pontos de ligação do agente de mercado à rede elétrica de serviço público é objeto de medição.

A energia elétrica trocada num ponto de ligação pode ser medida por um só sistema de contagem ou ser calculada por valores de vários sistemas de contagem.

A GGS recebe os valores de contagem de todas as unidades de programação dos agentes de mercado em todos os períodos de 15 minutos do dia.

Para as unidades físicas habilitadas de produção a GGS deve receber a energia ativa em períodos de 15 minutos injetada no ponto de ligação à rede e para as unidades físicas habilitadas de consumo a GGS deve receber a energia ativa em períodos de 15 minutos consumida no ponto de ligação à rede com e sem perdas.

A medição e disponibilização de dados à GGS, das energias afetas às unidades de programação de consumo, são da responsabilidade dos operadores das redes de distribuição em MT e AT e de transporte, nos termos previstos no Regulamento de Relações Comerciais e no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados de Energia Elétrica em Portugal Continental.

A informação destes valores de consumo afeto à atividade de comercialização, em termos de valores provisórios para liquidação, deve ser fornecida à GGS no prazo máximo estipulado no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados de Energia Elétrica em Portugal Continental.

No âmbito do procedimento de consolidação do consumo afeto à atividade de comercialização descrito no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados de Energia Elétrica em Portugal Continental, a GGS pode modificar os valores recebidos, sempre que disponha de informações ou medidas adicionais que o justifiquem. Dessas alterações é mantido um registo com as respetivas causas e serão informados os agentes de mercado afetados.

A recolha da medição da energia elétrica emitida pelas unidades produtoras dos agentes de mercado é efetuada diretamente pela GGS por meio de telecontagem.

10.2 — Cálculo da energia entregue à rede elétrica de serviço público:

A energia entregue à rede elétrica de serviço público, quer nas fronteiras de produção de energia elétrica ou consumo em bombagem, quer nas interligações internacionais considera-se já num referencial de geração, pelo que não está sujeita a ajustamento para perdas.

10.3 — Cálculo da energia recebida da rede elétrica de serviço público:

Nas fronteiras entre a rede elétrica de serviço público e os agentes de mercado consumidores, a quantidade de energia recebida da rede elétrica de serviço público está sujeita aos mecanismos de aplicação de perfis de carga, de ajustamento para perdas nas redes e, de adequação entre curvas de geração e de consumo, sendo a responsabilidade pela aplicação desse mecanismos e pela disponibilização de informação à GGS, dos operadores das redes de distribuição em MT e AT e de transporte, para efeito dos cálculos de desvios.

11 — Liquidação semanal:

11.1 — Nota de liquidação semanal:

Até ao final do quinto dia útil seguinte ao fim do período da nota de liquidação semanal, a GGS disponibiliza a cada agente de mercado, por atividade, uma nota de liquidação semanal, 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.

11.2 — Contestação à nota de liquidação semanal:

O agente de mercado dispõe de um prazo de 4 dias úteis, desde a data de disponibilização da nota de liquidação semanal, para contestar os valores apresentados, para efeitos de incorporação de eventuais correções na referida nota de liquidação semanal, com efeitos na data de pagamento/recebimento seguinte.

Passado o prazo de 4 dias úteis, as reclamações pendentes de resposta e que venham a ser aceites, são refletidas nas notas de liquidação seguintes.

A não contestação, dentro deste prazo, significa que o agente de mercado aceita a liquidação semanal efetuada como válida para efeitos dos pagamentos e recebimentos a efetuar na data de pagamento e recebimento seguinte.

Passado este prazo, o agente de mercado mantém a possibilidade de apresentar uma posterior reclamação sobre a nota de liquidação semanal, mas a eventual alteração apenas se faz refletir nas datas de liquidação seguintes.

11.3 — Conteúdo da nota de liquidação semanal:

11.3.1 — Desagregação mínima da nota de liquidação:

A nota de liquidação, emitida por atividade do agente de mercado, deve, pelo menos, apresentar a desagregação que permita identificar, em base diária, com discriminação por período de liquidação, os principais agregados de liquidação identificados no ponto 5 do presente Procedimento.

11.3.2 — Informação de suporte à nota de liquidação:

A nota de liquidação deve ser acompanhada da informação de suporte à sua verificação que inclua, sempre que necessário, a completa desagregação, por período de liquidação, dos valores a liquidar pelas sub-rubricas de liquidação que integram os principais agregados de liquidação identificados no ponto 5 do presente Procedimento, bem como os seguintes valores físicos e económicos:

- a) Programa Horário de Liquidação;
- b) Emissão ou consumo para bombagem verificado, quando aplicável;
- c) Consumo verificado, quando aplicável;
- d) Programa Horário de Secundária verificado, quando aplicável;
- e) Programa Horário Operativo Final verificado, incluindo as alterações introduzidas por instruções de despacho, em tempo real, ao Programa Horário Operativo, quando aplicável;
- f) Programa Horário Final;
- g) Programa de Reservas de Reposição
- h) Programa Diário Viável Definitivo;
- i) Programa Diário Base de Funcionamento;
- j) Programa com a resolução de restrições;
- k) Preço marginal do mercado diário;
- l) Preço de regulação a subir;
- m) Preço de regulação a baixar;
- n) Preço de reservas de reposição
- o) Preço de Banda de regulação atribuída em mercado;
- p) Preço de banda de regulação atribuída extraordinariamente;
- q) Preço do desvio por excesso;
- r) Preço do desvio por defeito;
- s) Encargo para o sistema, a imputar ao consumo;
- t) Desvio do sistema;
- u) Consumo em mercado afeto à área portuguesa do MIBEL;
- v) Incongruências à programação decorrentes da participação nos mercados organizados;
- w) Incongruências à programação do mercado de reserva de reposição;
- x) Incumprimentos de banda de reserva de regulação;
- y) Incumprimentos de banda de reserva de regulação secundária.

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.

11.4 — Liquidações provisórias e definitivas:

As liquidações semanais podem ser provisórias ou definitivas.

