ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

DIRETIVA N.º 6/2018

Implementação do mercado intradiário contínuo

A publicação do Regulamento (UE) 2015/1222 da Comissão de 24 de julho de 2015, (*CACM Guideline*) que estabelece orientações para a atribuição de capacidade e a gestão de congestionamentos veio impor a adoção, para os horizontes diário e intradiário, de processos europeus de acoplamento dos mercados de eletricidade. No caso concreto do processo de acoplamento intradiário, a *CACM Guideline* estabelece que deve ser utilizado um processo contínuo ao longo do dia, ao invés de recorrer a um cálculo único, como acontece no acoplamento para o dia seguinte.

No sentido de dar cumprimento ao estabelecido na *CACM Guideline* no que diz respeito à implementação de um processo de acoplamento intradiário contínuo, tem vindo a ser desenvolvido pelos Operadores de Rede de Transporte (ORT) e pelos Operadores Nomeados do Mercado da Eletricidade (ONME) o projeto XBID que visa a constituição de um mercado intradiário contínuo europeu com atribuição implícita das capacidades comerciais de interligação disponíveis.

A *CACM Guideline* prevê também a existência de leilões regionais complementares ao mercado contínuo europeu, sendo a sua implementação proposta pelos ORT e ONME dos países abrangidos pelos leilões e aprovada pelas entidades reguladoras competentes.

Na sequência das diversas auscultações e interações com stakeholders do setor a nível europeu, incluindo consultas públicas recolhidas sobre a implementação do mercado intradiário contínuo na Ibéria e uma consulta a interessados sobre a revisão do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema e do Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da interligação Portugal-Espanha a ERSE vem agora aprovar as alterações a estes dois manuais no sentido de acomodar as alterações de procedimentos necessárias para a implementação do mercado intradiário contínuo.

Nestes termos, ao abrigo do artigo 31.º dos Estatutos da ERSE, anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, na redação do Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho, do artigo 38.º do Regulamento das Relações Comerciais do setor elétrico, aprovado pelo Regulamento n.º 561/2014 de 22 de dezembro, na redação dada pelo Regulamento n.º 632/2017 de 21 de dezembro e do artigo 6.º do Regulamento de Operação das Redes do setor elétrico, aprovado pelo Regulamento n.º 557/2014 de 19 de dezembro, na redação dada pelo Regulamento n.º 621//2017 de 18 de dezembro e do artigo 39.º do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações do setor elétrico, aprovado pelo Regulamento n.º 560/2014 de 22 de

dezembro, na redação dada pelo Regulamento n.º 620/2017 de 18 de dezembro, o Conselho de Administração da ERSE delibera o seguinte:

1. Aprovar o Anexo I com a nova redação do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema aprovado pela Diretiva n.º 8/2013, de 15 de maio, na redação que lhe foi dada pela Diretiva n.º 9/2014, de 15 de abril.

2. Aprovar o Anexo II com a nova redação do Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da interligação Portugal-Espanha.

3. Aprovar a publicação de uma versão consolidada de ambos os Manuais com a totalidade dos Procedimentos.

4. A presente deliberação entra em vigor no dia 12 de junho de 2018.

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
11 de Junho 2018
O Conselho de Administração

Maria Cristina Portugal

Alexandre Santos

Mariana Pereira

ANEXO I

MANUAL DE PROCEDIMENTOS DAGESTÃO GLOBAL DO SISTEMA DO SETOR ELÉTRICO

PARTE I - 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, 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) Comercializadores;

c) Comercializadores de Último Recurso;

d) Consumidores de Energia Elétrica;

e) Operadores da Rede de Distribuição de Energia Elétrica;

f) Operador da Rede de Transporte de Energia Elétrica;

g) Produtores em Regime Especial;

h) Produtores em Regime Ordinário.

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

a) As instalações da rede de transporte;

b) As instalações de produção ligadas diretamente à rede de transporte ou com influência direta no funcionamento desta;

c) As instalações de distribuição ou de clientes ligados diretamente à rede de transporte.

3 AVISOS DA GGS

Em complemento às disposições do presente Manual de Procedimentos, a GGS, Gestão Global do Sistema, pode emitir normas complementares, sob a forma de Avisos da GGS, a publicar no sítio da internet, afeto ao ORT, com prévia aprovação da ERSE, Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, tendo em vista a concretização de matérias que careçam de detalhe operacional ou, a clarificação de disposições constantes no presente Manual de Procedimentos.

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) ACER - Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia;

b) COR – Centro de Operação de Rede;

c) CUR – Comercializador de Último Recurso;

d) DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia;

e) ENTSO-E - European Network of Transmission System Operators for Electricity;

f) ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos;

g) GGS – Gestão Global do Sistema;

h) INAG – Instituto da Água, I.P.;

i) MIBEL – Mercado Ibérico de Energia Elétrica;

j) ONME – Operador Nomeado do Mercado de Eletricidade;

k) ORD – Operador da Rede de Distribuição;

l) ORT – Operador da Rede de Transporte;

m) PDBC - Programa Diário Base de Contratação;

n) PDBF – Programa Diário Base de Funcionamento;

o) PDVD - Programa Diário Viável Definitivo;

p) PHS – Programa Horário de Secundária;

q) PHF - Programa Horário Final onde estão incorporados os resultados do mercado diário, das sessões do mercado intradiário e contratação bilateral ;

r) PHFC - Programa Horário Final após o Contínuo

s) PHL – Programa Horário de Liquidação;

t) PHO - Programa Horário Operativo;

u) PHOF - Programa Horário Operativo Final;

v) PIBCI - Programa Incremental Base de Contratação Intradiária;

w) PIBCIC - Programa Incremental Base de Contratação Intradiária do Contínuo

x) PPR - Programa Previsional de Reserva;

y) PRR - Programa com a Resolução de Restrições;

z) 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;

aa) RNT – Rede Nacional de Transporte;

bb) ROR – Regulamento de Operação das Redes;

cc) RQS – Regulamento da Qualidade de Serviço;

dd) RRT – Regulamento da Rede de Transporte.

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) Ano de Serviço de Interruptibilidade – Período de tempo com duração anual, função do regime contratual afeto à prestação do serviço de interruptibilidade;

d) Área de Balanço - Conjunto de Unidades Físicas ligadas na mesma área de rede e pertencentes a um mesmo Agente de Mercado, para as quais se agregam os desvios à programação de produção ou de consumo em bombagem;

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

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

g) Agente de Mercado Fornecedor - Agente de Mercado produtor e/ou comercializador;

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

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) Capacidade Comercial da Interligação - Capacidade de interligação descontada duma 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.

k) 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 duma interligação elétrica, como o valor máximo do programa de interligação líquido que pode estabelecer-se no dito sentido do fluxo de potência;

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

m) 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 29/2006, de 15 de fevereiro e do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, cuja atividade consiste na compra e na venda a grosso e a retalho de energia elétrica, em nome próprio ou em representação de terceiros;

n) 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 29/2006, de 15 de fevereiro, e no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto;

o) 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;

p) Desvio à Programação – Desvio determinado por unidade de liquidação, resultante da diferença, entre a participação verificada no MIBEL, área de controlo portuguesa, e o respetivo Programa Horário de Liquidação;

q) Desvio à Programação Justificado – Desvio à programação resultante de ação da Gestão Global do Sistema e/ou não imputável à unidade de liquidação;

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

s) 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;

t) Produtor em Regime Ordinário - Entidade titular de licença de produção de energia elétrica nos termos definidos no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto;

u) 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;

v) 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;

w) 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;

x) 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;

y) 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;

z) 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;

aa) 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;

bb) 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;

cc) 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 à programação por unidade de liquidação;

dd) 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;

ee) 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;

ff) 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;

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

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

ii) 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;

jj) 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;

kk) Serviço de Interruptibilidade – Serviço de Sistema que consiste na redução voluntária do consumo de eletricidade para um valor inferior ou igual ao valor da potência residual, em resposta a uma ordem de redução de potência dada pela GGS;

ll) Unidade de Produção – Grupo hídrico ou térmico de uma determinada instalação de produção;

mm) 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;

nn) 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;

oo) 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;

pp) 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;

qq) 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;

rr) Unidade de Liquidação – Unidade que permite agregar valores económicos determinados por unidade de programação/unidade física, e determinar valores físicos a valorizar, para contabilização por Agente de mercado, em função do tipo:

- Unidade de Programação, para Agentes de Mercado comercializadores, comercializador de último recurso e clientes;
- Unidade de Desvio de Comercialização, para Agentes de Mercado comercializadores;
- Área de Balanço e, em alguns casos, unidade física, para Agentes de Mercado produtores e Agente Comercial;
- Unidade de Programação Genérica para qualquer Agente de Mercado acima considerado.

PROCEDIMENTO N.º 2
ESTATUTO DE AGENTE DE MERCADO

1 AGENTE DE MERCADO

Todas as entidades que pretendam transacionar energia elétrica através de contratação bilateral, participar nos mercados organizados e nos mercados de serviços de sistema devem obter o estatuto de Agente de Mercado.

Podem constituir-se como Agentes de Mercado no âmbito da GGS as entidades registadas 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).

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 produz efeitos 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, o Requerente deve instruir um processo junto da GGS composto pelos seguintes elementos:

a) Pedido de Inscrição, de acordo com a minuta disponibilizada no Anexo I do presente Manual de Procedimentos;

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) Identificação das pessoas responsáveis para efeito do relacionamento com a GGS e indicação dos respetivos contactos;

e) Informação necessária para efeitos de Liquidação e Faturação;

f) Qualquer outro documento exigível, de acordo com a legislação e regulamentação aplicável.

Os procedimentos e formulários referidos em d) e e) do ponto anterior são definidos por Aviso da GGS e disponibilizados no sítio da internet da entidade concessionária da RNT.

Compete à GGS confirmar 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 analisará toda a documentação e demais informação apresentada. Em particular, deverá verificar e confirmar que foi apresentada toda a documentação e informação exigida pelo presente Manual de Procedimentos.

A GGS deverá, 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;

c) Apresentar garantia suficiente para dar cobertura às obrigações económicas que venham a decorrer da sua atuação como Agente de Mercado, nos termos estabelecidos no Contrato e no presente Manual de Procedimentos.

A informação e esclarecimentos adicionais referidos nas alíneas anteriores deverão ser prestados nos 15 dias úteis subsequentes ao da notificação efetuada pela GGS. Decorrido esse prazo e na falta de algum dos elementos adicionais, o Pedido de Inscrição será 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 será redigido de acordo com as condições gerais que constituem o Anexo II do presente Manual de Procedimentos.

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

3 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.

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) Falta de manutenção das garantias bancárias exigidas pela GGS, de acordo com o disposto no ponto 2.9 do Procedimento n.º 22 do presente Manual de Procedimentos;

f) Incumprimento de outras disposições constantes do Contrato ou do presente Manual de Procedimentos.

Perante a ocorrência de uma situação de incumprimento, a GGS notificará o Agente de Mercado em causa que disporá do prazo de 5 (cinco) dias úteis, a contar da data da notificação, 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.

Se, após o decurso do prazo referido no ponto anterior, o Agente de Mercado não tiver regularizada a situação a GGS determinará a sua suspensão, informando o Agente de Mercado por meio escrito e dando conhecimento desse facto à ERSE, ONME e ORD.

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 contratual e regulamentarmente exigíveis.

4 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.

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 situação de incumprimento que tenha originado a suspensão do Agente de Mercado.

A GGS informará o Agente de Mercado por meio escrito, da cessação do Contrato, dando conhecimento desse facto à ERSE, ONME 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.

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 - Cada Agente de Mercado Comercializador poderá solicitar a inscrição de uma Unidade de Programação para poder concretizar a programação das aquisições e vendas de energia elétrica relativas ao fornecimento dos seus clientes.

b) Consumo - Cada Agente de Mercado Consumidor poderá solicitar a inscrição de uma Unidade de Programação para programar a aquisição e venda de energia elétrica correspondente ao consumo das suas instalações. Um Agente de Mercado Produtor poderá solicitar a inscrição de uma Unidade de Programação relativa ao consumo próprio de energia nos serviços auxiliares das suas instalações.

c) Consumo em Bombagem – Unidade de Programação registada por um Agente de Mercado Produtor para concretizar a programação do consumo realizado pelo conjunto de grupos reversíveis dos aproveitamentos hidroelétricos que pertençam à mesma Área de Balanço. 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 poderá 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 de Portefólio de Comercialização ou de Produção, para estabelecer as transações no mercado intradiário contínuo, registada por Agente de Mercado comercializador ou por Agente de Mercado produtor.

f) Produção em Regime Especial – Unidade de Programação registada por um Agente de Mercado Produtor, Comercializador de Último Recurso ou Representante para concretizar a programação da produção em regime especial.

g) Produção em Regime Ordinário – Unidade de Programação registada por um Agente de Mercado Produtor para concretizar a programação da produção em regime ordinário. Será 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, ou pelo conjunto de aproveitamentos hidroelétricos que pertençam à mesma Área de Balanço.

2 INSCRIÇÃO

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

O Agente de Mercado deverá 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 pretendam 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.

O Agente de Mercado que tenha inscrito uma Unidade de Programação de Comercialização deverá remeter à GGS cópia do Contrato de Uso das Redes celebrado com o ORD no prazo máximo de 20 (vinte) dias úteis sob pena de ver a referida unidade suspensa.

A GGS analisará 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 deverá, 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) Atualizar o valor da garantia para dar cobertura às obrigações económicas que venham a decorrer da participação das novas Unidades de Programação, nos termos estabelecidos no Contrato e no presente Manual de Procedimentos.

A informação e esclarecimentos adicionais referidos nas alíneas anteriores deverão 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 de início de atividade das novas Unidades de Programação e dos códigos atribuídos, que identificarão univocamente as Unidades de Programação. Os referidos códigos deverão 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 procedimentos e formulários definidos por Aviso da GGS.A GGS analisará 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 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

procedimentos e formulários definidos por Aviso da GGS.

A GGS analisará 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, e do Contrato de Adesão ao Mercado de Serviços de Sistema, constituem causa de suspensão de uma Unidade de Programação.

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.

Haverá 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 será automaticamente excluída quando:

a) Ocorrer a cessação do Contrato de Uso das Redes ou, deixar de deter licença ou registo de comercialização de energia elétrica, junto da DGEG, no caso de um Agente de Mercado Comercializador, e para a Unidade de Programação de Comercialização;

b) Deixar de ter unidades físicas associadas, desde que seja do tipo identificado nas alíneas b), c), f) e g) do ponto 1 do presente Procedimento.

A GGS informará 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;

b) Instalação de Produção em Regime Ordinário, entendendo-se como Instalação de Produção, cada grupo de uma central termoelétrica ou, conjunto de grupos de um aproveitamento hidroelétrico;

c) Instalação de Produção em Regime Especial;

d) Instalação de produção com Bombagem, correspondendo a conjunto de grupos reversíveis de um aproveitamento hidroelétrico.

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 deverá fornecer à GGS a informação necessária, conforme estabelecido nos procedimentos e formulários definidos por Aviso da GGS, até 20 (vinte) dias úteis antes da data a partir da qual pretendam 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, nos termos definidos por Aviso da GGS;

b) Tratando-se de um Agente Representante, documento emitido pelo proprietário da Instalação de Produção conferindo-lhe poderes de representação e de atuação perante a GGS;

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 dos Produtores em Regime Ordinário ou de Instalações produtoras com Bombagem;

   iii. Comprovativo emitido pela Direção Geral de Energia e Geologia da receção do pedido indicado no Artigo 3.º do Decreto-Lei nº 33-A/2005, de 16 de fevereiro, no caso de Instalação de Produção em Regime Especial Renovável;

   iv. Comprovativo emitido pela Direção Geral de Energia e Geologia da receção do pedido indicado no Artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março, no caso de Instalações de Cogeração;

   v. Licença de produção em cogeração ou, no caso previsto no n.º 3 do artigo 33.º do Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março, licença de estabelecimento emitida pela DGEG.

   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 de acesso para Telecontagem, no caso de Instalações de Produção;

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

A GGS analisará 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 deverá, 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) Apresentar/reforçar o valor da garantia para dar cobertura às obrigações económicas que venham a decorrer da participação das novas Unidades Físicas, nos termos estabelecidos no Contrato e no presente Manual de Procedimentos.

A informação e esclarecimentos adicionais referidos nas alíneas anteriores deverão 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 será 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 da data de início de atividade das novas Unidades Físicas e dos códigos atribuídos, que identificam univocamente as Unidades Físicas. Os referidos códigos deverão ser utilizados pelo Agente de Mercado em todas as comunicações operacionais com a GGS.

3 PERÍODO DE COMISSIONAMENTO

Regime de exceção aplicável 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 balanço 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 3.2 do presente Procedimento.