Os motivos que condicionam o carácter provisório da liquidação são:

- a) Não ter ainda terminado o período de liquidação;
- b) A utilização de contagens com carácter provisório;
- c) A existência de reclamações pendentes;
- d) A verificação, *a posteriori*, de valores errados numa liquidação considerada como definitiva, que não puderam ser detetados no momento devido, nem pelo Agente de Mercado, nem pela GGS;
- e) Qualquer outra causa que determine insuficiência ou erro em alguma informação necessária para efetuar a liquidação.

Não se verificando quaisquer dos motivos acima indicados a liquidação semanal é considerada definitiva e dela resultarão direitos de recebimento e obrigações de pagamento firmes.

A correção aos valores da nota de liquidação semanal, não pode ocorrer em data posterior em mais de 7 meses à data da nota de liquidação inicial, enquadrada no âmbito dos prazos de divulgação de informação para efeitos de liquidação estabelecidos no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados de Energia Elétrica em Portugal Continental.

Procedimento n.º 23

Relacionamento entre o agente de mercado BRP e outros agentes de mercado

1 — Âmbito:

Este Procedimento estabelece os processos aplicáveis ao estabelecimento, manutenção e término do relacionamento entre o Agente de Mercado Responsável pela Liquidação perante a GGS (BRP) e outros Agentes de Mercado que pretendam ou tenham delegado a responsabilidade de interação nos processos de liquidação e faturação com a GGS.

Com a transferência da responsabilidade da interação nos processos de liquidação e faturação com a GGS, o Agente de Mercado em quem é confiada essa responsabilidade assume as responsabilidades de liquidação e faturação perante a GGS pelo Agente de Mercado que lhe delegou essa responsabilidade. O Agente de Mercado Responsável pela Liquidação perante a GGS é responsável pelos encargos financeiros resultantes da participação no mercado organizado ou através e contratação bilateral da totalidade dos Agentes de Mercado que tenham delegado a responsabilidade de interação nos processos de liquidação e faturação com a GGS e para os quais não tenham ocorrido a comunicação de cessação dessa delegação de responsabilidades.

A transferência da responsabilidade pressupõe, para efeitos do cálculo dos desvios, a incorporação das energias transacionadas no mercado organizado ou através de contratação bilateral de todos os Agentes de Mercado abrangidos por esta, no perímetro de cálculo dos desvios do BRP.

2 — Celebração da transferência de responsabilidades pela liquidação num BRP:

O Agente de Mercado que delegou a responsabilidade pela Liquidação perante a GGS ou o BRP devem informar a GGS, por escrito, sobre as transferências de responsabilidades que tenham estabelecido.

A informação deve ser recebida pela GGS até cinco dias úteis antes da data em que produz efeitos. Esta informação deve ser submetida por escrito e conter os seguintes dados:

- a) Identificação do Agente de Mercado em quem é confiada a responsabilidade pela liquidação perante a GGS;
- b) Identificação do Agente de Mercado que delega a responsabilidade pela liquidação perante a GGS.
- c) Instrumento de delegação de responsabilidade do Agente de Mercado no BRP, nos termos da minuta aprovada pela GGS, assinado por ambas as Partes.

Nas situações em que o BRP identifica um Agente de Mercado que mantém em vigor uma outra delegação de responsabilidade já associada a outro BRP, a GGS deve requerer ao BRP notificante o comprovativo de delegação de responsabilidades pelo Agente de Mercado, não produzindo a segunda delegação quaisquer efeitos, enquanto não for entregue à GGS e aceite por esta o referido comprovativo.

Após a aceitação da delegação de responsabilidades acima mencionada, a GGS comunica a sua decisão aos Agentes de Mercado envolvidos.

3 — Cessação da transferência de responsabilidades pela liquidação num BRP:

O Agente de Mercado que delegou a responsabilidade pela Liquidação perante a GGS ou o BRP devem informar a GGS da cessação das transferências de responsabilidades que tenham estabelecido, até dez dias úteis antes da data em que produz efeitos. Esta informação deve ser submetida por escrito e conter a identificação dos Agentes de Mercado envolvidos.

Com a comunicação à GGS de cessação das transferências de responsabilidades que tenha estabelecido, o BRP deve, obrigatoriamente e na mesma data, notificar do facto os Agentes de Mercado envolvidos.

A produção de efeitos da cessação determina a efetiva cessação das transferências de responsabilidades pela Liquidação, cabendo ao Agente de Mercado cuja delegação de responsabilidades no BRP tenha cessado, a obrigação de demonstrar perante a GGS a transferência de responsabilidade para outro BRP ou assumir diretamente essa responsabilidade perante a GGS, até ao momento da cessação.

No caso dum BRP ver o seu estatuto suspenso, todos os Agentes de Mercado que tenham delegado no BRP incumpridor são automaticamente suspensos, salvo se tiverem indicado um novo Agente de Mercado Responsável pela Liquidação perante a GGS ou assegurado diretamente essa responsabilidade perante a GGS.

Procedimento n.º 24

Pagamentos e recebimentos

1 — Âmbito e objeto:

Este Procedimento estabelece os mecanismos a aplicar pela GGS aos Agentes de Mercado que tiverem atuado na área de controlo portuguesa do MIBEL, para efeitos dos pagamentos e recebimentos, de acordo com as respetivas Notas de Liquidação, para cada período da nota de liquidação semanal.

2 — Características da faturação e autofaturação:

A não contestação à Nota de Liquidação semanal de acordo com o estabelecido o ponto 11.2 do Procedimento n.º 22 significa que o Agente de Mercado aceita a liquidação semanal efetuada como válida para efeitos dos pagamentos e recebimentos, procedendo a GGS à correspondente emissão dos documentos de faturação e autofaturação, os quais, devem conter informação sobre os elementos seguintes:

- a) Período semanal de liquidação;
- b) Valor final da valorização de desvios, quando aplicável;
- c) Valor final da valorização de energia de comissionamento, quando aplicável;
- d) Encargos ou proveitos devidos à participação no mercado de serviços de sistema, quando aplicáveis;
- e) Data de pagamento, quando aplicável;
- f) Data de recebimento, quando aplicável;
- g) Encargos devidos à operação do sistema através do mercado de serviços de sistema, quando aplicáveis;
- h) Informação sobre o IVA, quando aplicável;
- i) Conter a menção de «Autofaturação», quando aplicável;
- j) Total a pagar ou receber.

3 — Obrigações dos agentes de mercado devedores:

O agente de mercado devedor obriga-se ao pagamento dos montantes devidos pelas transações realizadas, constantes das notas de liquidação, incluindo o IVA, quando aplicável, até à data de pagamento definida pela GGS e constante dos documentos de faturação, o mais tardar 7 (sete) dias ocorridos após a emissão dos documentos de faturação, independentemente da data de receção. A data de pagamento avança para o dia útil seguinte, sempre que coincidir com um feriado TARGET2 (*Trans-European Automated Real-time Gross Settlement Express Transfer System*). O não pagamento na data definida pela GGS e constante dos documentos de faturação, implica que o GIG atue de acordo com o estabelecido no regime de gestão de riscos e garantias aprovado pela ERSE.

4 — Direitos dos agentes de mercado credores:

O agente de mercado credor tem direito ao recebimento dos montantes devidos pelas transações realizadas, constantes das notas de liquidação semanal, incluindo o IVA, quando aplicável, na data de recebimento definida pela GGS, que deve garantir um intervalo mínimo de 4 (quatro) dias úteis em relação à data de pagamento indicada no ponto anterior, sempre que nessa data a GGS tenha recebido todos os pagamentos dos Agentes de Mercado devedores. Caso contrário e

enquanto a garantia prestada pelo Agente de Mercado e a garantia solidária não tiver sido transferida para a GGS, os montantes totais a receber são reajustados de acordo com o estabelecido no ponto 6.1 do presente Procedimento. A data de recebimento avança para o dia útil seguinte sempre que coincidir com um feriado TARGET2 (*Trans-European Automated Real-time Gross Settlement Express Transfer System*).

Encontro de Contas para recebimentos e pagamentos

Sempre que o encontro de contas entre os valores afetos às notas de liquidação, resulta numa obrigação de pagamento do Agente de Mercado, a GGS emite uma referência para efeito de pagamento, cujos elementos de identificação, comunica ao Agentes de Mercado.

Durante o processo de inscrição como agente de mercado ou, para efeitos de atualização de informação necessária à Liquidação e Faturação, segundo procedimentos e formulários definidos pela GGS, os Agentes de Mercado, designarão uma conta em instituição bancária, para efeito de recebimento, quando o encontro de contas entre os valores afetos às notas de liquidação, resulta num direito de recebimento do Agente de Mercado.

5 — Regime para os pagamentos em mora:

O não recebimento pela GGS, até à data limite de pagamento, dos montantes constantes na nota de liquidação tem as consequências seguintes:

a) O GIG atua de acordo com o estabelecido no regime de gestão de riscos e garantias aprovado pela ERSE;

b) Caso a execução da garantia dos Agentes de Mercado devedores e da garantia solidária não possibilite a cobrança integral do valor em dívida e enquanto o GIG não proceder a transferência dos montantes em dívida, o montante da dívida é proporcionalmente suportado pelos Agentes de Mercado credores;

c) Enquanto o pagamento do montante em dívida não estiver totalmente realizado, o Agente de Mercado devedor é considerado em mora e, sobre as quantias em dívida incidirão juros de mora, a comunicar pela GGS, calculados nos termos especificados no ponto 6.1 do presente Procedimento;

d) A GGS procede à cobrança dos valores em dívida, incluídos juros de mora. Os montantes em dívida recuperados, acrescidos de juros de mora, são proporcionalmente devolvidos, no dia útil seguinte, aos Agentes de Mercado credores, juntamente com as respetivas notas crédito;

e) Os recebimentos dos Agentes de Mercado incumpridores ficarão afetos ao pagamento dos montantes em dívida incluídos os juros de mora.

6 — Atrasos nos pagamentos:

6.1 — Atraso de pagamento do agente de mercado e juros de mora:

Em caso de não pagamento pontual, total ou parcial, o agente de mercado incumpridor fica obrigado ao pagamento de juros de mora sobre a quantia em dívida, contados desde a data limite de pagamento indicada na fatura, até à data em que o pagamento for efetivamente realizado. Para efeitos de determinação dos juros de mora, será considerado o máximo entre o valor de juros de mora e 200 Euros. A taxa de juros de mora a aplicar é a taxa de juro legal em vigor.

Face ao exposto anteriormente, o valor de juros de mora a ser pago pelo Agente de Mercado em caso de atraso nos pagamentos é calculado da seguinte forma:

$$V=D \times j \times \frac{p+2}{360}$$

sendo:

V — Valor dos juros de mora;

D — Valor em dívida pelo Agente de Mercado;

J — Taxa de juros de mora aplicável;

P — Número de dias verificado entre a data limite de pagamento indicada na fatura e a data em que o pagamento for efetivamente realizado.

6.2 — Atraso de pagamento da GGS e juros de mora:

Em caso de atraso de pagamento da GGS ao Agente de Mercado, por razões que lhe sejam imputáveis, a GGS fica obrigada ao pagamento de juros de mora sobre as quantias em dívida, contados desde a data limite de recebimento indicada na fatura, até à data em que o pagamento for efetivamente realizado, de acordo com a fórmula seguinte.

$$V=D \times j \times \frac{p}{360}$$

sendo:

V — Valor dos juros de mora;

D — Valor em dívida ao Agente de Mercado;

J — Taxa de juros de mora aplicável;

P — Número de dias verificado entre a data limite de recebimento indicada na fatura e a data em que o pagamento for efetivamente realizado.