3.1 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 de produção 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:

$$EINPM = Pot.Inst \times \sum_{h=1}^{24} PE(h)$$

onde:

EINPM	Encargo diário devido ao Incumprimento da obrigação de Não Participar no Mercado de energia elétrica
Pot.Inst	Potência instalada da unidade de produção
PE(h)	Preço de Encontro do Mercado Diário, afeto à área de controlo portuguesa para a hora h

3.2 PERÍODO DE APLICAÇÃO

O período de comissionamento é aplicável durante um período máximo de 120 dias, que podem ser 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 produção definitiva da instalação.

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

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

3.3 VALORIZAÇÃO DA ENERGIA ENTREGUE À REDE OU CONSUMIDA PARA BOMBAGEM DURANTE O PERÍODO DE COMISSIONAMENTO

A energia elétrica entregue à rede pública, durante o período de comissionamento, é valorizada a 85% do preço de encontro do mercado diário gerido pelo ONME afeto à área de controlo portuguesa, enquanto a energia elétrica consumida para bombagem é valorizada a 115% do mesmo preço, não sendo imputados quaisquer desvios à programação, face ao programa de ensaios previamente apresentado.

4 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 procedimentos e formulários definidos por Aviso da GGS.

A GGS analisará toda a documentação e demais informação apresentada pelo Requerente e após a verificação do cumprimento dos requisitos fixados, a GGS informa o Requerente da data a partir da qual a alteração terá efeito.

5 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 procedimentos e formulários definidos por Aviso da GGS.

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 da data a partir da qual a Unidade Física será retirada.

6 SUSPENSÃO

O incumprimento das disposições constantes do presente Manual de Procedimentos e do Contrato, constitui causa de suspensão de uma Unidade Física.

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.

Haverá 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.

7 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) Transmissão da propriedade da instalação;

d) 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 informará 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 BALANÇO

1 ÂMBITO

Uma Área de Balanço corresponde a um conjunto de Unidades Físicas relativas a produção ou a bombagem, pertencentes a um mesmo Agente de Mercado e que se encontram ligadas numa área de rede, para as quais se agregam os desvios à programação.

2 INSCRIÇÃO OU ALTERAÇÃO DUMA ÁREA DE BALANÇO

No processo de inscrição de uma Unidade Física, a GGS analisará tecnicamente a sua integração numa Área de Balanço já existente, ou a criação de uma nova Área de Balanço, tendo sempre em atenção os seguintes critérios:

a) Área de rede, bacia hidrográfica, central termoelétrica;

b) Agente de Mercado responsável pela sua inscrição.

As áreas de balanço da Rede Nacional de Transporte (RNT) e as Unidades de Oferta no mercado diário e intradiário do MIBEL que correspondem a centros electroprodutores localizados em Portugal são as seguintes:

Área de Balanço	Unidade de Oferta
Douro	Bacia hidrográfica do Douro, constituída pelas centrais de Miranda, Picote, Reforço de potência de Picote Bemposta, Reforço de potência de Bemposta Pocinho, Tabuaço, Varosa, Valeira, Régua, Carrapatelo, Crestuma e Torrão
Douro (Bombagem)	Bacia hidrográfica do Douro (Bombagem), constituída pela central de Torrão
Cávado	Bacia hidrográfica do Cávado, constituída pelas centrais de Alto Rabagão, Venda Nova, Frades, Paradela, Salamonde, Vilarinho das Furnas e Caniçada
Cávado (Bombagem)	Bacia hidrográfica do Cávado (Bombagem), constituída pelas centrais de Alto Rabagão, Frades e Vilarinho das Furnas
Lima	Bacia hidrográfica do Lima, constituída pelas centrais de Alto Lindoso, Touvedo e Lindoso
Mondego	Bacia hidrográfica do Mondego, constituída pelas centrais de Aguieira e Raiva
Mondego (Bombagem)	Bacia hidrográfica do Mondego (Bombagem), constituída pela central de Aguieira
Tejo, Zêzere e Mondego	Bacia hidrográfica do Tejo e Zêzere, constituída pelas centrais de Santa Luzia, Cabril, Bouçã, Castelo do Bode, Pracana, Fratel e Belver Bacia hidrográfica do Mondego, constituída pelas centrais de Caldeirão, Sabugueiro, Desterro, Ponte de Jugais e Vila Cova
Guadiana	Bacia hidrográfica do Guadiana, constituída pelas centrais de Alqueva 1 e Alqueva 2
Guadiana (Bombagem)	Bacia hidrográfica do Guadiana (Bombagem), constituída pelas centrais de Alqueva 1 e Alqueva 2
Central Térmica de Lares	Central Termoelétrica de Lares – Grupo 1
	Central Termoelétrica de Lares – Grupo 2
Central Térmica do Pego - 1	Central Termoelétrica do Pego – Grupo 1
	Central Termoelétrica do Pego – Grupo 2
Central Térmica do Pego - 2	Central Termoelétrica do Pego – Grupo 3
	Central Termoelétrica do Pego – Grupo 4
Central Térmica do Ribatejo	Central Termoelétrica do Ribatejo – Grupo 1
	Central Termoelétrica do Ribatejo – Grupo 2
	Central Termoelétrica do Ribatejo – Grupo 3
Central Térmica de Sines	Central Termoelétrica de Sines – Grupo 1
	Central Termoelétrica de Sines – Grupo 2

Área de Balanço	Unidade de Oferta
	Central Termoelétrica de Sines – Grupo 3
	Central Termoelétrica de Sines – Grupo 4
Central Térmica Turbogás	Central Termoelétrica da Turbogás - Grupo 1
	Central Termoelétrica da Turbogás - Grupo 2
	Central Termoelétrica da Turbogás - Grupo 3

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 Balanço da sua responsabilidade.

Qualquer alteração nas Áreas de Balanço e, consequentemente, nas Unidades de Oferta do mercado diário e intradiário do MIBEL que correspondam a centros electroprodutores localizados em Portugal, carece de aprovação prévia da ERSE, ouvida a entidade concessionária da RNT.

3 SUSPENSÃO

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

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

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

4 EXCLUSÃO

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

A Área de Balanço 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 Balanço.

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

A GGS informará o Agente de Mercado, por escrito, da exclusão da Área de Balanço, dando conhecimento desse facto à ERSE e ao ONME.

Todas as obrigações do Agente de Mercado relativas à Área de Balanço 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 visa o estabelecimento de 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, 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 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:

I. 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 2.2 do presente Procedimento e se cumprem os critérios de segurança face às contingências indicadas no ponto 2.3 do presente Procedimento;

II. 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;

III. 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.

IV. 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 estarão 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 deverão 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 poderá 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 superarão 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.

Em todo o caso, a capacidade em regime permanente poder-se-á 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.

Após contingência, a carga dos elementos da rede de transporte poderá atingir os valores estabelecidos no ponto 2.4.2 do presente Procedimento.

d) 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.

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.

Com o mesmo fim, nem as alterações de programas de intercâmbio internacional, nem as centrais hídricas em bombagem, deverão 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.

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

f) Reserva de Regulação de Potência Reativa - Em cada zona elétrica dever-se-á 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 cortes 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 / Contingência	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:

1. Adicionalmente, aos critérios anteriores, deverá garantir-se, em todos os casos, a inexistência de uma situação de instabilidade das tensões que possa derivar num colapso de tensão;

2. 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 deixasse de cumprir o critério N-1, dever-se-á 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, dever-se-á 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;

3. Para trabalhos com indisponibilidade de um barramento duma subestação de barramento duplo, analisar-se-ão os efeitos da falha do outro barramento e ter-se-ão 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;

4. Para intervenções planeadas em elementos dos sistemas de proteção, dever-se-á ter 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;

5. 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, condições meteorológicas adversas, tomará 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 operador da rede de transporte e as entidades proprietárias de instalações particulares sujeitas à operação da RNT, aplicarão 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 duma linha ou transformador em regime permanente, associada a um período determinado.

As entidades proprietárias de instalações particulares sujeitas à operação da RNT determinarão 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 ter-se-á 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 poderá ser tida em conta nas análises de segurança do sistema.

A GGS, após informar os agentes, poderá 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 contemplarão os aspetos que a seguir se referem:

a) Modelo térmico para o equipamento - Ter-se-ão 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 - Ter-se-ão 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. Considerar-se-á uma velocidade do vento de 0,6 m/s.

c) Modelo térmico para os transformadores - A capacidade dos transformadores será definida pelos fabricantes de acordo com as suas características construtivas específicas e será 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 realizar-se-ão 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, deverão cumprir-se as condições específicas que se estabelecem na regulamentação vigente sobre qualidade de serviço.

Relativamente às variações de frequência e tensão nos nós fronteira da rede de transporte, será aplicado 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, encontram-se estabelecidos no Regulamento da Qualidade de Serviço.

5 RESERVAS PARA A REGULAÇÃO FREQUÊNCIA/POTÊNCIA

A GGS fixará 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 ter-se-ão 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 determinará e publicará 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 primário 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, será 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, ter-se-á em conta a magnitude dos escalões horários de potência inerentes à programação das Unidades Físicas.

O início da atuação da regulação secundária não deverá demorar mais de 30 segundos e a sua atuação deverá 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 ter-se-ão 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, deverá 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, será 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, será 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, será necessário 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 será 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 contemplarão as medidas que se devem 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 serão estabelecidas:

a) As ações corretivas pós-contingência, incluindo planos de teledisparo dos grupos geradores, que os operadores deverão 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 possam ter 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 poderá 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, serão 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, a ativação da interruptibilidade e o deslastre de carga manual seletivo.

6.2.1 DESLASTRE AUTOMÁTICO DE CARGAS

A GGS, considerando as propostas realizadas pelo operador da rede de distribuição, proporá 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 serão baseados na atuação de um sistema automático de deslastre de cargas por mínimo de frequência, para conseguir desligar controladamente essas cargas e poderão ser coordenados a nível ibérico com o objetivo de melhorar a sua eficiência.

Os Planos de Deslastre Automático de Cargas estabelecerão um deslastre escalonado, desligando em primeiro lugar, os grupos de bombagem, em segundo, parte dos consumos dos consumidores aderentes ao serviço de interruptibilidade, e posteriormente, para valores inferiores de frequência, conjunto de cargas não criticas pré-selecionadas.

Este deslastre será realizado de acordo com os limites de frequência, magnitude da carga e especificação da mesma, que se estabeleçam 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, deverão instalar relés de frequência cuja atuação se ajuste aos critérios gerais que se indicam neste Procedimento e aos que se estabeleçam nos Planos de Deslastre Automático de Cargas que estejam em vigor em determinado momento. A localização, os critérios de atuação e as características destes relés não poderão ser modificadas sem o acordo prévio da GGS.

As empresas produtoras e o operador da rede de distribuição deverão 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, estejam coordenadas com o sistema de deslastre automático de cargas por frequência e somente poderão ser desligados da rede se a frequência cair abaixo dos 47,5 Hz.

A GGS poderá 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, poder-se-á contemplar 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.

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 dará instruções de redução às instalações consumidoras aderentes ao serviço de interruptibilidade e de deslastre ao operador da rede de distribuição.

Os deslastres seletivos de carga poderão 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. As reduções dos consumos das instalações consumidoras aderentes ao serviço de interruptibilidade, serão concretizadas por estas, na sequência de solicitação da GGS, de acordo com o especificado no Procedimento n.º 15.

Para este fim, deverão estabelecer-se planos que serão elaborados, agrupando as medidas mencionadas, devendo a referida redução de carga iniciar-se pelas instalações consumidoras aderentes ao serviço de interruptibilidade. A elaboração da secção referente aos deslastres, deverá 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, deverá ser revista periodicamente, e estará 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.

As reduções de consumo dos interruptíveis e os deslastres deverão produzir-se de acordo com as considerações apresentadas a seguir:

1. Limiar de deslastre - A GGS emitirá as instruções de deslastre ou redução do consumo nos consumidores interruptíveis, 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 63kV, 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 afetas à redução - A GGS determinará:
    a) As zonas elétricas da rede de transporte nas quais se deverá proceder à redução do consumo;
    b) O valor da potência a reduzir e/ou deslastrar;

c) Hora de início da redução/deslastre e o período durante o qual se manterá (no caso do deslastre será uma estimativa).

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

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

Os deslastres deverão 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 público 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 deslastres não for suficiente para por em prática estes Planos, os operadores das redes de distribuição procederão ao deslastre de cargas por nós completos da rede de distribuição, assegurando a compatibilidade dos deslastres com as instruções emitidas pela GGS.

3. Comunicação da Instrução de Redução - As comunicações de redução do consumo das instalações consumidoras aderentes ao serviço de interruptibilidade, efetuar-se-á de acordo com o especificado no Procedimento n.º 15.

   No caso das situações de deslastre poderem ser previstas antecipadamente, a GGS, contactará com o operador de rede de distribuição, informando que se deverá 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 deslastres serão executados imediatamente. Procedendo a GGS ao corte de consumos a partir das saídas da rede de transporte, de acordo com os planos pré-estabelecidos em colaboração com o ORD.

4. Confirmação do Deslastre - O ORD confirmará à GGS a execução dos deslastres de cargas.

5. Confirmação da Normalização do Abastecimento após Deslastre - O ORD confirmará 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 enviará uma informação aos Organismos Ministeriais e à ERSE, na qual se pormenorizarão 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 sistematizarão as atuações que os diferentes centros de controlo/manobra e o pessoal de operação local nas subestações deverão 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 efetuarão a reposição do serviço coordenados pela GGS, conforme o estabelecido nos respetivos Planos de Reposição.

De um modo geral, a reposição das cargas deverá ser levada a cabo pelos agentes nos termos em que se estabeleceram os Planos de Reposição do Serviço. Estes planos deverão 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 será limitada aos casos que estão contemplados nestes Planos.

Serão 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

Neste Procedimento estabelece-se, 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. Refira-se que 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 continuo;

g) Resolução de Desvios à programação 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, enviará 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, as indisponibilidades programadas na rede e afetas a Unidades de Produção, realizará análises de segurança, para detetar possíveis restrições técnicas no PDBF, e suas possíveis soluções. A GGS introduzirá 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 realizará 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, será 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 estabelecerá 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, serão 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, deverão ser apresentadas entre as 19:00 e as 19:45 horas.

Com o encerramento do período para a receção de Ofertas, a GGS executando o processo de contratação

descrito no Procedimento n.º 12, identifica as Unidades Físicas que fornecerão Banda de Regulação Secundária. Até às 20:00 horas, a GGS comunicará aos Agentes de Mercado, os resultados do Mercado de Banda de Regulação Secundária.

4 ELABORAÇÃO DO PROGRAMA PREVISIONAL DE RESERVA (PPR)

A GGS elaborará e publicará uma previsão do consumo de energia horária até às 16:00 horas de cada dia, que abrangerá 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 atualizará a previsão do consumo de energia horária publicada, para o período que abrangerá 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 elaborará 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 será 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 poderá 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 afetas 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 submeterão 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 possibilitará a 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, irá considerar-se que o grupo da central estará 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 Balanço a que pertence. Nesta situação, o PRR fica vinculado à Unidade Física correspondente ao grupo térmico solicitado.

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

O PHO poderá 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 poderá 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 19, 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 19;

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 deverão 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 deverão 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, produzir-se-á, duma 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 requererá 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, requererá 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 operador da rede de transporte em Portugal continental em coordenação com o seu homólogo espanhol, envia à plataforma central que assegura o acoplamento do mercado intradiário continuo 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, enviará 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, enviará 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 verificará se o programa de interligação resultante da sessão do mercado intradiária cumpre os valores comunicados ao ONME relativos à capacidade de interligação comercial disponível para a interligação entre Portugal e Espanha e rejeitará os resultados caso a validação não seja bem-sucedida.

Com a receção do PIBCI, o agente de mercado deverá 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 deverão 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 poderá proceder à elaboração de uma repartição física dos programas contratados.

Deverão 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 será 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 poderá suspender a possibilidade de efetuar transações internacionais no mercado intradiário contínuo desenvolvendo os melhores esforços para abreviar o tempo em que essa suspensão vigorará.

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 procederá 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, enviará 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 continuo pelas Unidades de Oferta, ou pelas Unidades em Portefólio já transpostas para Unidades de Oferta.

O agente de mercado deverá 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 deverão 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 verificará se existe coerência na informação apresentada e, caso seja necessário, mobilizará 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 considerará para efeitos da operação dos mercados de serviços de sistema a repartição por Unidade Física comunicada pelo Agente de Mercado e, caso seja necessário, mobilizará 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 foi recebido o PIBCIC, o Agente de Mercado não procedeu à atualização da desagregação por Unidade Física e/ou das Ofertas de Reserva de Regulação a GGS utilizará a última repartição por Unidade Física válida e/ou a última Oferta de Reserva de Regulação válida.

Deverão 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 irá considerar-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, será 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 terão o tratamento previsto no Procedimento n.º 21.