Procedimento n.º 25

Gestão de garantias

Os Agentes de Mercado devem prestar ao GIG, no âmbito do regime de gestão de riscos e garantias do SEN e do SNG previsto no Regulamento das Relações Comerciais dos setores elétrico e gás, garantia suficiente para dar cobertura às obrigações financeiras decorrentes das suas transações, de tal modo que se garanta o recebimento integral dos valores devidos pela participação na área portuguesa do MIBEL.

A falta de prestação desta garantia, a sua não-aceitação pelo GIG, por ser considerada insuficiente ou inadequada, ou pela sua não manutenção e atualização, impedem o Agente de Mercado de atuar na área portuguesa do MIBEL, originando a suspensão do contrato de adesão ao mercado de serviços de sistema.

Procedimento n.º 26

Proteção de dados

O tratamento dos dados pessoais que servem de suporte aos processos abrangidos no âmbito do presente Manual de Procedimentos, bem como da execução, gestão e acompanhamento dos contratos previsto celebrar, está submetido à disciplina e à conformidade com o Regulamento Geral sobre a Proteção de Dados (RGPD), a lei nacional de execução e demais legislação aplicável em matéria de privacidade e proteção de dados pessoais.

São unicamente recolhidos os dados pessoais pertinentes, adequados e limitados ao necessário para a finalidade que se pretende atingir e são conservados de forma a permitir a identificação dos seus titulares, apenas, durante o período necessário ao cumprimento dessa finalidade. Findo esse prazo, que pode resultar de imposição legal ou ser objeto de decisão, os dados pessoais devem ser eliminados ou anonimizados.

Aos titulares dos dados pessoais são fornecidas de forma concisa, transparente e inteligível, todas as informações necessárias à compreensão e fundamentação dos tratamentos efetuados. São assegurados os mecanismos que permitem o exercício dos direitos dos titulares dos dados, designadamente o direito de acesso, informação, portabilidade, retificação, apagamento, limitação do tratamento e oposição, o direito a não ficar sujeito a decisões individuais automatizadas e o direito de reclamação.

O tratamento dos dados pessoais pode ser subcontratado, desde que o subcontratado apresente garantias suficientes do cumprimento do RGPD e assegure a defesa dos direitos e liberdades dos titulares dos dados.

Os responsáveis pelo tratamento dos dados pessoais adotam as medidas técnicas e organizativas adequadas para assegurar um nível de segurança adequado ao risco, de modo a garantir a disponibilidade, integridade e confidencialidade dos dados pessoais, sejam esses meios total ou parcialmente automatizados, ou meios não automatizados de dados pessoais contidos em ficheiros ou a eles destinados.

Os sistemas informáticos utilizados para o tratamento dos dados pessoais têm em conta os princípios da proteção de dados desde a conceção (*Privacy by design*) e por defeito (*Privacy by default*).

Sempre que os responsáveis pelo tratamento tenham nomeado um encarregado de proteção de dados, disponibilizam o contacto do mesmo e identificam a autoridade nacional competente para apresentar reclamação sobre a matéria da privacidade e da proteção de dados pessoais.

A transferência de dados pessoais para organizações internacionais ou países terceiros, que não disponham de decisão de adequação, só podem acontecer se tiverem apresentado garantias adequadas e nas condições previstas no RGPD.

Procedimento n.º 27

Resolução de conflitos

1 — Petições, queixas e denúncias à ERSE:

As entidades abrangidas pelo presente Manual de Procedimentos podem apresentar queixas junto da ERSE relativas à inobservância das regras previstas no presente manual, bem como nos regulamentos da ERSE que o habilitam.

2 — Resolução extra judicial de conflitos:

Os conflitos emergentes do relacionamento comercial e contratual decorrente do Contrato de Adesão ao Mercado de Serviços de Sistema podem ser resolvidos através do recurso a procedimentos de resolução extrajudicial de conflitos, como são a mediação, a conciliação e a arbitragem voluntária.

3 — Arbitragem voluntária:

Ao abrigo do disposto no ponto 2, o Contrato de Adesão ao Mercado de Serviços de Sistema pode incluir uma cláusula compromissória que implica para as partes a submissão dos eventuais conflitos à arbitragem voluntária.

Procedimento n.º 28

Determinação do custo marginal de referência para central CCGT

1 — Cálculo do custo marginal:

O custo marginal de uma central de ciclo combinado a gás natural (CCGT) integra um conjunto de variáveis, as quais afetam o seu valor ao longo do tempo. No presente procedimento evidenciam-se:

As variáveis ou termos utilizados no cálculo do custo marginal de referência para uma central CCGT;

As fontes ou referências utilizadas na determinação dos termos necessários ao referido cálculo;

As regras de periodicidade de apuramento e de agregação temporal de cada um dos termos utilizados no cálculo; e

A expressão geral de apuramento do custo marginal de uma central CCGT.

1.1 — Identificação de termos para o cálculo:

A determinação do custo marginal de uma central CCGT deve incorporar, como termos do seu cálculo, (i) o custo do gás natural consumido na central para a produção elétrica, (ii) a eficiência relativa da central na utilização da energia primária, (iii) o custo das emissões de CO₂ geradas com a produção de eletricidade e (iv) os custos de operação e manutenção da central.

O termo referente ao custo das emissões de CO₂, por seu lado, depende também da valorização em mercado das licenças de emissão de CO₂ transacionadas no Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE) e do fator de emissão específico a aplicar à produção de eletricidade a partir de gás natural (que mede a quantidade de CO₂ emitido por cada unidade de energia elétrica produzida).

1.2 — Referências a utilizar:

Para efeitos do apuramento do custo marginal de uma central CCGT, consideram-se as seguintes referências de informação e dados:

a) Custo do gás natural: para este termo considera-se a combinação de três referências autónomas de preço, as quais correspondem ao referencial de negociação em Espanha (assumindo-se o Punto Virtual de Balance — PVB-ES), a um referencial líquido do centro da Europa (assumindo-se o Title Transfer Facility — TTF) e ao preço do petróleo nos mercados internacionais (assumindo-se a referencia mais liquida para a Europa — cotação Brent).

As referências de preço mencionadas são utilizadas em cotação diária de fecho de mercado, conforme divulgadas pela plataforma de informação *Thomson Reuters ou Bloomberg*;

b) Custo das emissões de CO₂: para este termo, considera-se a cotação do contrato a futuro para entrega em dezembro de cada ano das licenças de emissão de CO₂ transacionadas no âmbito do CELE.

Esta referência de preço considera a cotação diária de fecho do mercado secundário operado na plataforma de mercado *Intercontinental Exchange (ICE)*;

c) Fator de emissão específico: este termo considera um valor fixo para a emissão de CO₂ com cada unidade de energia elétrica produzida, considerando-se para o efeito o valor de 0,18 toneladas de CO₂ por cada MWh térmico de gás natural consumido;

d) Custos de operação e manutenção: para este termo é utilizado um valor variabilizado da estimativa anual de custos desta natureza, assumindo-se um custo fixo de 0,20 €/MWh de produção de eletricidade.

1.3 — Periodicidade de apuramento e divulgação:

O cálculo do custo marginal de uma central CCGT é efetuado trimestralmente pelo GGS, sendo divulgado na página da Internet desta entidade até ao dia 25 do mês seguinte ao trimestre a que o cálculo diga respeito.

Para efeitos de apuramento do custo marginal de uma central CCGT, considera-se que o custo do gás natural consumido no trimestre a que respeite o apuramento é efetuado a partir da média de preço das referências atrás mencionadas nos três meses que compõem esse mesmo trimestre. O custo do gás natural a considerar é fixo para todo o trimestre a que o cálculo diga respeito.

Ainda para efeitos do apuramento do custo marginal da central CCGT, o custo das licenças de emissão de CO₂ deve considerar a média das cotações diárias nos três meses que compõem esse mesmo trimestre. O custo das licenças de emissão de CO₂ é fixo para todo o trimestre a que o cálculo diga respeito.

1.4 — Fórmula de cálculo:

Tendo por base os termos de cálculo atrás enumerados, a periodicidade de apuramento do custo marginal de uma central CCGT e as referências de dados a utilizar, a expressão geral do custo marginal pode resumir-se do seguinte modo:

$$C_{mg_t}^{CCGT} = \gamma_t \cdot Ref_t + PEUA_t \cdot \sigma_s + OC_s$$

em que:

γ_t é o parâmetro de eficiência relativa na utilização do gás natural, específico para patamar de utilização trimestral h (medido em horas de utilização por trimestre);

Ref_t é o parâmetro de custeio do gás natural, considerando as respetivas referências de preço, fixo para o trimestre t (expresso em € por MWh térmico);

$PEUA_t$ é a média das cotações diárias de fecho de mercado nos três meses que compõem o trimestre t , do contrato a futuro de dezembro de cada ano para a transação de licenças EUA (expresso em € por tonelada métrica de CO_2);

δ_s é o parâmetro de especificação do fator de emissão específico das centrais CCGT do sistema (s), sendo fixo no tempo (expresso em toneladas métricas de CO_2 por MWh elétrico);

OC_s é o parâmetro de especificação de outros custos variabilizados para as centrais CCGT do sistema (s), integrando os custos de operação e manutenção, sendo fixo no tempo (expresso em € por MWh elétrico).

Os parâmetros de eficiência relativa (γ_t), de custeio do gás natural (Ref_t) e de custo das licenças de emissão de CO_2 ($PEUA_t$) são detalhados como segue:

a) Eficiência relativa:

O parâmetro γ_t assume um valor diferenciado em função do número de horas equivalentes médio de utilização no trimestre a que o cálculo diz respeito, de acordo com a seguinte tabela:

N.º de horas de utilização (no mês)	γ_t
≥ 1200 h	$\gamma_t = \frac{1}{0,507}$
[600;1200 h[$\gamma_t = \frac{1}{0,502}$
[300;600 h[$\gamma_t = \frac{1}{0,497}$
< 300 h	$\gamma_t = \frac{1}{0,492}$

b) Custeio do gás natural;

c) O parâmetro Ref_t assume um valor expresso em €/MWh térmico, dependente da cotação do gás natural nos referenciais PVB-ES e TTF, e do petróleo Brent com a sua cotação já convertida em Euros, por aplicação da respetiva cotação diária de fecho do cambial EUR/USD, e com o poder calorífico de um barril já expresso em MWh térmico, por aplicação do fator de conversão que faz equivaler um barril de petróleo a 6,1194 GJ, seguindo a seguinte expressão:

$$Ref_t = 0,2 \times BRT_t + 0,5 \times PVB_t^{ES} + 0,3 \times TTF_t$$

em que:

BRT_t — corresponde à média das cotações diárias de fecho de mercado dos três meses que integram o trimestre t , do preço do crude Brent, já expresso em €/MWh térmico a partir de dados divulgados pelas plataformas de informação *Thomson Reuters* ou *Bloomberg*;

PVB_t^{ES} — corresponde à média das cotações diárias de fecho de mercado dos três meses que integram o trimestre t , do preço do gás natural no nó virtual de transação PVB-ES, expresso em €/MWh térmico e divulgado pelas plataformas de informação *Thomson Reuters* ou *Bloomberg*;

TTF_t — corresponde à média das cotações diárias de fecho de mercado dos três meses que integram o trimestre t , do preço do gás natural no nó virtual de transação *Title Transfer Facility* (TTF), expresso em €/MWh térmico e divulgado pelas plataformas de informação *Thomson Reuters* ou *Bloomberg*;

d) Custeio das licenças de CO₂:

O valor do parâmetro $PEUA_t$ corresponde à média das cotações diárias de fecho de mercado dos três meses que integram o trimestre t, do contrato a futuro de dezembro de cada ano para a transação de licenças EUA.