10 MECANISMOS EXCECIONAIS DE RESOLUÇÃO

No caso em que, por razões de emergência, ou por falta de ofertas válidas suficientes, ou por indisponibilidade dos sistemas informáticos de gestão ou, outra causa justificada, não seja possível resolver desvios à programação mediante os mecanismos previstos neste Procedimento, a GGS poderá adotar as decisões de programação que considere mais oportunas, justificando as suas atuações *à posteriori*, perante os agentes afetados e a ERSE, sem prejuízo da retribuição económica das mesmas que sejam de aplicação em cada caso.

11 DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÃO

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

a) Informação discriminada por Área de Balanço 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 à programação, por comercializador, por cliente com estatuto de Agente de Mercado e por área de balanço, para o mês m (a publicar no inicio do mês m+1);

d) Encargo de regulação horário afeto à resolução dos desvios à programação, para o mês m (a publicar no inicio 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 será 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 entrará em vigência antes do prazo previsto em Aviso da GGS;

b) Verificação que as duas entidades contraentes detenham 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 atribuirá um código ao contrato, que comunicará aos Agentes de Mercado envolvidos e que deverá 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 transmitirá 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 deverá 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 deverão 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 serão 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 serão 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 verificará, 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

Neste Procedimento pretende-se estabelecer 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 PDBF, Programa Diário Base de Funcionamento, 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 deverá 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 procederá 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 deverá 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 poderão 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 deverão 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, deverão 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 poderão 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 deverá 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, serão 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 verificará, 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 procederá da seguinte forma:

a) Se a Unidade de Programação não apresentou ofertas no Mercado diário - retirará 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 - rejeitará, 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 em regime ordinário;
- 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 procederá da seguinte forma:

c) 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;

d) Se a Unidade de Programação apresentou ofertas no Mercado diário - rejeitará, 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 em regime ordinário;
- 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 verificará, 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 procederá da seguinte forma:

a) Se a Unidade de Programação não apresentou ofertas no Mercado diário - retirará 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, - rejeitará, 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 em regime ordinário;
- 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 procederá 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 subir.

b) Se a Unidade de Programação apresentou ofertas no Mercado diário - rejeitará, 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 em regime ordinário;
   - 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, será valorizada a preço de encontro do mercado diário, caso seja mobilizada.

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 poderá 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 terão 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. Serão também consideradas as indisponibilidades previstas para as unidades de produção.

Sobre os cenários anteriores, a GGS efetuará as análises de segurança necessárias para todo o horizonte da programação e identificará as restrições técnicas que afetem 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 definirá 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 estabelecerá incrementos ou reduções da energia programada no PDBF.

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

Para o efeito, utilizar-se-ão 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, serão valorizadas a preço de encontro.

No caso de existir mais do que uma solução tecnicamente válida, a GGS efetuará uma avaliação económica das diferentes soluções e elegerá aquela que represente um menor encargo para o sistema e,

no caso de igualdade de encargo entre soluções, a GGS selecionará a solução que represente um menor movimento de energia.

Para determinar o encargo para o sistema de cada solução, ter-se-á 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, serão 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, respeitar-se-ão os valores de energia correspondentes quer às potências mínimas e máximos técnicos dos grupos geradores, quer às potências nominais das unidades de consumo de bombagem e ter-se-ão 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, terá em conta a capacidade da albufeira a montante da dita central, tanto em termos de exequibilidade do programa total de venda de energia que poderá 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 deverá 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 atribuirá 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 definirá estes requisitos de forma detalhada, incorporando esta informação complementar no PDVD.

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

Estas restrições nos redespachos poderão desaparecer no caso em que a GGS elimine a presença das etiquetas na Área de Balanço, 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 deverão 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 procederá 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 utilizará 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, serão 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, serão 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, serão 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.

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 tratará de reajustar 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 procederá 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 poderá 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 porá 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 colocará 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 publicará 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 poderá 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 deverão 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 termoelétricos.

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 deverá comunicar, para cada Área de Balanço 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 deverá 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 deverá ser efetuada até as 20:15, sempre que se justifique, de cada dia 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 analisará duma forma permanente, ao longo de todo o horizonte de programação, o estado de segurança do sistema e detetará 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 adotará a solução que represente o menor custo nas situações em que se evite que o sistema entre no estado de alerta e a mais rápida nas situações em que se evite que o sistema entre no estado de emergência.

A energia mobilizada pela GGS no âmbito do presente mecanismo terá em atenção os parâmetros dinâmicos do grupo termoelétrico e o estado do grupo comunicado na respetiva oferta. O arranque de um grupo termoelétrico efetuadas no presente mecanismo tornam-se firmes 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 atribuirá, para cada Unidade de Programação, a etiqueta correspondente a UDO (Unidade de Despacho Obrigatório).

Nas centrais térmicas, dever-se-á ter em conta o tempo mínimo de permanência na rede e de paragem dos grupos, considerando-se como tempo mínimo as 4 horas, com exceção dos grupos de centrais a carvão que deverão permanecer na rede pelo menos 8 horas, e não deverão parar por um período de tempo inferior a 6 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 poderá 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 será pago ao detentor do centro electroprodutor 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: Será pago ao agente de mercado a que está associado o grupo do centro electroprodutor uma fração do termo fixo apresentado na Oferta para Resolução de Restrições Técnicas após publicação do PDVD e será repartido pelos períodos de programação compreendido entre início dos procedimentos de arranque e o seu cancelamento. O custo associado será determinado de acordo com a seguinte equação:

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

Sendo:

$\boldsymbol{TF'}$ – Parcela do Termo Fixo pago ao Agente de Mercado;

$\boldsymbol{TF}$ – Termo Fixo comunicado na Oferta para Resolução de Restrições Técnicas após publicação do PDVD;

$\boldsymbol{T}$ – Período de tempo que decorreu desde o início dos procedimentos de arranque e o seu cancelamento;

$\boldsymbol{T_a}$ – 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 electroprodutor;

Através deste mecanismo, a GGS poderá efetuar antecipações do paralelo dos grupos termoelétricos que já foram programados por este ou por outros mecanismos. A energia mobilizada para antecipação do grupo térmico será 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 publicará:

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 poderá 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 porá 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 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 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 Áreas de Balanço afetas a instalações de produção, bombagem ou consumo, para resolução de restrições técnicas para o estabelecimento de reserva.

A GGS colocará 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 poderá 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 analisará duma forma permanente, ao longo de todo o horizonte de programação, o estado de segurança do sistema e detetará 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 adotará a solução que represente 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 Balanço 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 balanço 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 Balanço, que esteja associada a um grupo termoelétrico, serão 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, serão valorizadas ao preço do par potência/preço mobilizado.

As ofertas utilizadas nestas circunstâncias não serão 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 serão 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, serão valorizadas a preço marginal do mercado diário. Quando a ausência do par potência/preço correspondente é motivada pela dispensa da prestação do serviço de regulação secundária contratado serão valorizadas a preço marginal de reserva de regulação.

A GGS comunicará 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, poderá solicitar a ativação de um programa de apoio ao Operador do Sistema espanhol, conforme expresso no ponto 6 do Procedimento n.º 19, 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 electroprodutor 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 electroprodutor. Nesta situação, não será valorizada o termo fixo da respetiva oferta.

Na eventualidade de ocorrer um incumprimento do arranque do grupo de um centro electroprodutor térmico, as eventuais energias mobilizadas serão 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:

$\boldsymbol{TF''}$ – Parcela do Termo Fixo a devolver pelo Agente de Mercado;

$\boldsymbol{TF}$ – Termo Fixo utilizado no processo de Resolução de Restrições Técnicas após publicação do PDBF ou após publicação do PDVD, conforme o caso;

$\boldsymbol{T'}$ – N.º de períodos de integração quarto-horários, em que o grupo termoelétrico esteve a injetar na rede um valor de energia abaixo do solicitado no PRR, com uma tolerância por defeito de $\boldsymbol{^5/_4\,MWh}$;

$\boldsymbol{T}$ – Nº de períodos de integração quarto-horários afetos ao horizonte de programação do arranque solicitado no PRR

6 MECANISMOS EXCECIONAIS DE RESOLUÇÃO

No caso em que, por razões de emergência, ou 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 poderá adotar as decisões de programação que considere mais oportunas, justificando as suas atuações à posteriori, perante os agentes afetados e à ERSE, sem prejuízo da retribuição económica das mesmas, que seja de aplicação em cada caso.

7 DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÃO

No âmbito da prestação de informação referente ao Mercado de Resolução de Restrições Técnicas Internas, a GGS divulgará na sua página pública 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 Balanço, 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 Balanço, 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

Neste Procedimento estabelecem-se 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 dará 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 deverão 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 deverá ser prontamente comunicada à GGS. De igual forma, também deverá 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 em regime ordinário estabelecendo contratos bilaterais

de fornecimento desses serviços. O estabelecimento desses contratos será efetuado de acordo com o referido no Procedimento n.º 14 e estarão sujeitos 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, proporá à ERSE o estabelecimento de contratos bilaterais com esses produtores, nos termos definidos no Procedimento n.º 14.

Após o estabelecimento dos referidos acordos, a mobilização em tempo real dos serviços de sistema não obrigatórios de regulação de tensão, far-se-á 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 14 com o menor custo possível para o SEN.

PROCEDIMENTO N.º 11
REGULAÇÃO PRIMÁRIA

1 ÂMBITO

Neste Procedimento, para além de se definir regulação primária, pretende-se determinar 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 electroprodutores 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.
No caso em que seja tecnicamente impossível contar com o equipamento adequado, o serviço de sistema deverá ser contratado diretamente pelos titulares das instalações obrigadas à sua prestação a outras entidades que o possam prestar. O contrato será comunicado à GGS, que certificará 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 deverá 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 efetuar-se-á através de auditorias e inspeções técnicas.

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

PROCEDIMENTO N.º 12
REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

1 ÂMBITO

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

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 e das alterações horárias do programa na interligação, que possam existir até que se possa efetuar uma nova contratação de geração, e neste caso, a modificação correspondente nos programas de geração;

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 principio, que a participação de cada Unidade Física, na reserva de regulação secundária total estabelecida no SEN, será determinada tendo como base um mercado de banda de

regulação secundária, sendo que de acordo com o estabelecido no ROR, as ofertas são obrigatórias para todas as Unidades Físicas dos Agentes de Mercado que se encontrem disponíveis e habilitadas para o fornecimento desse serviço.

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

Para realizar a função de regulação secundária, a GGS disporá dos meios adequados para coordenar diretamente os reguladores secundários das Unidades Físicas, atuando como repartidor do sinal de regulação emitido pelo regulador central, transmitindo aos reguladores das Unidades Físicas, os valores de potência que devem fornecer em cada momento.

3 UNIDADES FÍSICAS PARTICIPANTES

As Unidades Físicas que poderão participar na prestação deste serviço de sistema serão aquelas que obtenham a correspondente habilitação junto da GGS, que a outorgará a todas as unidades físicas que demonstrem capacidade técnica e operativa para prestar este serviço nas condições requeridas.

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

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

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

a) Capacidade de comunicação com o regulador central;

b) Geração real em regime de carga fixa;

c) Gradiente de variação em contínuo da geração e manutenção desse valor;

d) Resposta a pedidos de variação aleatória da geração, incluindo inversão do sentido do pedido.

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

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

Na eventualidade de ter sido contratada Banda de Regulação Secundária, a instalação será considerada em incumprimento, pelo que será aplicado o disposto no ponto 9.3 do presente Procedimento.

4 IDENTIFICAÇÃO DAS NECESSIDADES DE RESERVA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

A GGS, atendendo a cada situação particular de exploração, estabelecerá e comunicará antes das 18:00 horas de cada dia a todos os Agentes de Mercado, a reserva necessária de regulação secundária no sistema para cada período de programação 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, seguirá os critérios estabelecidos no ponto 5.2 do Procedimento n.º 6.

5 MERCADO DE CONTRATAÇÃO DA BANDA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

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

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

O preço apresentado nas Ofertas de Banda de Regulação Secundária poderá ser limitado a um valor máximo regulado, proposto pela GGS e aprovado pela ERSE.

A comunicação das ofertas, para cada período de programação e por Unidade Física habilitada e disponível para prestar o serviço de regulação secundária, deverá ocorrer entre as 19:00 horas e as 19:45, respeitando por oferta:

- O rácio entre a Banda de Regulação Secundária a subir e a baixar estabelecido pela GGS com uma tolerância de 5%;
- A banda de regulação secundária mínima estabelecida pela GGS a oferecer no bloco com preço mais baixo;
- Os limites técnicos da Unidade Física.

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

a) A valorização duma oferta terá em conta o preço unitário da banda;

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

c) Se a contratação duma oferta de regulação secundária, com a base associada, criar uma restrição técnica no sistema, não será considerada no processo de contratação;

d) A soma das Bandas de Regulação Secundária contratadas, deverá estar compreendida num intervalo de ± 10% em torno da banda de regulação requerida.

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

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

No caso de não ter conseguido alterar a programação, participando num dos intradiários subsequentes, a GGS modificará o PHO, Programa Horário Operativo, por área de balanço de forma a possibilitar o cumprimento da Banda de Regulação Secundária Contratada, identificando que a referida mobilização de reserva de regulação, se verifica para estabelecer a base necessária ao cumprimento da banda de

regulação atribuída. A energia resultante da mobilização de reserva de regulação será tida em conta na determinação do desvio afeto à área de balanço, onde se encontra inserida a unidade física contratada.

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

a) 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.

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 sistema, 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 $BAN_{mín}$ (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

a) Para a contratação de banda de regulação secundária, ter-se-ão 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 será o de menor custo que satisfaça os requisitos de Banda de Regulação Secundária publicados pela GGS;

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

b) 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 ($BAN_{mín}$), 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. Ordenar-se-á, para cada período de programação h, por preço unitário da banda de regulação secundária ($PUBRSK_h$) crescente, as ofertas consideradas válidas aceites.

v. Realizar-se-á a contratação horária das necessidades de reserva de regulação secundária estabelecidas pela GGS, segundo a lista ordenada por preço unitário da banda de regulação secundária ($PUBRSK_{h,n}$) das ofertas consideradas válidas aceites.

Em cada contratação duma 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:

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

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

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.

vi. $BRSBAIA_{n,h}$=Banda de regulação secundária a baixar atribuída na oferta n.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 encontre no intervalo de ±10% em torno do respetivo valor de reserva de regulação secundária estabelecido como necessidade ($RSSUB_h$ e $RSBAI_h$):

$$1{,}1*RSSUB_h > \sum BRSSUBA_n > 0{,}9 * RSSUB_h$$
$$1{,}1*RSBAI_h > \sum BRSBAIA_n > 0{,}9 * RSBAI_h$$

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

7 TROCA DE BANDA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

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

Para o efeito, o Agente de Mercado deverá apresentar o pedido de troca à GGS até ao minuto 45 de cada hora h, para qualquer período horário compreendido entre a hora h+2 e o final do horizonte de programação, identificando as Unidades Físicas abrangidas, e que deverá ser aceite desde que sejam tecnicamente válidas. A GGS anuirá ou não ao pedido até 60 minutos antes da hora h+2.

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 poderá 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 poderá ver-se na contingência de solicitar banda de regulação secundária excecional que obedecerá à fórmula empírica $6x\sqrt{Pmax}$, utilizada no passado pela UCTE perante grandes variações do consumo, onde Pmax 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, valorizar-se-ão, 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 trate de redespachos a subir, e ao preço de recompra equivalente a 85% do preço marginal do mercado diário, quando se trate 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.

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

9 VALORIZAÇÃO DO SERVIÇO DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

9.1 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 valorizar-se-á ao preço da última oferta aceite em cada período de programação sem prejuízo da aplicação das regras constantes da Diretiva n.º 3/2017 de 27 de janeiro.

9.2 ENERGIA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA MOBILIZADA

A energia resultante da mobilização de reserva de regulação secundária, contratada por unidade física, e período horário e/ou período quarto horário, contabiliza-se num programa horário, designado por PHS, Programa Horário de Secundária, determinado pela soma algébrica quarto-horária das seguintes parcelas:

- Diferença entre o integral das solicitações de regulação secundária enviadas pelo regulador central à unidade física em teleregulação, e a respetiva distribuição quarto-horária do PHOF, Programa Horário

Operativo Final, por unidade física;

- Diferença ou porção da diferença entre a contagem da unidade física em teleregulação e a respetiva integração do sinal de regulação secundária, desde que não exceda 10% da integração.

Na segunda parcela, o que exceder o valor considerado, será tido em conta na determinação do desvio horário afeto à área de balanço onde se encontra inserida a unidade física em teleregulação.

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 balanço, tendo em conta a soma algébrica dos PHS afetos às unidades físicas em teleregulação contidas na área de balanço.

A energia de regulação secundária contabilizada por área de balanço, valorizar-se-á 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 balanço ou, conjunto de áreas de balanço com o mesmo sentido de regulação, a partir da respetiva curva de ofertas de reserva de regulação do sistema.

9.3 INCUMPRIMENTOS DO SERVIÇO DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

Uma unidade física encontra-se em incumprimento na prestação do serviço de regulação secundária durante determinada hora 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 horário h, no seguinte encargo:

$$VIBRA(h,uf)=K_i \times (IBRSA(h,uf)+IBRBA(h,uf)) \times F_t(h,uf) \times PMBR(h)$$

onde:

VIBRA(h,uf) Valorização do incumprimento afeto à Banda de Regulação Atribuída para a hora h, à unidade física uf

K_i Coeficiente de incumprimento que assume o valor de 1,5

IBRSA(h,uf) Incumprimento afeto à Banda de Regulação a Subir Atribuída para a hora h, à unidade física uf

onde:

$$\text{IBRSA(h,uf)}=\text{Máx}(|\text{BRSA(h,uf)}| - |\text{BRSD(h,uf)}|, 0)$$

com:

BRSA(h,uf) Banda de Regulação a Subir Atribuída para a hora h, à unidade física uf

BRSD(h,uf) Banda de Regulação a Subir Disponibilizada durante a hora h, pela unidade física uf:

$$\text{BRSD(h,uf)}=\text{Máx}(\text{PM(h,uf)}\text{-}\text{PBase(u,uf)},0) \times (1\text{-}\text{FFC(h,uf)})$$

onde:

PM(h,uf) Potência máxima corrigida por eventual indisponibilidade, a considerar durante a hora h, afeta à unidade física uf

PBase(u,uf) Programa Base para a hora h, estabelecido em mercado, alterado por eventuais instruções de despacho, emitidas pela GGS, afeto à unidade física uf

FFC(h,uf) "Flag" Falha de Comunicação durante a hora h, para a unidade física uf

Assume valor 1 quando não se verifica o seguimento do sinal de controlo emitido pelo regulador central, por parte da unidade física,

desde que imputável à instalação, caso contrário, assume valor zero

IBRBA(h,uf) Incumprimento afeto à Banda de Regulação a Baixar atribuída para a hora h, à unidade física uf

onde:

$$IBRBA(h,uf)=Máx(|BRBA(h,uf)|-|BRBD(h,uf)|,0)$$

com:

$BRBA(h,uf)$ Banda de Regulação a Baixar Atribuída para a hora h, à unidade física uf

$BRBD(h,uf)$ Banda de Regulação a Baixar Disponibilizada durante a hora h, pela unidade física uf

$$BRBD(h,uf)=Máx(Min(PM(h,uf),PBase(u,uf))-MT(h,uf),0) \times (1\text{-}FFC(h,uf))$$

onde:

$PM(h,uf)$ Potência máxima corrigida por eventual indisponibilidade, a considerar durante a hora h, afecta à unidade física uf

$PBase(h,uf)$ Programa Base para a hora h, estabelecido em mercado, alterado por eventuais instruções de despacho emitidas pela GGS, afeto à unidade física uf

$MT(h,uf)$ Mínimo Técnico corrigido por eventual indisponibilidade, a considerar durante a hora h, afecto à unidade física uf

$FFC(h,uf)$ "Flag" Falha de Comunicação durante a hora h, para a unidade física uf

Assume valor 1 quando não se verifica o seguimento do sinal de controlo emitido pelo regulador central, por parte da unidade física, desde que imputável à instalação, caso contrário, assume valor zero

F_t(h,uf) Fração de tempo afeto ao período horário h, durante o qual, a unidade física uf, esteve em incumprimento

PMBR(h) Preço Marginal da banda de Regulação, resultante do mercado de regulação secundária, para o período horário h

Nota: Na sua ausência considera-se a média aritmética, dos preços de banda de regulação dos últimos sete dias, para o mesmo período horário

Quando as bandas de regulação a subir e a baixar disponíveis são nulas, estamos em presença de 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.

10 CONTROLO DA RESPOSTA

O controlo da resposta de regulação realizar-se-á ao nível da central, no caso das centrais hídricas, e do grupo, nas centrais térmicas.

Os encargos em que incorrerá o Agente de Mercado, perante incumprimentos de banda e falta de qualidade da resposta, encontram-se dispostos no ponto anterior.

10.1 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.

10.2 INTERVALOS DE REGULAÇÃO

Segundo o Regulamento da Rede de Transporte "Os grupos térmicos previstos para teleregulação 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".

11 DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÃO

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

11.1 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 pela GGS, em cada período de programação 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) Necessidades Adicionais de Banda de regulação secundária a subir e a baixar publicadas pela GGS (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).

11.2 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

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

Entende-se por reserva de regulação, a variação máxima exequível de potência ativa para subir ou para baixar por parte das Unidades Físicas que integram uma Área de Balanço ou à variação da programação na interligação, que pode ser mobilizada, através de instruções de despacho, no horizonte de programação da exploração em vigor.

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 dos das Unidades Físicas a mobilizar que integram a Área de Balanço.

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 balanço, na reserva de regulação total estabelecida no SEN, será 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, aplicar-se-ão mecanismos de emergência que o presente Manual de Procedimentos estabeleça.

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, estabelecerá 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 Balanço, correspondentes a instalações de produção ou a instalações de consumo para bombagem;
- Outros operadores de redes de transporte, ao abrigo do mecanismo de troca de reserva de regulação, de acordo com o ponto 8.

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

5 APRESENTAÇÃO DE OFERTAS DE RESERVA DE REGULAÇÃO

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 deverão 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 balanço correspondentes a instalações de produção ou a instalações de consumo para bombagem, deverão 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 horário, pode implicar a anulação ou modificação da oferta para os períodos horários subsequentes.

As ofertas de reserva de regulação deverão 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 excecionais, 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 poderão atualizar as ofertas de reserva de regulação até 10 minutos após o fecho do mercado intradiário contínuo.

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

a) Participação no mercado intradiário contínuo ou nas sessões do mercado intradiário que conduz à alteração da reserva de regulação disponível, obrigando a Área de Balanço afetada a atualizar a curva de ofertas de reserva de regulação inicialmente apresentada, tendo em conta os novos valores limite, segundo cada sentido de regulação. Entende-se como atualização, o processo de apresentação de novos pares de potência e preço.

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 Balanço em causa. Para efeitos

de incorporação no processo de validação das Ofertas de Reserva de Regulação, as indisponibilidades deverão ser comunicadas até 50 minutos antes do período de programação.

c) Falta ou excesso de água nas albufeiras contíguas, ou situações hidrológicas extremas, em áreas de balanço com centrais hídricas.

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

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

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

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

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

Ao minuto 10 de cada hora, a GGS verificará se existe coerência entre a última Oferta de Reserva de Regulação válida e a repartição por Unidade Física apresentada pelo Agente de Mercado. Caso seja detetada uma incoerência na informação disponível, a GGS procederá à retificação da última Oferta de Reserva de Regulação válida por forma a garantir a coerência face à repartição por Unidade Física apresentada pelo Agente de Mercado ao minuto 10.

7 VERIFICAÇÃO DE OFERTAS DE RESERVA DE REGULAÇÃO

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

b) As ofertas de outros operadores de redes de transporte que não respeitem a capacidade de interligação disponível ou que não respeitem as regras definidas no presente Procedimento, serão ignoradas.

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

8 TROCA DE RESERVA DE REGULAÇÃO ENTRE OPERADORES DE REDES DE TRANSPORTE

Os operadores deverão, em conjunto, procurar soluções que possibilitem a troca de reserva de regulação entre sistemas, tendo em vista a otimização da utilização dos recursos disponíveis e a redução da energia de reserva de regulação mobilizada em cada um dos sistemas elétricos participantes.

Os operadores de redes de transporte serão considerados, com as devidas adaptações, como um Agente de Mercado produtor.

A troca de reserva de regulação entre operadores de redes de transporte estará sujeita à celebração de um contrato entre os operadores de redes de transporte, aprovado pela ERSE, em que se defina:

a) O mecanismo de contratação da reserva de regulação;

b) Intercâmbios de informação e horários em que esta ocorre;

c) Metodologias de definição dos preços das ofertas trocadas entre operadores de redes de transporte;

d) Liquidação e faturação da reserva de regulação contratada por este mecanismo.

A metodologia de definição dos preços das ofertas submetidas pela GGS a outros operadores de redes de transporte no âmbito da troca de reserva de regulação é estabelecida no ponto 15 do presente Procedimento.

No âmbito da troca de reserva de regulação entre operadores de redes de transporte será respeitado o princípio do equilíbrio económico da liquidação, estabelecido no ponto 2.2 do Procedimento n.º 21, não originando quaisquer custos ou proveitos para o operador da rede de transporte.

9 CONTRATAÇÃO DE RESERVA DE REGULAÇÃO

Os critérios gerais para a contratação das ofertas de reserva de regulação são os seguintes:

a) A GGS mobilizará a prestação deste serviço com critérios de custo mínimo, tendo em conta as ofertas existentes no momento de proceder à sua mobilização, incluindo as ofertas disponibilizadas por outro operador de rede de transporte ao abrigo do mecanismo de troca de reserva de regulação, não impondo nenhuma restrição;

b) Só serão 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) Com exceção das ofertas disponibilizadas por outro operador de rede de transporte, 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 duma oferta de regulação originar uma restrição técnica no sistema, esta não será mobilizada;

g) Quando se mobiliza uma Área de Balanço num determinado sentido de regulação, se posteriormente dentro da mesma hora existir a necessidade de mobilizar energia de regulação em sentido contrário, mobilizar-se-á 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 serão unicamente pela energia efetivamente mobilizada;

h) Respeitar-se-ão os parâmetros dinâmicos das instalações associadas à Área de Balanço, 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 poderá mobilizar reserva associada a uma Área de Balanço que não tenha apresentado oferta e que seja exequível sendo esta valorizada ao preço marginal do mercado diário;

j) No caso das centrais térmicas, dever-se-á ter em conta o tempo mínimo de permanência e de paragem dos grupos, considerando-se como tempo mínimo as 4 horas, com exceção dos grupos de centrais a carvão que deverão permanecer na rede pelo menos 8 horas, e não deverão parar por um período de tempo inferior a 6 horas.

10 MECANISMOS EXCECIONAIS DE ATRIBUIÇÃO DE RESERVA DE REGULAÇÃO

Em situações de emergência para o sistema, ou na ausência de ofertas de reserva de regulação suficientes, ou indisponibilidade do sistema informático de gestão, a GGS poderá 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.

11 VALORIZAÇÃO DO SERVIÇO DE RESERVA DE REGULAÇÃO

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

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

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

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

No caso de reserva de regulação contratada por outro operador de rede de transporte no âmbito do mecanismo de troca de reserva de regulação, a mesma é valorizada de acordo com o estabelecido no ponto 15.

12 CONTROLO DA RESPOSTA

A GGS comprovará 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 Balanço, 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 Balanço/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.

13 INCUMPRIMENTO

Em caso de incumprimento reiterado, em termos de potência, das instruções emitidas pela GGS, serão identificados os períodos de tempo de 15 minutos, com deficiente resposta às solicitações de regulação requeridas, devendo estas situações serem registadas e objeto de um relatório a enviar à ERSE trimestralmente.

Para cada um dos períodos quarto-horários com incumprimento identificados no parágrafo anterior, determina-se a diferença entre a energia emitida pela respetiva Área de Balanço/Unidade Física e o integral das solicitações de potência registadas no sistema informático da GGS.

A diferença resultante em cada período quarto-horário será valorizada, conforme o caso, ao preço médio ponderado de desvio por excesso ou por defeito, aplicável no período de programação em causa.

Os módulos das valorizações das referidas diferenças quarto-horárias, serão contabilizados por período de programação, e o encargo resultante imputado ao Agente de Mercado responsável pela Área de Balanço/Unidade Física em incumprimento.

14 RESERVA DE REGULAÇÃO EM PERÍODOS DE ENSAIO DE DISPONIBILIDADE

A GGS, ao abrigo do disposto na Portaria n.º 172/2013, poderá realizar ensaios de disponibilidade aos centros electroprodutores abrangidos pela aplicação da portaria em apreço, mediante a emissão de instruções de potência para determinado período horário.

As instruções de potência emitidas pela GGS no âmbito de um ensaio de disponibilidade serão devidamente assinaladas e não intervirão na formação do preço de reserva de regulação, sendo valorizadas de acordo com o estabelecido na antedita portaria.

15 METODOLOGIA DE DEFINIÇÃO DOS PREÇOS DAS OFERTAS APRESENTADAS PELA GGS A OUTROS OPERADORES DE REDES DE TRANSPORTE

O presente ponto identifica a metodologia para a elaboração das ofertas que serão submetidas pela GGS a outros operadores de redes de transporte no âmbito da troca de reserva de regulação.

a) DESCRIÇÃO DO PRODUTO

No âmbito deste mecanismo os operadores de redes de transporte irão trocar, por período de programação, ofertas de compra ou de venda constituídas por blocos indivisíveis de 50 MW.

As transações estabelecidas e confirmadas até 30 minutos antes do período de programação serão firmes.

b) ELABORAÇÃO DAS OFERTAS

Para cada período horário, a GGS realizará os seguintes passos:

i. Salvo o disposto no parágrafo seguinte, identificará, após o fecho dos mercados intradiários, as Ofertas de Reserva de Regulação que serão utilizadas na elaboração das ofertas submetidas pela GGS a outros operadores de redes de transporte.

   Para o primeiro período de programação afeto ao respetivo mercado intradiário, a GGS identificará as Ofertas de Reserva de Regulação disponíveis até 50 minutos antes do início do primeiro período de programação.

ii. Identificará as Ofertas de Reserva de Regulação economicamente mais vantajosas necessárias para satisfazer as necessidades de reserva de regulação do SEN;

iii. Ordenará as Ofertas de Reserva de Regulação remanescentes:

   - Ofertas de Reserva de Regulação a subir - por ordem crescente de preço para que possam ser utilizadas para a elaboração das ofertas de venda a submeter aos outros operadores de redes de transporte;

   - Ofertas de Reserva de Regulação a baixar - por ordem decrescente de preço para que possam ser utilizadas para a elaboração das ofertas de compra a submeter aos outros operadores de redes de transporte;

iv. Com base nas ofertas identificadas no ponto anterior, criará blocos de 50 MW com um preço que corresponde ao máximo ou mínimo dos preços das ofertas de reserva de regulação a subir ou baixar subjacentes.

Caso se verifique uma impossibilidade ou alteração excecional dos pressupostos que deram origem à elaboração das ofertas, a GGS poderá rejeitar pedidos de ativação das ofertas submetidas a outros operadores de redes de transporte.

c) ELABORAÇÃO DO PROGRAMA HORÁRIO OPERATIVO

Com a confirmação das transações, que ocorrerá até 30 minutos antes do período de programação, a GGS alterará o programa na interligação e elaborará o Programa Horário Operativo correspondente tendo por base as ofertas de reserva de regulação apresentadas pelos agentes de mercado e cumprindo os critérios de mobilização e de valorização estabelecidos nos números 9 e 11 do presente Procedimento, respetivamente.

16 DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÃO

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

a) Energia de 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 balanço, 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
CONTRATOS BILATERAIS PARA O FORNECIMENTO DE SERVIÇOS DE SISTEMA

1 ÂMBITO

O objeto do presente Procedimento é regular 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, e está sujeito a aprovação da ERSE.

3 IMPUTAÇÃO DOS CUSTOS

Os custos com a aquisição de serviços de sistema através de contratação bilateral serão repercutidos da seguinte forma:

a) Os eventuais custos fixos pagos pela GGS, deverão 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, deverão ser reembolsados pelos Agentes de Mercado Comercializadores e clientes, na proporção do respetivo consumo verificado no referencial de geração, nesse período de programação.

PROCEDIMENTO N.º 15
INTERRUPTIBILIDADE

1 ÂMBITO

O presente Procedimento tem por objeto regular a aplicação do Serviço de Interruptibilidade, de acordo com o disposto na Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho, e subsequentes alterações.

2 ADESÃO AO SERVIÇO DE INTERRUPTIBILIDADE

Todos os consumidores de eletricidade que, no âmbito da Portaria n.º 592/2010, pretendam prestar o Serviço de Interruptibilidade e cujas instalações reúnam os requisitos indicados na legislação aplicável, devem celebrar um Contrato de Adesão ao Serviço de Interruptibilidade com a GGS.

3 INSTRUÇÃO DO PEDIDO

O Procedimento de habilitação de uma instalação de consumo para a prestação do Serviço de Interruptibilidade desenvolve-se em três fases:

a) Instrução do pedido;

b) Ensaios;

c) Decisão sobre o pedido de adesão.

O início da instrução do pedido inicia-se com a submissão de um pedido de adesão formalizado no sistema informático disponibilizado para o efeito.

A resposta ao pedido de adesão 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 na alínea (b) do número anterior, no prazo de 15 (quinze) dias úteis a contar da resposta da GGS, determina o cancelamento do pedido de adesão.