1.5 — Publicação:

Para efeitos da publicação do custo marginal de referência, nos termos dos números anteriores, o GGS deve respeitar a estrutura constante da seguinte tabela:

Custo marginal estimado de central CCGT, apurado nos termos do presente	
Procedimento	
Trimestre de:	TrimX 20XX
$Cmgt^{CCGT}$ - valor (do custo marginal) [€/MWh]:	xx,xx €/MWh
<u>Termos utilizados no cálculo</u>	
γ_t - eficiência relativa no trimestre t:	1/x,xxx
Ref_t - custo do gás natural para o trimestre t:	xx,xx €/MWh _t
BRT_t - preço do crude Brent para o trimestre t:	xx,xx €/MWh _t
PVB_t^{ES} - preço de GN no nó PVB-ES para o trimestre t:	xx,xx €/MWh _t
TTF_t - preço de GN no nó TTF para o trimestre t:	xx,xx €/MWh _t
$PEUA_t$ - custo das licenças de emissão para o trimestre t:	xx,xx €/ton _{CO2}
σ_s - fator de emissão de CO ₂ para o trimestre t:	x,xxx ton _{CO2} /MWh
OC_s - custos de O&M para o trimestre t:	x,xx €/MWh

Procedimento n.º 29

Condições gerais do contrato de adesão ao mercado de serviços de sistema

Cláusula 1.ª

Objeto

O presente Contrato tem por objeto estabelecer:

a) A definição das funções, responsabilidades, direitos e obrigações do Agente de Mercado e da GGS;

b) As condições para a obtenção do estatuto de Agente de Mercado, nos termos do disposto no:

i) Regulamento de Operação das Redes;

ii) Regulamento de Relações Comerciais;

iii) Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.

Cláusula 2.ª

Direitos do Agente de Mercado

São direitos do Agente de Mercado, para além dos referidos na legislação e regulamentação aplicável, os seguintes:

- a) Poder transacionar energia elétrica através de contratos bilaterais, participar nos mercados organizados de energia elétrica e nos mercados de serviços de sistema geridos pela GGS, incluindo as plataformas europeias de balanço, de acordo com o previsto no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema;
- b) Assumir a responsabilidade pela liquidação dos desvios e outros encargos perante a GGS relativamente a outros agentes de mercado ou delegar essa responsabilidade em outros agentes de mercado, de acordo com o previsto no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema;
- c) Obter da GGS toda a informação definida no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema;
- d) Ter garantia da confidencialidade da informação submetida à GGS, nas condições e para os períodos de duração estabelecidos no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema;
- e) Obter a autorização para emissão ou receção da energia comunicada através de contratos bilaterais ou, das quantidades físicas contratadas nos mercados organizados, sem prejuízo de eventuais restrições técnicas que possam advir quer do Sistema Elétrico Nacional, quer dos sistemas com os quais este se encontra interligado;
- f) Obter o pagamento correspondente às liquidações efetuadas no âmbito da atividade de Gestão Global do Sistema, de acordo com o estabelecido no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.

Cláusula 3.ª

Obrigações do Agente de Mercado

1 — São obrigações do Agente de Mercado, para além das referidas na legislação aplicável, as seguintes:

- a) Respeitar as disposições constantes do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema, incluindo as que forem introduzidas em alterações posteriores à data de entrada em vigor do presente Contrato, desde que aprovadas pela ERSE, Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos;
- b) Manter confidenciais todos os dados relativos ao acesso aos sistemas informáticos da GGS, sendo da sua conta e responsabilidade todos os custos relativos a chaves de acesso e procedimentos necessários à manutenção da referida confidencialidade;
- c) Comunicar à GGS quaisquer irregularidades que possam pôr em causa a segurança da informação nos sistemas informáticos da GGS;
- d) Comunicar à GGS toda a informação identificada no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema. Esta comunicação deve incluir todas as informações referidas no mesmo Manual, e ser apresentada no formato previsto aí descrito;
- e) Consultar regularmente os sistemas informáticos da GGS, de forma a tomar conhecimento das informações e avisos emitidos pela GGS;
- f) Proceder ao pagamento correspondente às liquidações efetuadas no âmbito da atividade de Gestão Global do Sistema, nos prazos estabelecidos;
- g) Facilitar toda a informação que seja necessária para o cumprimento do disposto da legislação e regulamentação aplicável;
- h) Comunicar à GGS e aos outros agentes de mercado envolvidos a cessação da transferência de responsabilidade pela liquidação dos desvios, com uma antecedência mínima de 10 (dez) dias.

2 — É obrigação específica do Agente de Mercado cumprir todas as obrigações a que venha a incorrer junto do ORT no desenvolvimento da sua atividade no sector elétrico nacional.

Cláusula 4.ª

Funções e Responsabilidades da GGS

São funções e responsabilidades da GGS, para além das referidas na legislação aplicável, as seguintes:

- a) Receber do Agente de Mercado todas as comunicações previstas no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema;
- b) Confirmar ao Agente de Mercado a receção e validação das comunicações operacionais previstas no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema;
- c) Manter confidenciais, durante o período estabelecido no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema, a informação considerada comercialmente sensível;
- d) Dar conhecimento ao Agente de Mercado de todas as alterações e revisões, aprovadas pela ERSE, efetuadas ao Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema, bem como de todas as alterações às condições de funcionamento dos próprios sistemas informáticos.

Cláusula 5.ª

Condições Comerciais

1 — As condições comerciais (faturação, prazos de pagamento e outras) são as constantes do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.

2 — O não pagamento de faturas e de notas de débito e de crédito, nas datas e horas estipuladas, constitui o Agente de Mercado ou o operador da rede de transporte em mora, ficando sujeitos ao pagamento de juros de mora, à taxa de juro legal, calculados a partir do primeiro dia seguinte ao vencimento da fatura.

3 — Em caso de atraso de pagamento, a GGS pode executar de imediato as garantias constituídas a seu favor.

4 — Se o valor das garantias for insuficiente, o Agente de Mercado, mantém-se em mora sobre as quantias em dívida.