A inspeção e os ensaios ao equipamento necessário para a prestação do Serviço de Interruptibilidade

seguem o disposto no ponto 6 do presente Procedimento.

De forma a efetivarem-se no próximo período contratual, os pedidos de alteração das condições contratuais devem ser realizados até 15 de setembro de cada ano e identificar as alterações pretendidas.

4 DECISÃO DO PEDIDO

A decisão referente ao pedido de adesão é comunicada por escrito pela GGS ao Requerente, logo que o Requerente apresente toda a documentação identificada na legislação aplicável, preste todos os esclarecimentos necessários e tenha sido realizada a inspeção e os ensaios definidos no ponto 6 do presente Procedimento.

5 ACESSIBILIDADE ÀS INSTALAÇÕES CONSUMIDORAS

Os agentes da GGS, devidamente identificados, têm o direito de livre acesso aos locais das Instalações de Consumo que pretendam prestar ou prestam o Serviço de Interruptibilidade para inspeção das regulações do relé de frequência e do restante equipamento necessário para a prestação do Serviço de Interruptibilidade.

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.

6 INSPEÇÃO E ENSAIOS

A GGS tem o direito de inspecionar as regulações do relé de frequência e do restante equipamento necessário para a prestação do Serviço de Interruptibilidade, podendo, para o efeito, proceder às medições, verificações e ensaios que entender convenientes.
A inspeção será efetuada por técnicos da GGS devidamente credenciados, e só poderá ter lugar em horário previamente acordado, ou, na falta de acordo, em conformidade com o estabelecido no ponto anterior.

7 INFORMAÇÃO A PRESTAR À GGS

Para a adequada aplicação e execução do Serviço de Interruptibilidade, o Prestador do Serviço de Interruptibilidade deve facultar a seguinte informação à GGS:

a) Previsões de Consumo - Antes das 14:00 horas do dia 15 de cada mês, os Prestadores do Serviço de Interruptibilidade comunicarão à GGS, segundo o formato e procedimento de comunicação estabelecido por este, as previsões de consumo para os dois meses seguintes. Estes programas terão um carácter previsional, devendo ser comunicadas atempadamente quaisquer alterações do mesmo;

b) Paragens Programadas -O Prestador do Serviço de Interruptibilidade deverá 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 de Interruptibilidade;

c) Indisponibilidades - O Prestador do Serviço deverá comunicar à GGS qualquer anomalia que se verifique na Instalação Consumidora, que afete a previsão de consumo, os equipamentos de comunicações ou de tratamento da interruptibilidade, logo que da mesma tenha conhecimento;

d) Consumo - A GGS deverá receber, com uma periodicidade horária, os quatro últimos valores de consumo médio quarto-horário da Instalação Consumidora;

e) Consumo em Tempo Real - A GGS, para concretizar a aplicação e controlo da prestação do serviço de interruptibilidade, deverá dispor, com uma periodicidade que não exceda os 12 segundos, os valores instantâneos da potência ativa e reativa da Instalação Consumidora;

f) Informação associada a ordem de redução de potência – O Prestador do Serviço enviará à GGS, o aviso de receção das ordens de redução de potência, a sua alteração ou anulação, desagregado por tipo de ordem de redução, que incluirá o perfil potência/tempo, num tempo máximo de dois minutos após a sua receção.

Após cada ordem de redução de potência, o Prestador do Serviço, enviará à GGS, no formato e procedimento de comunicação estabelecido por este, para além dos dados descritivos da ordem de interrupção que foi executada, os registos da potência ativa média consumida em cada período de cinco minutos, com as suas correspondentes marcas de tempo, durante todos os períodos em que se executa a ordem de redução de potência.

8 AVALIAÇÃO DAS NECESSIDADES DE REDUÇÃO DE POTÊNCIA

De acordo com as situações de operação que se apresentem à GGS, esta avaliará as necessidades de aplicação do Serviço de Interruptibilidade, gerindo esse serviço de acordo com essas necessidades.

Adicionalmente e sem prejuízo das necessidades que surjam na operação, a GGS avaliará a aplicação do serviço nas seguintes situações:

a) Avaliação da reserva de regulação disponível - A GGS determina a reserva de regulação disponível como a diferença entre a potência disponível, determinada com base nas declarações de indisponibilidade apresentadas pelos Agentes de Mercado e nos eventuais tempos de arranque de centrais termoelétricas, e a sua melhor previsão de consumo e de produção em regime especial para o horizonte da possível aplicação da Interruptibilidade, considerando que as transações comerciais estabelecidas na interligação se mantêm inalteradas. Nos casos em que a reserva de regulação disponível for inferior à identificada no Procedimento n.º 6, a GGS poderá aplicar ordens de redução de potência do tipo 1 e 2 com o intuito de restabelecer a reserva de regulação disponível no SEN.

b) Ordem de redução de potência emitida por trabalhos na RNT e/ou situações de risco para a segurança do sistema elétrico - A necessidade de realizar trabalhos de manutenção das infraestruturas elétricas em serviço, assim como trabalhos relacionados com a construção de novas instalações ou o reforço das existentes, pode obrigar à redução temporal do consumo zonal do sistema elétrico. Para esse efeito a GGS poderá emitir ordens de redução de potência, em qualquer um dos seguintes pressupostos:

   i. Quando não exista a possibilidade de adotar outras medidas que não a redução do fornecimento de energia elétrica ou as medidas disponíveis suponham um risco elevado, para a continuidade do abastecimento elétrico;

   ii. Quando a redução parcial da carga na zona afetada do sistema se traduza numa medida de salvaguarda efetiva orientada a minimizar o impacto na RNT, enquanto decorre os trabalhos programados;

   iii. Quando após um incidente resulte necessário adotar medidas de emergência destinadas a reduzir parcial e/ou localmente a carga do sistema, para conseguir restabelecer as suas variáveis de controlo em valores normais de funcionamento, e/ou devolver o fornecimento de energia elétrica aos clientes que não são prestadores do serviço de interruptibilidade.

   Os pressupostos anteriores serão também aplicáveis, em qualquer outra circunstância, fora de trabalhos na rede quando, em juízo da GGS, o sistema elétrico se encontre em risco de segurança.

c) Ordem de redução de potência a pedido do ORD - O ORD poderá solicitar à GGS a emissão duma ordem de redução de potência quando as situações de operação da sua rede assim o requeiram, não sendo aceites solicitações associadas à manutenção programada de elementos da rede de distribuição dedicados ao abastecimento da instalação. Para esse efeito, o ORD deverá submeter um fax/correio eletrónico ao COR, em modelo a definir pela GGS, com a solicitação da ordem de redução de potência com uma antecedência de pelo menos uma hora em relação ao pré-aviso mínimo da ordem de redução desejada.

A GGS analisará o pedido, remetendo uma resposta por fax/correio eletrónico ao ORD no mínimo meia hora antes do começo do pré-aviso mínimo da ordem de redução de potência solicitada.

No caso de ser aprovada a ordem de redução de potência, a GGS emitirá a ordem de redução de potência às Instalações Consumidoras indicadas e para o período solicitado. Na eventualidade do pedido ser indeferido o ORT além de responder por fax/correio eletrónico, indicando as razões da recusa, colocar-se-á em contacto com o ORD com o objetivo de encontrar uma solução viável para o problema.

Os critérios de aceitação ou recusa serão os que permitam manter a segurança das redes.

9 PROGRAMAÇÃO DA ORDEM DE REDUÇÃO DE POTÊNCIA

Com toda a informação disponível, tendo em conta o estado do sistema elétrico, a GGS, uma vez avaliadas as necessidades de aplicação do serviço, determinará as potências a interromper, a duração e os perfis ou intervalos de interrupção. Após o que selecionará a modalidade da prestação do serviço de interruptibilidade, a extensão zonal assim como os perfis potência – tempo.

A seleção far-se-á atendendo aos seguintes critérios:

a) Âmbito nacional – Aplicação a todas as Instalações Consumidoras habilitadas para prestar o serviço;

b) Zona elétrica – Aplicação restringida a zonas elétricas selecionadas;

c) Instalações Consumidoras Individuais – Seleção direta das Instalações Consumidoras habilitadas para prestar o serviço que vão ser alvo da aplicação de ordem de redução de potência.

Estes mesmos critérios de seleção poder-se-ão utilizar para a exclusão duma ordem de redução de potência. Com estes critérios, poder-se-á eleger um ou vários subconjuntos de Instalações Consumidoras adequados a cada estado de operação do sistema elétrico.

Uma vez comprovado o potencial esperado de interrupção, em MW, para cada período selecionado e desagregado, a GGS emitirá a ordem de redução de potência com o pré-aviso estabelecido. As referidas instruções poderão ser anuladas em qualquer instante, mesmo quando estão em execução.

O processo de seleção das Instalações Consumidoras a quem se vai anular a ordem de redução de potência é o descrito anteriormente, existindo ainda a possibilidade de anular a totalidade das ordens emitidas.

10 CONTROLO DA DISPONIBILIDADE DO SERVIÇO DE INTERRUPTIBILIDADE

A partir da informação de consumo em tempo real, a GGS vigiará e controlará periodicamente o cumprimento das condições de prestação do serviço que constam no contrato entre o Prestador do Serviço e a GGS. Quando a GGS considere que existe incumprimento informará a ERSE, solicitando a aplicação da correspondente penalidade ou da cessação do contrato.

A GGS vigiará e controlará periodicamente o estado das comunicações dos Prestador do Serviço, informando-os das deficiências que identifique. Quando a GGS considere que existe um incumprimento reiterado das condições de prestação do serviço no que se refere ao estado das comunicações, informará a ERSE, solicitando a cessação do contrato.

11 INCUMPRIMENTOS

O incumprimento de uma ordem de redução de potência fica sujeita às penalizações previstas na Portaria n.º 592/2010.

Para que, uma ordem de redução de potência se considere cumprida por parte de uma Instalação Consumidora, devem verificar-se, cumulativamente, os seguintes requisitos:

a) Existência de todos os registos de potência média consumida num período de 5 minutos, desde o início do primeiro período em que foi solicitado a redução de potência, até ao fim do último período de redução;

b) Os registos recolhidos de potência média consumida em 5 minutos não devem ultrapassar, em nenhum período, o valor máximo de potência residual previamente solicitado pela GGS. Para as ordens de tipo 4 e 5, a potência média consumida no primeiro período de 15 minutos não deverá exceder o valor máximo de potência residual.

Consideram-se como instantes de início e de finalização de cada período de redução, os instantes na ordem de redução de potência, comunicada pela GGS ao Prestador do Serviço.

O relógio do equipamento remoto deve estar sincronizado com a hora do relógio do equipamento que suporta o sistema informático central.

12 REGISTO DA INFORMAÇÃO

A GGS deverá conservar durante cinco anos, em suporte informático, a informação histórica dos dados necessários para a elaboração de informação e estatística que seja requerida pela demais legislação e regulamentação aplicável.

Os equipamentos dos Prestadores do Serviço deverão manter o registo histórico com os dados relativos a cada aplicação ou, ordem de redução de potência.

13 LIQUIDAÇÃO E FATURAÇÃO

A liquidação e faturação do Serviço de Interruptibilidade são efetuadas mensalmente pela GGS, de acordo com o estabelecido nas portarias afetas à prestação do serviço.

A GGS publica, antes do início de cada ano civil, o calendário da liquidação, com as datas que resultam da aplicação do presente ponto:

a) Data de emissão dos documentos de faturação - quinto dia útil do mês seguinte, ao mês a faturar;

b) Data de pagamento - trinta dias após o final do mês a que se refere a faturação.

A GGS utilizará o Sistema de Informação disponibilizado para o efeito, para troca de informação com os Prestadores do Serviço.

14 DESVIOS RESULTANTES DA APLICAÇÃO DE UMA ORDEM DE REDUÇÃO DE POTÊNCIA

Nos termos da Portaria n.º 592/2010, o Agente de Mercado que abastece uma Instalação Consumidora habilitada para prestar o Serviço de Interruptibilidade, pode, por sua iniciativa, solicitar à GGS, a justificação de desvios por excesso, que se possam dever ao acionamento da interruptibilidade.

A justificação considerada no parágrafo anterior está limitada à energia efetivamente reduzida, determinada a partir de informação disponibilizada pelo sistema de suporte à Contratação e Liquidação do Serviço de Interruptibilidade.

Nos casos de redução de potência referidos nos parágrafos anteriores, a GGS pedirá ao titular da Instalação Consumidora informações sobre que é o Agente de Mercado que a abastece, e informá-lo-á da ocorrência de tal facto.

PROCEDIMENTO N.º 16
OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO

1 ÂMBITO

Neste Procedimento estabelece-se 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 excecionais 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 deverão 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 adopção 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 deverá 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 serão, para devolver o sistema ao seu estado normal ou, para minimizar as consequências, caso o estado do sistema evolua para o de emergência ou de reposição. Para tal, a GGS determinará as acções 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 detecção e correcção duma 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, identificar-se-ão, para cada uma delas as possíveis repercussões sobre o sistema elétrico.

Estabelecer-se-á 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 prestar-se-á 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 contemplarão as ações preventivas e/ou corretivas, que deverão 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, ativação da interruptibilidade, 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, ativação da interruptibilidade, etc.), não será 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, será necessário adotar medidas preventivas. Estas medidas poderão passar pela mobilização de Áreas de Balanço, inicialmente não incluídas na programação, a modificação de programas previstos na interligação, etc. Quando forem possíveis diversas soluções, será 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 deverão 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 dará as instruções oportunas às empresas afetadas, que deverão responsabilizar-se pelo seu rápido e eficaz cumprimento.

Se as empresas responsáveis pelo cumprimento das ditas instruções encontrarem algum inconveniente para a sua concretização, comunicarão à GGS essa circunstância com a maior brevidade possível. Perante uma eventualidade deste tipo, a GGS determinará 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 dará prioridade ao restabelecimento urgente da segurança até devolver o sistema ao seu estado normal.

Nesta situação, a GGS tomará 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 serão 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 dará as instruções necessárias às empresas afetadas e coordenará as suas atuações para conseguir a reposição de serviço duma forma segura e no menor espaço de tempo possível.

3.4 ATUAÇÃO EM ESTADO DE REPOSIÇÃO

O processo de reposição será 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 atenderá prioritariamente à reposição urgente do fornecimento elétrico.

No estado de reposição, a GGS, com o contributo das empresas com instalações afetas à RNT, os produtores e o Operador da Rede de Distribuição, atuará 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 será manter, ou recuperar a continuidade das interligações com Espanha. Para isso, a GGS tomará as medidas que sejam precisas para eliminar as condições de operação que ponham em risco a continuidade das interligações. Se preciso, anulará 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 electroprodutor 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 tomará 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, será a sala de comando de emergência a assumir temporariamente as funções daquela, informando dessa eventualidade o Operador de Sistema vizinho. Cada sala de comando deverá estabelecer os procedimentos operativos para a correta operação do seu centro de controlo de emergência.

Cada sala de comando alertará 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.

Analogamente, 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 aplicar-se-ão simultaneamente e outras de forma sequencial, considerando-se orientativa 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 realizará 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 ao INAG 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 serão 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 será preciso programar turbinamento em determinadas albufeiras de forma a garantir-se a existência de cota noutros 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 em regime especial a entrega da sua potência máxima disponível e o acoplamento de todos os meios de compensação de reativa;

j) A GGS poderá 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;

k) Aplicar a interruptibilidade às instalações consumidoras aderentes a este tipo de serviço.

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 Acão que se estime necessária;

b) Solicitar energia de apoio aos sistemas elétricos vizinhos;

c) Caso exista o risco de colapso de tensão, a GGS, poderá 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 poderá adotar as decisões que considere mais adequadas, justificando a sua atuação *à posteriori*, perante os Agentes de Mercado afetados e informando a ERSE através de relatório específico.

PROCEDIMENTO N.º 17
INDISPONIBILIDADES DA RNT

1 ÂMBITO

Neste Procedimento, pretende-se descrever 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 será revisto bimestralmente, um plano semanal e uma programação cujo âmbito temporal será 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 incluirá todas as indisponibilidades programadas da rede de transporte.

A GGS elaborará 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, deverão 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 incluirão 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 elaborará, 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 agrupará 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 terá em conta as diferentes alternativas de prazos e modalidades técnicas de concretização dos mesmos, expressas pelas empresas proprietárias das instalações.

A GGS comunicará 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 dar-lhes-á conhecimento tendo em vista a procura de alternativas viáveis.

Este plano será revisto bimestralmente, pelo que as empresas proprietárias das instalações deverão 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, serão tidas em conta nas sucessivas revisões do Plano Anual.

2.2 PLANO SEMANAL DE INDISPONIBILIDADES

A GGS também elaborará um Plano Semanal de Indisponibilidades, com um horizonte de duas semanas, que permitirá às empresas abrangidas por este Procedimento uma adequada programação dos trabalhos e assegurará um estado de disponibilidade adequado da rede de transporte em termos de segurança e qualidade de serviço. Os trabalhos programados para a segunda semana estarão ainda sujeitos a confirmação na semana anterior.