5 — O atraso no pagamento das faturas pelo Agente de Mercado, bem como dos respetivos juros de mora, pode ainda constituir fundamento para a suspensão do Contrato de Adesão ao Mercado de Serviços de Sistema.

6 — A faturação é processada pelo operador da rede de transporte nos termos previstos no Código do IVA para a elaboração de faturas ou documentos equivalentes por parte do adquirente dos bens ou dos serviços.

7 — O Agente de Mercado aceita que as autofaturas, as faturas ou documentos equivalentes possam ser emitidos por via eletrónica.

Cláusula 6.ª

Garantias

1 — Para garantir o exato e pontual cumprimento das obrigações constantes do presente contrato, e conforme aplicável, o Agente de Mercado presta garantias a favor do Gestor Integrado de Garantias (GIG), no âmbito do regime de gestão de riscos e garantias do Setor Elétrico Nacional (SEN) e do Setor Nacional de Gás (SNG) previsto no Regulamento das Relações Comerciais dos setores elétrico e gás e nos termos previstos no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema, por forma a dar cobertura às obrigações económicas resultantes da sua atuação.

2 — A não prestação das garantias ou a sua não aceitação pelo GIG, com fundamento na respetiva insuficiência ou não atualização, impedem o Agente de Mercado de transacionar energia elétrica através de contratos bilaterais ou através dos mercados organizados de energia elétrica ou de participar em mercados de serviços de sistema geridos pela GGS e de assumir a responsabilidade pela liquidação dos desvios e outros encargos perante a GGS, de acordo com o estabelecido no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.

Cláusula 7.ª

Confidencialidade

1 — O Agente de Mercado e a GGS obrigam-se a manter confidenciais todas as informações respeitantes à sua atuação como Agente de Mercado, durante os períodos de confidencialidade, e ao seu acesso aos sistemas informáticos da GGS.

2 — Para efeitos do número anterior, não se consideram confidenciais as informações acessíveis ao público ou que tenham sido recebidas legitimamente de terceiros, bem como as sujeitas a publicação por decisão das autoridades competentes, judiciais ou administrativas.

Cláusula 8.ª

Alteração do Contrato

1 — Qualquer alteração nos elementos constantes do presente Contrato, relativos à identificação, residência ou sede do Agente de Mercado, deve ser comunicada por este à GGS, no prazo de 30 (trinta) dias, a contar da data de alteração.

2 — O Agente de Mercado deve apresentar comprovativos da alteração verificada, quando tal lhe for solicitado pela GGS.

3 — O incumprimento do estabelecido nos pontos anteriores constitui causa para a suspensão temporária do presente Contrato, nos termos estabelecidos no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.

Cláusula 9.ª

Duração e Denúncia

O presente Contrato tem a duração de um ano, considerando-se automática e sucessivamente renovado por iguais períodos, salvo denúncia, pelo Agente de Mercado, sujeita à forma escrita, com a antecedência mínima de 60 (sessenta) dias contados do respetivo termo ou das suas renovações.

Cláusula 10.ª

Suspensão do Contrato

1 — O incumprimento, pelo Agente de Mercado, das disposições do presente Contrato, assim como das constantes do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema e restante legislação aplicável que, nos termos do respetivo clausulado, constituem causa de suspensão, determina a suspensão do Contrato.

2 — Para efeitos do número anterior, a GGS notifica o Agente de Mercado para, no prazo de 5 (cinco) dias úteis a contar do dia útil seguinte ao da data de notificação, salvo o disposto em contrário no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema ou noutra regulamentação em vigor, proceder à regularização da situação que deu origem ao incumprimento, nos termos do disposto no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.

3 — Decorrido o prazo fixado pela GGS, sem que o Agente de Mercado regularize a situação, a GGS procede à sua suspensão do mercado de serviços de sistema, informando-o desse facto e dando conhecimento, por escrito, à ERSE, à DGEG, ao ONME, ao OLMCA ao GIG e ao ORD.

4 — O Agente de Mercado suspenso dispõe de um prazo de 20 (vinte) dias úteis a contar da data de suspensão, para regularizar a situação que deu origem ao seu afastamento do mercado de serviços de sistema. Findo este prazo, caso se mantenha o incumprimento, a GGS, procede à rescisão do Contrato e dá seguimento às disposições aplicáveis, facto de que dá conhecimento, por escrito, ao Agente de Mercado, ao ONME, à DGEG, ao OLMCA, ao GIG, ao ORD e à ERSE.

Cláusula 11.ª

Extinção do Contrato

1 — O Contrato de Adesão ao Mercado de Serviços de Sistema extingue-se por:

- a) Acordo das Partes;
- b) Caducidade;
- c) Caducidade do registo a que se refere o artigo 9.º do Regulamento (UE) n.º 1227/2011 (REMIT);
- d) Rescisão.

2 — Para além do decurso do prazo, constituem causa de caducidade, a ocorrência das seguintes situações:

- a) O Agente de Mercado deixar de ter:
 - i) Licença de produção; ou
 - ii) Licença ou registo de comercialização de energia elétrica, junto da DGEG;
 - iii) Contrato de Uso das Redes, se aplicável;
- b) O Agente de Mercado transmitir a propriedade da instalação de utilização.

Cláusula 12.ª

Rescisão do Contrato

1 — O incumprimento, pelo Agente de Mercado, das disposições do presente Contrato, assim como das disposições constantes do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema que, nos termos do respetivo clausulado, constituem causa de rescisão, determina a rescisão do Contrato.

2 — O Agente de Mercado inibido de transacionar energia elétrica através de contratos bilaterais, através dos mercados organizados de energia elétrica ou de participar em mercados de serviços de sistema geridos pela GGS por rescisão do Contrato, só pode solicitar nova adesão se satisfizer os compromissos pendentes e reunir todos os requisitos legais e regulamentares para obtenção do estatuto de Agente de Mercado, como se de uma primeira participação se tratasse.

3 — Para efeitos do número anterior, o Agente de Mercado deve apresentar, por escrito, um novo pedido de adesão, o qual deve incluir a indicação de cessação das causas que deram lugar ao incumprimento, bem como as provas de que observa todos os requisitos exigidos para a aquisição do estatuto de Agente de Mercado.

4 — A adesão ao mercado de serviços de sistema, solicitada nos termos do número anterior, exige a celebração de novo Contrato de Adesão.

Cláusula 13.ª

Resolução de Conflitos

1 — Os eventuais conflitos que surjam entre as Partes em matéria de aplicação das regras por que se rege o presente Contrato, são resolvidos, de acordo com o estabelecido do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.

2 — Quando as Partes resolvam recorrer à arbitragem voluntária nos termos do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema, o tribunal é constituído nos seguintes termos:

- a) O tribunal é composto por três membros, um nomeado por cada Parte e o terceiro escolhido de comum acordo pelos árbitros que as Partes tiverem designado, que preside;
- b) A Parte que decida submeter determinado diferendo ao tribunal arbitral apresenta os seus fundamentos para a referida submissão e designa de imediato o árbitro da sua nomeação

no requerimento de constituição do tribunal que dirija à outra Parte através de carta registada com aviso de receção, devendo esta, no prazo de 20 dias, designar o árbitro de sua nomeação e deduzir a sua defesa;

c) Ambos os árbitros designados nos termos anteriores nomeiam o terceiro árbitro do tribunal, no prazo de 20 dias, cabendo ao presidente do Tribunal da Relação de Lisboa, a designação, caso a mesma não ocorra dentro deste prazo;

d) O tribunal considera-se constituído na data em que o terceiro árbitro, que a ele preside, aceitar a sua nomeação, e o comunicar a ambas as Partes;

e) A arbitragem decorre em Lisboa;

f) O tribunal arbitral, salvo compromisso pontual entre as Partes, julga segundo as disposições contratuais e legais aplicáveis, e das suas decisões não cabe recurso;

g) As decisões do tribunal arbitral devem ser proferidas no prazo máximo de 3 (três) meses, a contar da data de constituição do tribunal, determinada nos termos da presente cláusula, eventualmente prorrogável por mais 3 (três) meses, por decisão do tribunal, incluindo a fixação das custas do processo e a forma da sua repartição pelas Partes.

3 — Em tudo o omissis, rege o disposto na Lei da Arbitragem voluntária, aprovada pela Lei n.º 63/2011, de 14 de dezembro, na redação vigente.

Nota. — A cláusula 13.ª do presente Contrato só é estabelecida quando as Partes resolvam livremente acordar recorrer, desde logo, à arbitragem voluntária.

Procedimento n.º 30

Disposições finais e transitórias

1 — Agente comercial:

O Agente Comercial, enquanto for uma função da entidade concessionária da RNT, ou uma entidade em domínio de grupo pela entidade concessionária da RNT, está isento de celebrar o Contrato de Adesão ao Mercado de Serviços de Sistema, assim como da apresentação das correspondentes garantias.

2 — Derrogação aplicável ao período de liquidação de desvios:

A Instrução da ERSE n.º 7/2020, de 22 de dezembro, concedeu à GGS uma derrogação até 31 de dezembro de 2024 relativamente à aplicação do n.º 1 do artigo 53.º do Regulamento EB, que estabelece orientações relativas ao equilíbrio do sistema elétrico. Sem prejuízo, tal Instrução fixou à GGS a obrigação de desenvolver o plano de trabalhos para a implementação do período de liquidação de desvios de 15 minutos, na melhor coordenação, incluindo temporal, com o operador de sistema do mercado adjacente (REE) de modo a cumprir a data objetivo, atualmente fixada a 1 de outubro de 2023. A Instrução da ERSE n.º 7/2020 determinou ainda a submissão pela GGS, à ERSE, de um relatório de acompanhamento sobre o processo de implementação do período de liquidação de desvios de 15 minutos, até ao final do mês de outubro de cada ano, até à sua completa concretização.

Nestes termos, o período de liquidação de desvios mantém-se transitoriamente em uma hora até ao final de 2024, apontando-se o mês de outubro de 2023 como data objetivo para a implementação do período de liquidação de desvios de 15 minutos. Estes prazos decorrem alinhados entre a GGS e a REE, de acordo com a situação aprovada em Espanha pela CNMC.

3 — Prazo de vigência da unidade de desvios de comercialização:

A unidade de desvio de comercialização udc, enquanto BRP prevista no Procedimento n.º 22, vigora por um prazo transitório de sete (7) meses, contados a partir da data de entrada em vigor do MPGGS.

4 — Produção de efeitos das alterações ao MPGGS:

As matérias sujeitas a alteração com impacte nos sistemas operacionais e comerciais da GGS apenas produzem efeitos após os prazos de implementação definidos.

4.1 — Prazo de implementação da liquidação semanal:

A implementação, a realizar pela GGS, da Liquidação Semanal dos valores afetos aos direitos de recebimento e às obrigações de pagamento, devidas à respetiva participação na área portuguesa do MIBEL, no âmbito da GGS, produz efeitos em 1 de julho de 2023.

4.2 — Prazo de implementação da harmonização da metodologia de tratamento dos desvios:

As alterações que implementam a Decisão ACER 18/2020, relativa à harmonização da metodologia de tratamento dos desvios, produzem efeitos em 1 de julho de 2023. Essas alterações, a realizar pela GGS, incluem, nomeadamente:

- A determinação e valorização dos desvios dos BRP;
- A determinação do preço de desvio;
- A determinação dos encargos a liquidar aos BRP;
- A verificação de incumprimentos dos serviços de sistema;
- A formalização dos BRP e a possibilidade de delegação da responsabilidade pelos desvios em outros agentes de mercado.

No prazo de três meses antes do início da aplicação das novas regras de tratamento dos desvios, a GGS apresenta as novas regras e ferramentas de liquidação aos agentes de mercado.

315922521