Neste plano serão geridos tanto os trabalhos programados a nível anual como aqueles que sejam solicitados pela primeira vez.

Para a sua preparação, as empresas deverão 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 será considerado entre as 0 horas de sábado e as 24 horas da sexta-feira seguinte.

O Plano Semanal de Indisponibilidades será constituído pelos trabalhos autorizados e que terão início dentro do horizonte considerado e será publicado antes das 14 horas da quinta-feira anterior à semana considerada.

Este plano fará 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 devem ser realizados. Uma vez conhecidas as condições, os trabalhos serão autorizados ou negados definitivamente.

2.2.1 CRITÉRIOS DE AUTORIZAÇÃO DAS INDISPONIBILIDADES

Na autorização das indisponibilidades a inserir no Plano Semanal deverão ser considerados os seguintes critérios:

a) Incompatibilidade de indisponibilidades simultâneas - Em caso de incompatibilidade entre várias indisponibilidades, terão prioridade de execução aquelas que foram programadas no plano anual, com exceção das indisponibilidades resultantes de avarias que poderão 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, poderá ser motivo para não autorizar uma indisponibilidade incluída no plano anual. A decisão deverá ser justificada pelo impacto negativo, quer do ponto de vista técnico quer do ponto de vista económico, que a referida indisponibilidade induzirá na operação;

c) Indisponibilidades que dêem 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, serão 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 serão 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 ficará 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 serão 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 será 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, serão tratadas como indisponibilidades de curto prazo, cuja tramitação decorrerá 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

Considerar-se-ão indisponibilidades geridas no curto prazo, aquelas que apresentem as seguintes características:

a) Indisponibilidades fortuitas que, por resultarem de avarias, não serão 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 dever-se-ão 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 deverão 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, deverão 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-á unicamente a ocorrência de alteração de condições.

3 ANÁLISE DIÁRIA DE SEGURANÇA

A GGS realizará 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 deverão estar em curso no dia analisado, serão simuladas como um dado adquirido. Estes cenários servirão 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 serão viáveis. De seguida, a GGS manifestará 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 prosseguirão, salvo se a GGS, com prévia justificação, determine que as mesmas sejam interrompidas.

Se a natureza dos trabalhos (caso de reparação de avarias de carácter urgente) implicar uma atuação de âmbito inferior ao diário, a GGS comunicará às entidades abrangidas por este documento a sua decisão, o mais rapidamente possível, após análise da sua repercussão na segurança dos sistemas.

A GGS colocará na internet, às 8 horas de cada dia, uma lista diária dos trabalhos na rede de transporte que incluirá:

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 18
INDISPONIBILIDADES DAS UNIDADES DE PRODUÇÃO

1 ÂMBITO

Neste Procedimento, pretende-se estabelecer os critérios que se devem aplicar à comunicação e tratamento das indisponibilidades dos grupos geradores, para que a GGS realize a verificação técnica e o despacho das Áreas de Balanço, 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, considerar-se-á a existência de uma indisponibilidade, que poderá ser parcial ou total.

Sendo dos agentes de mercado afetos às unidades de produção, a responsabilidade pela comunicação à GGS de 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, dever-se-á atender aos seguintes critérios gerais:

a) Independentemente da causa que tenha provocado a indisponibilidade, a potência na emissão de um grupo será 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 terá 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, deverá 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 haverá lugar a qualquer tipo de indisponibilidade;

f) Após disparo, um grupo não ficará 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 ficará disponível, salvo informação em contrário do Agente de Mercado;

g) Durante o período de ensaios considerar-se-á que o grupo estará 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 será 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 deverá 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 deverá 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 teleregulação, se aplicável;

h) Motivo da indisponibilidade, informação que será 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 será objeto de divulgação pública;

j) Adicionalmente, os Agentes de Mercado deverão 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 deverá 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 modificará a programação da Área de Balanço afetada no PHO seguinte, que deverá ser publicado, incluindo o novo programa realizado pela unidade;

b) Caso seja necessário, o deficit de geração resultante será eliminado utilizando as metodologias descritas no Procedimento n.º 7;

c) Se, aquando da publicação do PHO, não for possível incluir uma indisponibilidade ocorrida entretanto, o desequilíbrio de geração existente corrigir-se-á 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 comunicará os dados relativos às indisponibilidades ao ONME. Se, posteriormente, se produzir alguma modificação duma indisponibilidade, o Agente de Mercado comunicará 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 comunicará 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 deverá 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, deverão 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, comunicarão 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 será um ano civil móvel.

Os planos de manutenção das unidades de produção, a apresentar à GGS, deverão 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 será declarado inamovível, apenas se tal for imprescindível;

f) Outra informação considerada relevante.

O Agente de Mercado deverá informar a GGS sobre os motivos que justifiquem a inamovibilidade da indisponibilidade. Se tal não acontecer ou, se a justificação não for considerada aceitável, a indisponibilidade não será considerada inamovível.

4.2 INFORMAÇÃO DIFUNDIDA PELA GGS

A GGS, após aceitar ou não as alterações previamente apresentadas, atualizará os planos de indisponibilidade previstos, das unidades de produção definidas no Procedimento n.º 1, num horizonte anual.

A informação elaborada pela GGS conterá, 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, deverão 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, serão 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, deverão comunicar à GGS, qualquer modificação que surja, no que diz respeito ao plano vigente em cada instante, qualquer que seja a natureza da modificação, segundo o Procedimento anteriormente descrito.

PROCEDIMENTO N.º 19
GESTÃO DA INTERLIGAÇÃO

1 ÂMBITO

Neste Procedimento, estabelecem-se 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 realizarão, 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 serão 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 irão 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, serão 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.

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

- Separação de Mercados – Congestionamentos resultantes dos trânsitos devidos ao processo de encontro do mercado diário;
- Ação Coordenada de Balanço – Congestionamentos verificados em tempo real.

3.1 SEPARAÇÃO DE MERCADOS

O processo de Separação de Mercados aplica-se quando, em resultado do encontro de ofertas em mercado diário, ou nas sessões de leilão intradiário complementares ao mercado intradiário contínuo, 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 o abertura do mercado intradiário contínuo decorre o 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 será 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 AÇÃO COORDENADA DE BALANÇO

A Ação Coordenado 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.

4 ESTABELECIMENTO DOS PROGRAMAS NA INTERLIGAÇÃO

Os programas de energia estabelecidos na interligação, só serão definitivos quando os operadores dos sistemas elétricos respetivos os tenham confirmado. Para tal, deverão 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 estabelecerão de comum acordo, o procedimento que deverá ser aplicado, neste processo de pedido e obtenção de conformidade, para os programas de trocas de energia estabelecidos na interligação.

No caso de que as autorizações dos operadores de sistema, referentes a um determinado programa de interligação e período de programação, não sejam coincidentes, só poderá 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, acordarão conjuntamente, o número, tipo e colocação de contadores, com os quais se efetuará a medida de energia transitada na interligação e, a periodicidade das leituras, assim como, se for caso disso, o tratamento das perdas de transporte nas linhas de interligação.

Para a medida da energia transitada participarão 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 constate a sua necessidade e tendo verificado não dispor de outros meios de produção disponíveis para o efeito, solicitará 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 deverá por em causa a segurança de abastecimento, do sistema elétrico que o fornece, e deverá 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 serão estabelecidos de comum acordo entre os respetivos operadores, sob a forma dum Acordo.

A energia correspondente aos programas de apoio realizados será 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 terão o mesmo tratamento que os programas na interligação.

Em termos de repartição dos custos associados à energia de apoio fornecida ou recebida, estes terão o mesmo tratamento que as mobilizações para a resolução de restrições técnicas em tempo real.

7 DETERMINAÇÃO E COMPENSAÇÃO DOS DESVIOS NA INTERLIGAÇÃO

Os operadores dos sistemas elétricos correspondentes determinarão, para cada interligação, o valor dos desvios na interligação, como a diferença entre a energia transitada através da interligação, medida pelos

contadores de energia identificados no ponto 5 do presente Procedimento, e o saldo dos programas de interligação, estabelecidos na mesma interligação e previamente acordados por ambos os operadores de sistema (sem incluir nos últimos, os possíveis programas de compensação de desvios de regulação correspondentes a períodos anteriores).

Os desvios na interligação assim calculados serão compensados mediante a devolução da energia de desvio nos períodos acordados pelos operadores de sistema, para que se compensem em períodos equivalentes de programação de ponta e vazio, ou, em outros períodos de programação estabelecidos de comum acordo, para a correspondente interligação.

No caso de existir um valor relativamente importante de desvios de regulação pendentes por compensar, que supere um determinado nível de energia, acordado entre os respetivos operadores de sistema, poderá estabelecer-se, também de comum acordo, a sua devolução sob a forma de uma transação económica pela energia pendente a devolver, valorizada de acordo com os critérios de custo da energia acordados conjuntamente, e aprovados pela ERSE.

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 divulgará na sua página pública 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 contemplará 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 contemplará 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 20
VERIFICAÇÃO DA GARANTIA DO ABASTECIMENTO E SEGURANÇA DE OPERAÇÃO

1 ÂMBITO DE APLICAÇÃO

O objetivo deste Procedimento é a definição do 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 a GGS, ao ONME, aos Agentes de Mercado e aos titulares de unidades de produção instaladas em Portugal.

2 PREVISÃO DE CONSUMO

A GGS realizará 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 será 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 será 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 será elaborada até às 17:00 horas, tem por horizonte o dia "d+2" e uma discriminação horária.

A previsão diária será 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 elaborará 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 estará disponível na sua página pública na Internet nos primeiros cinco dias úteis de cada mês.

3.1 ANÁLISE DE SEGURANÇA

Os estudos de garantia de abastecimento determinarão o risco de falha de abastecimento que poderá 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 serão baseados em simulações do sistema electroprodutor tendo em conta o consumo previsível, e diversos regimes de hidraulicidade e eolicidade. Os estudos serão efetuados não considerando a possibilidade de importação de energia elétrica.

A análise incluirá a evolução das reservas hídricas, tendo em conta os diversos cenários de afluências e poderá determinar níveis mínimos de energia e potência a disponibilizar globalmente pelas centrais hídricas, ou eventualmente por aproveitamento.

Os estudos a efetuar poderão 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, serão 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 será determinada atendendo ao custo de oportunidade da geração. Para as centrais térmicas, este custo de oportunidade será determinado pelos preços de substituição dos combustíveis. Para as centrais hídricas, este custo de oportunidade será o da geração térmica substituída;

c) As afluências futuras aos aproveitamentos hidroelétricos serão obtidas a partir dos regimes históricos disponíveis. O estado inicial das albufeiras, será disponibilizado pelos Agentes de Mercado, segundo o disposto neste Procedimento;

d) Serão consideradas as restrições de aprovisionamento de combustível comunicadas pelos Agentes de Mercado;

e) Será considerado o plano anual de manutenção das centrais, atualizado nos termos do Procedimento n.º 18 deste manual;

f) Será considerada a informação atualizada relativa à Produção em Regime Especial. Os regimes eólicos futuros serão determinados a partir da informação histórica disponível;

g) Serão 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 deverão 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 deverão 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, manterão 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 manterão em permanência a reserva de segurança definida pelo estudo de segurança da garantia do abastecimento.

PROCEDIMENTO N.º 21
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, excetuando no caso de Agentes de Mercado clientes, as liquidações afetas ao mecanismo de interruptibilidade, para as quais se verifica um procedimento de liquidação e consequente faturação autónomo.

2 CARATERÍSTICAS GERAIS DA LIQUIDAÇÃO

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

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

O referencial de liquidação do ORT considera negativos os valores físicos afetos a direitos de recebimento dos Agentes de Mercado, e positivos, os valores físicos relativos às obrigações de pagamento.

Os valores físicos e económicos apresentados por Nota de Liquidação Mensal, tendo em conta a natureza 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 DO EQUILÍBRIO ECONÓMICO 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 ocorrência de ações coordenadas de balanço entre sistemas que não contribuam integralmente para a regulação do sistema e, quando se verifiquem, a ocorrência de solicitações de intercâmbio de apoio entre sistemas.

2.2.1 DIREITOS DE RECEBIMENTO E OBRIGAÇÕES DE PAGAMENTO AFETOS A AÇÕES COORDENADAS DE BALANÇO E DIREITOS DE RECEBIMENTO E OBRIGAÇÕES DE PAGAMENTO AFETOS À COMPENSAÇÃO INTERNA PARA ASSEGURAR A FIRMEZA DAS TRANSAÇÕES INTERNACIONAIS

2.2.1.1 AÇÕES COORDENADAS DE BALANÇO

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

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

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

Procedimento, através da parcela SVCACB[ERTPPHF], caso a compensação se efetue também em restrição técnica, para o respetivo sobrecusto não ser repercutido sobre o consumo.

2.2.1.2 COMPENSAÇÕES INTERNAS PARA ASSEGURAR A FIRMEZA DAS TRANSAÇÕES INTERNACIONAIS

Entende-se por compensação interna para assegurar a firmeza das transações internacionais, a eventual mobilização de reserva de potência ativa, energia de ensaio de verificação de disponibilidade e de energia de comissionamento que anule na totalidade o desvio afeto à compensação interna para assegurar a firmeza das transações internacionais.

Os encargos (ECFTI) e/ou proveitos (PCFTI) afetos à compensação interna para assegurar a firmeza das transações internacionais são imputados e/ou atribuídos ao consumo, pelo que as valorizações afetas à compensação interna para assegurar a firmeza das transações internacionais (VCFTI) são removidas do encargo para o sistema imputável aos desvios à programação, ERD, definido no ponto 5.2.8 do presente Procedimento, através da parcela RVCFTI e, do encargo para o sistema, a imputar ao consumo, ERC, definido no ponto 5.2.7 do presente Procedimento, através da parcela SVCFTI[ERTPHF], caso a compensação se efetue também em restrição técnica.

2.2.2 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, depende 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.

Deste modo:

- Ocorrência de intercâmbio de apoio no sentido Portugal Espanha:
  - A valorização da energia resultante da mobilização de reserva de potência ativa para efetivar o intercâmbio de apoio é subtraída no ERD, através da parcela VIAPE, para não ser imputada aos agentes de mercado a atuar em Portugal, 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[AVPDBF], encargo devido à Programação de Geração térmica adicional em Portugal, após verificação técnica do PDBF, 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. Caso não contribua para a regulação do sistema, a remover do ERD, definido no ponto 5.2.8 do presente Procedimento, através da parcela REPGAP[AVPDBF] e do ERC, definido no ponto 5.2.7 do presente Procedimento, através da parcela SEPGAP[AVPDBF][ERTPPHF], caso a compensação se verifique em restrição técnica, para não imputação, aos agentes de mercado a atuar em Portugal.

- Ocorrência de intercâmbio de apoio no sentido Espanha Portugal:
  - A valorização da energia resultante da efetivação do intercâmbio de apoio prestado pelo sistema espanhol ao sistema português, é imputada no sistema português como mobilização de reserva de regulação interna em restrição técnica, pelo que a respetiva componente a preço de encontro será considerada em ERD, definido no ponto 5.2.8 do presente Procedimento, através das parcelas VIAEP e SVIAEP, enquanto o respetivo sobrecusto é considerado em ERC, definido no ponto 5.2.7 do presente Procedimento, através da parcela SVIAEP;
  - 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, através da adição ao encargo resultante do processo de resolução de restrições técnicas no PDBF, para resolução de restrições técnicas internas, ERTPDBF, referido no ponto 5.2.4 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, considerado em ERC, definido no ponto 5.2.7 do presente Procedimento.

2.2.3 DEMONSTRAÇÃO DO EQUILÍBRIO ECONÓMICO

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

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

onde:

$LIQ^{P}(h,a)$ Liquidação correspondente à participação na área portuguesa do MIBEL, durante a hora h, do agente de mercado produtor ou Agente Comercial a.

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

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

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

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

$$ECACB(h) = Max(0, -VCACB(h))$$

onde:

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

congestionamento:

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

com:

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

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

VCACB[EC](h) Valorização de energia de comissionamento, imputável à Compensação de Ação Coordenada de balanço, durante o período horário h.

SVCACB[EC](h) Sobrecusto afeto à Valorização de energia de comissionamento, imputável à Compensação de Ação Coordenada de balanço, durante o período horário h.

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

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

onde:

VCACB(h) Valorização de energia resultante de mobilização de reserva de potência ativa e

de energia de comissionamento, afetas à Compensação de Ação Coordenada de Balanço, verificada durante o período horário h, imputável às rendas de congestionamento.

EIA(h) Encargo mínimo a imputar ao sistema elétrica espanhol, pela solicitação de Intercâmbio de Apoio, no sentido Portugal Espanha, para e durante a hora h:

$$EIA(h) = -\left(VIAPE(h) + EPGAP[DVPDBF](h) + EPGAP[AVPDBF](h)\right)$$

onde:

VIAPE(h) Valorização da energia devida à mobilização automática ou através de instruções de despacho de reserva de potência ativa a subir, para concretizar o Intercâmbio de Apoio, no sentido Portugal Espanha, para o período horário h, valorizada ao respetivo preço de regulação, a imputar como custo mínimo ao sistema elétrico espanhol.

EPGAP[DVPDBF](h) Encargo para o sistema elétrico português, a imputar ao sistema elétrico espanhol, resultante da Programação de Geração Adicional em Portugal, durante a verificação técnica do PDBF, para a hora h.

EPGAP[AVPDBF](h) Encargo para o sistema português, a imputar ao sistema elétrico espanhol, resultante da Programação de Geração Adicional em Portugal, após a verificação técnica do PDBF, para a hora h.

PIA(h) Proveito a atribuir ao sistema elétrico espanhol, pela solicitação de Intercâmbio de Apoio, no sentido Espanha Portugal, para a hora h:

$$PIA(h) = VIAEP(h) + EPGAE[DVPDBF](h) + EPGAE[AVPDBF](h)$$

onde:

VIAEP(h) Valorização de energia devida ao sistema elétrico espanhol, pela concretização do Intercâmbio de Apoio entre sistemas no sentido Espanha Portugal, durante o período horário h, valorizada de acordo com o estabelecido em acordo internacional, a imputar ao sistema elétrico português como mobilização de reserva de regulação para resolução de restrições técnicas.

EPGAE[DVPDBF](h) Encargo para o sistema espanhol a imputar ao sistema elétrico português resultante da Programação de Geração Adicional em Espanha, durante a verificação técnica do PDBF, para a hora h, determinado de acordo com o estabelecido em acordo internacional.

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

2.3 RUBRICAS DA LIQUIDAÇÃO

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 agente de mercado comercializadores, comercializador de último recurso e clientes, no mercado organizado de contratação à vista e mercado de contratação bilateral, por unidade de programação afeta a cada agente de mercado, validados pela GGS;

b) Programas diários de energia elétrica, resultantes da participação dos agente de mercado produtores e do agente comercial, no mercado organizado de contratação à vista e mercado de contratação bilateral, por unidade de programação, área de balanço e unidade física afetas a cada agente de mercado produtor e ao agente comercial, validados pela GGS;

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

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

e) Consumos correspondentes às unidades de programação dos agentes de mercado comercializadores, comercializador de último recurso e clientes, 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 comercializador e unidade de programação, 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;

f) Consumos em bombagem durante o período de comissionamento e em regime industrial, correspondentes às unidades físicas dos agentes de mercado produtores, obtidos diretamente por telecontagem das instalações produtoras reversíveis;

g) Emissões em regime industrial correspondentes às unidades físicas dos agentes de mercado produtores e do agente comercial, obtidas diretamente por telecontagem das instalações produtoras;

h) Emissões correspondentes às unidades físicas de agentes de mercado produtores, em período de comissionamento, obtidas diretamente por telecontagem das instalações produtoras.

2.3.2 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 balanço;

b) Bandas de regulação secundária atribuídas extraordinariamente, por unidade física e agregadas por área de balanço;

c) Incumprimentos totais ou parciais no estabelecimento das bandas de regulação atribuídas por unidade física e agregados por área de Balanço, 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 balanço, imputáveis ao respetivo agente de mercado;

e) Duração dos incumprimentos.

2.3.3 PREÇOS

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

a) 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) Preços marginais das diferentes sessões do mercado intradiário e, quando aplicável, os preços contratados em mercado intradiário a contínuo;

f) Preços marginais de banda de regulação atribuída em mercado;

g) Preços marginais de banda de regulação atribuída extraordinariamente;

h) Preços marginais da energia de ofertas de reserva de regulação.

2.3.4 DESVIOS À PROGRAMAÇÃO

As rubricas a ter em conta, quer quanto a valores físicos e económicos, afetos aos desvios horários 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 unidade de liquidação, para estabelecimento de banda de regulação contratada, não garantida através de mercado organizado, pelos agentes de mercado produtores e agente comercial, a considerar como desvios horários à programação, quando aplicável;

b) Identificação dos desvios horários ao PHL, Programa Horário de Liquidação, definido por unidade de liquidação, afeta a cada agente de mercado;

c) Identificação/determinação da fração dos desvios horários ao PHL justificados;

d) Discriminação da unidade de desvio de comercialização como unidade de liquidação autónoma agregadora de desvios;

e) Encargo de regulação para o sistema, afeto à resolução de desvios à programação, a imputar aos desvios verificados por unidade de liquidação afeta a um agente de mercado;

f) Fatores de imputação do encargo de regulação para o sistema, a repercutir sobre os desvios à programação verificados por unidade de liquidação afeta a um agente de mercado;

g) Valorização dos desvios à programação por unidade de liquidação afeta a um agente de mercado;

h) Valorização dos desvios à programação por agente de mercado.

2.3.5 ENCARGOS COM A BANDA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

As rubricas a ter em conta, quanto a valores económicos decorrentes da atribuição de banda de regulação secundária são as seguintes:

a) Valorização da Banda de Regulação atribuída em mercado;

b) Valorização da Banda de Regulação atribuída extraordinariamente;

c) Encargos afetos aos agentes de mercado produtores e ao agente comercial, sempre que por sua responsabilidade se verificar incumprimento total ou parcial no estabelecimento das bandas de regulação secundária contratadas através de mecanismos de mercado e não seguimento do sinal de controlo emitido pelo regulador central;

d) Encargo para o sistema, afeto ao estabelecimento de bandas de regulação secundária atribuídas extraordinariamente, a imputar ao consumo.

2.3.6 RESOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES TÉCNICAS INTERNAS

As rubricas a ter em conta, quanto a valores económicos decorrentes dos processos de resolução de restrições técnicas internas são as seguintes:

a) Encargo para o sistema devido ao processo de resolução de restrições técnicas no PDBF, a imputar ao consumo;

b) Encargo para o sistema devido à resolução de restrições técnicas posteriores à publicação do PDVD

c) Encargo para o sistema devido à resolução de restrições técnicas posteriores à publicação do PHF, a imputar ao consumo.

2.3.7 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 sistema, devido ao período de comissionamento, a imputar ao consumo;

c) Encargo para o agente de mercado produtor, 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.

2.3.8 IMPOSTOS

Na liquidação mensal serão 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 horário ou, determinadas por período quarto horário com agregação horária, com arredondamento ao kWh mais próximo e são valorizadas, por período horário, 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 e sobre os desvios à programação verificados, são determinados com arredondamento à sétima casa decimal mais próxima.

2.5 AGREGAÇÃO DOS ITENS DE LIQUIDAÇÃO E APLICAÇÃO DO IVA

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

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

3 CONTRATAÇÃO NO MERCADO DE CONTRATAÇÃO À VISTA

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 liquidação e, unidade física quando aplicável, 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, 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 liquidação e, unidade física quando aplicável, 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 horário h, de agentes de mercado, na área portuguesa do MIBEL, resultam direitos de recebimento e obrigações de pagamento, que se discriminam por agente de mercado produtor, comercializador e cliente, não se considerando neste último, os direitos de recebimento e as obrigações de pagamento devidas à prestação do serviço de interruptibilidade, que apresenta um acerto de contas autónomo.

5.1 LIQUIDAÇÃO A AGENTES DE MERCADO PRODUTORES

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

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

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

em que:

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

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

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

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

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

$VCIP^P(h,a)$ Corresponde ao valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento relativos às incongruências na programação decorrentes da participação nos mercados do agente de mercado produtor ou agente comercial a, na hora h, determinado de acordo com o estabelecido no ponto 5.2.3 do presente Procedimento.

5.1.1 RESOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES TÉCNICAS RRT^P

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

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

onde:

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

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

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

onde:

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

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

VERTPDBFB(h,a) Valorização da Energia resultante de alteração da programação no PDBF, através do processo de

Resolução de Restrições Técnicas no PDBF a Baixar, para o período horário h, afeta ao agente de mercado a:

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

com:

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

EIOPDBF(h,a) Encargo devido ao Incumprimento da obrigação de apresentação de ofertas para Resolução de Restrições Técnicas no PDBF, afeta a unidades de programação disponíveis, que não participem de todo ou parcialmente no mercado diário, com ou sem concretização de contratação bilateral, para o período horário h, a imputar ao agente de mercado a.

Obrigação de pagamento, resultante do somatório das agregações por unidade de liquidação afeta a cada agente de mercado, dos encargos a imputar a unidades de programação em incumprimento contidas em cada unidade de liquidação, devidos ao reequilíbrio da programação no PDBF, refletida no PDVD, resultante de anulação da respetiva programação, de acordo com o estipulado no ponto 2 do Procedimento n.º 9.

VERTPDVD(h,a) Valorização da Energia para Resolução de Restrições Técnicas após a publicação do PDVD, resultante de instruções no PRR, para o período horário h, afeta ao Agente de Mercado a. Corresponde ao direito de recebimento, resultante da soma algébrica entre valorizações de energia para Resolução de Restrições Técnicas posteriores ao PDVD a subir (direito de recebimento), devida à mobilização de reserva de regulação, através de instruções de antecipação ou arranque de um grupo 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 nº 9.

$$VERTPDVD(h,a)= \sum_{uf} VERTPDVD'(h,a) + \sum_{uf} VERTPDVD''(h,a) - \sum_{uf} VIRTPDVD(h,a)$$

VERTPDVD'(h,a) – Valorização da Energia para Resolução de Restrições Técnicas após a publicação do PDVD, resultante da instrução de arranque de grupo termoelétrico, com incremento de energia programada no PRR, durante o período horário h, afeta ao Agente de Mercado a, de acordo com o estabelecido no ponto 3.2 do Procedimento n.º 9.

VERTPDVD''(h,a) – Valorização da Energia para Resolução de Restrições Técnicas após a publicação do PDVD, resultante da instrução de antecipação de grupo termoelétrico, com incremento de energia programada no PRR, durante o período horário h, afeta ao Agente de Mercado a, de acordo com o estabelecido no ponto 3.2 do Procedimento n.º 9.

VIRTPDVD(h,a) – Valorização do incumprimento da instrução de arranque para a resolução de restrições técnicas após publicação do PDVD, aplicado nos períodos integração afetos ao horizonte de programação do arranque, em que incumpre o PRR, admitindo uma tolerância por defeito definida pela GGS durante o período horário h, afeta ao Agente de Mercado a, de acordo com o estabelecido no ponto 5 do Procedimento n.º 9.

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 horário h, afeta ao agente de mercado a.

Direito de recebimento ou obrigação de pagamento, resultante da soma algébrica entre valorizações de energia para Resolução de Restrições Técnicas posteriores ao PHF a subir (direito de recebimento) e a baixar (obrigação de pagamento), 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 Agente de Mercado, de acordo com o estabelecido no ponto 4 do Procedimento n.º 9.

5.1.2 BANDA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA BRS^P

Corresponde ao valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento relativos à participação do agente de mercado produtor ou agente comercial a, nos mercados de contratação de banda de regulação secundária, incluindo, quando aplicável, atribuição extraordinária de banda de

regulação secundária e incumprimentos na disponibilização de banda de regulação secundária atribuída, na hora h:

$BRS^{P}(h,a)=VBRA(h,a)+VEBRAE(h,a)+VIBRA(h,a)$

onde:

VBRA(h,a) — Valorização de Banda de Regulação secundária Atribuída para e durante o período horário h, afeta ao agente de mercado a.

Direito de recebimento, resultante do somatório das agregações por unidade de liquidação afeta a cada agente de mercado, das valorizações devidas a unidades físicas (uf) contidas em cada unidade de liquidação (ul), referentes respetivamente:

- À Valorização de Banda de Regulação secundária Atribuída em Mercado (VBRAM), de acordo com o estabelecido no ponto 9 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.

$$VBRA(h,a) = \sum_{ul}\sum_{uf}(VBRAM(h,a,ul,uf) + VBRAE(h,a,ul,uf))$$

VEBRAE(h,a) — Valorização de alterações à programação, devidas ao Estabelecimento de Banda de Regulação secundária Atribuída Extraordinariamente, para a hora h, afeta ao agente de mercado a.

Direito de recebimento ou Obrigação de pagamento, resultante da soma algébrica das valorizações das energias por unidade de liquidação (área de balanço) afeta a cada agente de mercado, devidas à alteração da programação para subir (direito de recebimento) e para baixar (obrigação de pagamento), de modo a estabelecer banda de regulação secundária, em unidades físicas, contidas em cada área de balanço, 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 horário h, afeta ao agente de mercado a.

Obrigação de pagamento, resultante do somatório das agregações por unidade de liquidação 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 balanço (unidade de liquidação), de acordo com o estabelecido no ponto 9 do Procedimento n.º 12.

5.1.3 ENERGIA DE REGULAÇÃO ER^P

O valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento relativos, à valorização das energias resultantes da mobilização automática ou através de instruções de despacho, sem ser em restrição técnica, de reserva de potência ativa, afeta à participação do agente de mercado produtor ou agente comercial a, no mercado de serviços de sistema, área portuguesa do MIBEL, incluindo, quando aplicável, os incumprimentos de instruções de despacho e período de comissionamento, na hora h:

$$ER^P(h,a)=VERS(h,a)+VERR(h,a)+ EIID(h,a)+ VEC(h,a)+EINPM(h,a)$$

onde:

VERS(h,a) Valorização das Energias de Regulação Secundária, resultantes do seguimento do sinal de controlo emitido pelo regulador central, durante o período horário h, afeta ao Agente de Mercado a.

Direito de recebimento ou obrigação de pagamento, resultante da soma algébrica entre valorizações de energia de regulação secundária a subir (direito de recebimento) e a baixar (obrigação de pagamento), contabilizada por unidade de liquidação afeta a cada agente de mercado, como a soma algébrica das energias de regulação secundária, resultantes do seguimento do sinal de controlo emitido pelo regulador central, por unidade física em teleregulação, contida em cada área de balanço (unidade de liquidação), valorizada de acordo com o estabelecido no ponto 9 do Procedimento n.º 12.

VERR(h,a) Valorização das Energias de Reserva de Regulação, resultantes da mobilização de reserva de regulação, através de instruções de despacho, desde que não seja para Resolução de Restrições Técnicas, para e durante o período horário h, afeta ao Agente de Mercado a.

Direito de recebimento ou obrigação de pagamento, resultante da soma algébrica entre valorizações de energia de reserva de regulação a subir (direito de recebimento) e/ou a baixar (obrigação de pagamento), resultante da mobilização de reserva de regulação, por unidade de liquidação afeta a cada agente de mercado, de acordo com o estabelecido no ponto 11 do Procedimento n.º 13.

EIID(h,a) Encargo devido ao Incumprimento de Instruções de Despacho, para o período horário h, por parte de áreas de balanço e unidades físicas (unidades de liquidação), afeto ao agente de mercado a.

Obrigação de pagamento, resultante da soma do encargo devido por unidade de liquidação afeta a cada agente de mercado, por incumprimento reiterado em termos de potência, de instruções de despacho emitidas pela GGS, determinado de acordo com o estabelecido no ponto 13 do Procedimento n.º 13.

VEC(h,a) Valorização de Energia de Comissionamento, emitida para a rede e consumida para bombagem, durante o período horário h, afeta ao agente de mercado a.

Direito de recebimento ou obrigação de pagamento, resultante da soma algébrica das agregações por unidade de liquidação afeta a cada agente de mercado, da valorização por unidade física a integrar em cada unidade de liquidação quando em regime industrial, devida pela energia emitida para a rede e consumida para bombagem, durante o respetivo período de comissionamento, de acordo com o estabelecido no ponto 5.2.3 do presente Procedimento.

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

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

5.1.4 DESVIOS À PROGRAMAÇÃO $DESV^P$

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

$DESV^P(h,a)=VED(h,a)+EDG(h,a)$

onde:

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

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

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

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

5.2 LIQUIDAÇÃO A AGENTE DE MERCADO COMERCIALIZADORES OU CLIENTES

Os direitos de recebimento ou obrigações de pagamento, por período horário h, decorrentes da participação de agentes de mercado comercializadores ou clientes no mercado de serviços de sistema da área portuguesa do MIBEL, são apurados pela agregação dos conceitos de liquidação aplicáveis.

Para cada agente de mercado comercializador ou cliente 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:

$$\mathrm{LIQ^C(h,a) = RRT^C(h,a) + BRS^C(h,a) + DESV^C(h,a)}$$

em que:

$LIQ^C(h,a)$ corresponde ao valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento para liquidação ao agente de mercado comercializador ou cliente a, na hora h.

$RRT^C(h,a)$ corresponde ao valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento a imputar ao consumo, relativos nomeadamente aos diferentes mecanismos de Resolução de Restrições Técnicas, a repercutir no agente de mercado comercializador ou cliente a, na hora h, determinado de acordo com o estabelecido no ponto 5.2.1 do presente Procedimento.

$BRS^C(h,a)$ corresponde ao valor das obrigações de pagamento a imputar ao consumo, relativas à contratação de banda de regulação secundária, a repercutir no agente de mercado comercializador ou cliente a, na hora h, determinado de acordo com o estabelecido no ponto 5.2.2 do presente Procedimento.

$DESV^C(h,a)$ corresponde ao valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento, relativos a desvios à programação do agente de mercado comercializador ou cliente a, incluindo, quando aplicável, os agravamentos relativos a unidades genéricas de programação, na hora h, determinado de acordo com o estabelecido no ponto 5.2.3 do presente Procedimento.

5.2.1 RESOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES TÉCNICAS RRT^C

O valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento a imputar ao consumo, relativos nomeadamente aos diferentes mecanismos de Resolução de Restrições Técnicas, a repercutir no agente de mercado comercializador ou cliente a, na hora h:

$RRT^C(h,a)=ERTPDBF(h,a) + ERC(h,a)$

com:

ERTPDBF(h,a) Encargo para o sistema a imputar ao consumo, resultante do processo de Resolução de Restrições Técnicas internas no PDBF, para o período horário h, a repercutir sobre o agente de mercado a.

Obrigação de pagamento, resultante da soma do rateio do encargo para o sistema, consequente do processo de Resolução de Restrições Técnicas no PDBF, 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, afetos às unidades de liquidação de todos os agentes de mercado comercializadores, comercializador de último recurso e clientes, traduzindo-se:

$$ERTPDBF(h,a)=\sum_{ul} ERTPDBF(h,a,ul)$$

onde:

ERTPDBF(h,a,ul) Encargo para o sistema a imputar ao consumo, resultante do processo de Resolução de Restrições Técnicas internas no PDBF, para o período horário h, a repercutir sobre o agente de mercado a, através da unidade de liquidação ul:

$$ERTPDBF(h,a,ul)=-KC(h,a,ul)\times ERTPDBF(h)$$

com:

KC(h,a,ul) Fator de imputação de encargos para o sistema a imputar ao consumo, por período horário h, a repercutir sobre o agente de mercado a, através da unidade de liquidação ul, determinado de acordo com o estabelecido no ponto 5.2.5 do presente Procedimento.

ERTPDBF(h)Encargo para o sistema a imputar ao consumo, resultante do processo de Resolução de Restrições Técnicas no PDBF, para o período horário h, determinado de acordo com o estabelecido no ponto 5.2.4 do presente Procedimento.

ERC(h,a) Encargo para o sistema, resultante da valorização afeta à Regulação verificada para o período horário h, imputável ao consumo, a repercutir sobre o agente de mercado 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, afetos às unidades de liquidação de todos os agentes de Mercado comercializadores, comercializador de último recurso e clientes, traduzindo-se:

$$ERC(h,a)=\sum_{ul} ERC(h,a,ul)$$

onde:

$ERC(h,a,ul)$ Encargo para o sistema, resultante da valorização afeta à Regulação verificada para o período horário h, imputável ao consumo, a repercutir sobre o agente de mercado a, através da unidade de liquidação ul:

$$ERC(h,a,ul)=-KC(h,a,ul)\times ERC(h)$$

com:

KC(h,a,ul) Fator de imputação de encargos para o sistema, a atribuir ao consumo, por período horário h, a repercutir sobre o agente de mercado a, através da unidade de liquidação ul, determinado de acordo com o estabelecido no ponto 5.2.5 do presente Procedimento.

$ERC(h)$ Encargo para o sistema, resultante da valorização afeta à Regulação verificada para o período horário h, imputável ao consumo, determinado de acordo com o estabelecido no ponto 5.2.7 do presente Procedimento.

5.2.2 BANDA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA BRS^C

O valor das obrigações de pagamento a imputar ao consumo e relativas à contratação de banda de regulação secundária, a repercutir no agente de mercado comercializador ou cliente a, na hora h:

$$BRS^C(h,a)=EABRS(h,a)$$

onde:

EABRS(h,a) Encargo para o sistema a imputar ao consumo, resultante da Atribuição de Banda de Regulação Secundária, para e durante o período horário h, a repercutir sobre o agente de mercado a.

Obrigação de pagamento, resultante da soma do rateio do encargo para o sistema, consequente da contratação de banda de regulação secundária, quer através de mecanismos de mercado, quer extraordinariamente, 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, afetos às unidades de liquidação de todos os agentes de mercado comercializadores, comercializador de último recurso e clientes, traduzindo-se:

$$EABRS(h,a)=\sum_{ul} EABRS(h,a,ul)$$

onde:

EABRS(h,a,ul) Encargo para o sistema a imputar ao consumo, resultante da Atribuição de Banda de Regulação Secundária, quer através de mecanismos de mercado, quer extraordinariamente, para e durante o período horário h, a repercutir sobre o agente de mercado a, determinado por unidade de liquidação ul:

$$EABRS(h,a,ul)=-KC(h,a,ul)\times EABRS(h)$$

com:

KC(h,a,ul) Fator de imputação de encargos para o sistema, a atribuir ao consumo, por período horário h, a repercutir sobre o agente de mercado a, através da unidade de liquidação ul, determinado de acordo com o estabelecido no ponto 5.2.5 do presente Procedimento.

EABRS(h) Encargo para o sistema a imputar ao consumo, devido à Atribuição de Banda de Regulação Secundária, quer através de mecanismos de mercado, quer extraordinariamente, para e durante o período horário h, determinado de acordo com o estabelecido no ponto 5.2.6 do presente Procedimento.

5.2.3 DESVIOS E INCONGRUÊNCIAS À PROGRAMAÇÃO

5.2.3.1 DESVIOS À PROGRAMAÇÃO (DESV^C)

O valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento relativos a desvios à programação do agente de mercado comercializador ou cliente a, incluindo, quando aplicável, os agravamentos relativos a unidades genéricas de programação, na hora h:

$DESV^C(h,a)=VED(h,a)+EDG(h,a)$

onde:

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

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

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

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

5.2.3.2 INCONGRUÊNCIAS À PROGRAMAÇÃO (VCIP)

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

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

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

a) Valorizadas pelo máximo dos três preços, o preço da transação firme mais cara das rondas afetas à área de controlo portuguesa, o preço marginal de reserva de regulação a subir e o preço marginal do mercado diário, sempre que por responsabilidade do Agente de Mercado se verifique que a repartição por Unidade Física agregada por Agente de Mercado seja:
   - Deficitária em relação à venda de energia firme do mercado;
   - Excedentária em relação à compra de energia firme do mercado.

b) Valorizadas a preço médio ponderado das rondas afetas à área de controlo portuguesa, sempre que se verifique a anulação pelo ONME das transações correspondentes e a repartição por Unidade Física agregada por Agente de Mercado seja:
   - Deficitária em relação à 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 serão consideradas, ficando a repartição por Unidade Física deficitária em relação à venda de energia firme do mercado intradiário contínuo.

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

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

O encargo para o sistema afeto à resolução de restrições técnicas no PDBF ("ERTPDBF"), imputável ao consumo, resulta da soma algébrica, das valorizações devidas à alteração da programação no PDBF, refletidas no PDVD, para resolução de restrições técnicas internas no PDBF, durante as duas fases do processo de resolução de restrições técnicas no PDBF, valorizadas de acordo com o estabelecido nos pontos 2.3 e 2.5 do Procedimento n.º 9.

5.2.5 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 horário h, é determinado por unidade de liquidação afeta a agentes de mercado comercializadores, comercializador de último recurso e clientes:

$$KC(h,a,ul)=\frac{CVA(h,a,ul)}{\sum_a \sum_{ul} CVA(h,a,ul)}$$

onde:

KC(h,a,ul) Fator de imputação de encargos para o sistema, a atribuir ao consumo, por período horário h, a repercutir sobre o agente de mercado a, através da unidade de liquidação ul.

CVA(h,a,ul) Consumo Verificado durante o período horário h, Ajustado ao referencial de geração, afeto à participação do agente de mercado a, na área portuguesa do MIBEL, através da unidade de liquidação ul.

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

O encargo para o sistema, afeto à atribuição de Banda de Regulação secundária (EABRS), para e durante o período horário h, é imputado ao consumo, sendo determinado pela seguinte soma algébrica:
EABRS(h)=EEBRAE(h)+EVBRA(h)+PVIBRA(h)

onde:

EEBRAE(h) Encargo para o sistema a imputar ao consumo, devido ao Estabelecimento de Banda de Regulação secundária Atribuída Extraordinariamente, durante a programação para o período horário h, determinado de acordo com o ponto 5.2.6.1 do presente Procedimento.

EVBRA(h) Encargo para o sistema a imputar ao consumo, resultante da valorização de Banda de Regulação secundária Atribuída, para e durante o período horário h.

Encargo para o sistema, resultante da soma dos Direitos de recebimento devidos a agentes de mercado produtores, com unidades físicas com capacidade técnica e operativa para teleregular, às quais foi atribuída banda de regulação secundária, através de mecanismos de mercado e/ou extraordinários:

$$EVBRA(h)=\sum_{a} VBRA(h,a)$$

onde:

VBRA(h,a) Valorização de Banda de Regulação secundária Atribuída para o período horário h, afeta ao agente de mercado produtor a, determinada de acordo com o estabelecido no ponto 5.1.2 do presente Procedimento.

PVIBRA(h) Proveito para o sistema, devido à Valorização de Incumprimentos no estabelecimento de Banda de Regulação secundária Atribuída, durante o período horário h.

Proveito para o sistema resultante da soma das Obrigações de pagamento, devidas por agente de mercado produtores, por não seguimento do sinal de controlo emitido pelo regulador central e ao não estabelecimento total ou parcial de banda de regulação atribuída em unidades físicas afetas, com responsabilidade imputável ao Agente de Mercado:

$$PVIBRA(h) = \sum_{a} VIBRA(h,a)$$

onde:

VIBRA(h,a) Valorização de Incumprimentos no estabelecimento de Banda de Regulação secundária Atribuída, durante o período horário h, afeta ao agente de mercado produtor a, determinada de acordo com o estabelecido no ponto 5.1.2 do presente Procedimento.

5.2.6.1 ENCARGO PARA O SISTEMA, DEVIDO AO ESTABELECIMENTO DE BANDA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA ATRIBUÍDA EXTRAORDINARIAMENTE (EEBRAE)

As alterações à programação verificadas para o estabelecimento de banda de regulação atribuída extraordinariamente, podem contribuir na íntegra para a regulação do sistema ou, serem compensadas na totalidade ou parcialmente, caso contrário. Deste modo, temos:

EEBRAE(h)=SVEBRAE(h)+SCEBRAE[ER](h)

onde:

EEBRAE(h) Encargo para o sistema a imputar ao consumo, devido ao Estabelecimento de Banda de Regulação secundária Atribuída Extraordinariamente, para o período horário h.

SVEBRAE(h) Sobrecusto afeto à Valorização de alterações à programação, devidas ao Estabelecimento de Banda de Regulação Atribuída Extraordinariamente, para a hora h, a imputar ao consumo:

$$SVEBRAE(h) = \sum_{a} VEBRAE(h,a) - PE(h) \times \sum_{a} \sum_{ul} EBRAE(h,a,ul)$$

com:

VEBRAE(h,a) Valorização de alterações à programação, devidas ao Estabelecimento de Banda de Regulação Atribuída Extraordinariamente, para a hora h, afeta ao agente de mercado a, determinada de acordo com o estabelecido no ponto 5.1.2 do presente Procedimento.

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

EBRAE(h,a,ul) Energia resultante da alteração à programação para o Estabelecimento de Banda de Regulação Atribuída extraordinariamente para o período horário h, afeta ao agente de mercado a, através da unidade de liquidação ul.

SCEBRAE[ER](h) Sobrecusto para o sistema afeto à valorização da Energia de Regulação, resultante da mobilização de reserva de potência ativa, imputável à compensação da alteração à programação verificada para o estabelecimento de banda de regulação atribuída extraordinariamente, para o período horário h, a repercutir sobre o consumo.

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

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

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

onde:

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

ao consumo determinado de acordo com o estabelecido no ponto 5.2.8 do presente Procedimento.

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

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

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

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

onde:

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

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

FDJ(h,ul)	Fração do Desvio à programação Justificável, verificado durante o período horário h, afeto à participação na área portuguesa do MIBEL, da unidade de liquidação ul afeta a um agente de mercado.
SVCFTI[ERTPPHF](h)	Sobrecusto devido à valorização de energia resultante da mobilização de reserva de potência ativa, através de instruções de despacho, mobilizada em restrição técnica, afeta à compensação interna para assegurar a firmeza das transações internacionais, verificada durante o período horário h, a imputar ao consumo.
SVCACB[ERTPPHF](h)	Sobrecusto, devido à valorização das energias resultantes da mobilização de reserva de regulação, através de instruções de despacho, em Restrição Técnica posterior à publicação do PHF, para compensação parcial ou integral da Ação Coordenada de Balanço, durante o período horário h, a imputar às rendas de congestionamento.
SVIAEP(h)	Sobrecusto para o sistema, resultante da valorização de energia devida ao estabelecimento de intercâmbio de apoio, entre sistemas, no sentido Espanha Portugal, durante o período horário h, a imputar ao consumo, determinado de acordo com o estabelecido no ponto 5.2.8 do presente Procedimento.
EPGAE[AVPDBF](h)	Encargo para o sistema espanhol a imputar ao sistema elétrico português, resultante da Programação de Geração Adicional em Espanha, após a verificação técnica do PDBF, para a hora h, determinado de acordo com o estabelecido em acordo internacional.
SEPGAP[AVPDBF][ERTPPHF](h)	Sobrecusto afeto à valorização de energias resultantes de mobilização de reserva de regulação, através de instruções de despacho, em restrição técnica, afetas ao encargo para o sistema português, a imputar ao sistema elétrico espanhol, resultante da Programação de Geração adicional em Portugal, após a verificação técnica do PDBF, para a hora h.
ECIP(h)	Encargo imputável ao consumo, relativo à valorização de energia resultante das incongruências na programação, verificada durante o

período horário h:

$$ECIP(h)=Max(0 ,-\sum_a VCIP(h,a))$$

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

$$PCIP(h)=Min(0 ,-\sum_a VCIP(h,a))$$

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

$$ECFTI(h)=Max(0 ,-VCFTI(h))$$

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

$$PCFTI(h)=Min(0 ,-VCFTI(h))$$

Onde:

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

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

Com:

VCFTI[ER](h)	Valorização de energia resultante da mobilização de reserva de potência ativa, de modo automático ou através de instruções de despacho, desde que não seja mobilizada em restrição técnica, afeta à compensação interna para assegurar a firmeza das transações internacionais, verificadas durante o período horário h.
VCFTI[ERTPPHF](h)	Valorização de energia resultante da mobilização de reserva de potência ativa, através de instruções de despacho, mobilizada em restrição técnica, afeta à compensação interna para assegurar a firmeza das transações internacionais, verificadas durante o período horário h.
VCFTI[EC](h)	Valorização de energia de comissionamento e de ensaio de verificação de disponibilidade, imputável à firmeza das transações internacionais, durante o período horário h.
SVCFTI[EC](h)	Sobrecusto afeto à valorização de energia de comissionamento e de energia de ensaio de verificação de disponibilidade, afeta à compensação interna para assegurar a firmeza das transações internacionais, verificadas durante o período horário h.

5.2.7.1 ENCARGO PARA O SISTEMA, DEVIDO À OCORRÊNCIA DE COMISSIONAMENTO EOC, A IMPUTAR AO CONSUMO

Durante o período de comissionamento, as unidades físicas afetas a este regime de exceção, podem não contribuir na íntegra ou parcialmente, para o balanço do sistema. Deste modo, o encargo para o sistema, devido ao período de comissionamento de uma ou mais unidades físicas, resulta da soma algébrica, entre valorizações das energias de comissionamento, e das energias resultantes da mobilização de reserva de potência ativa, para compensação do comissionamento, caso se verifique, imputando-se ao consumo, o sobrecusto afeto a estas valorizações, para além de se ter em conta o encargo para os agentes de mercado, afeto a eventuais incumprimentos, por participação indevida no mercado de energia elétrica, durante o período de comissionamento. Assim, temos:

EOC(h)=SVEC(h)+SCC[ER](h)+ PEINPM(h)

onde:

EOC(h) Encargo para o sistema, devido à Ocorrência de Comissionamento, durante o período horário h, a imputar ao consumo.

SVEC(h) Sobrecusto afeto à valorização da Energia de Comissionamento, verificada durante o período horário h, a imputar ao consumo:

$$SVEC(h)=\sum_{a} VEC(h,a)-PE(h)\times\sum_{a}\sum_{ul}\sum_{uf} EC(h,a,ul,uf)$$

onde:

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

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

EC(h,a,ul,uf) Energia de Comissionamento, emitida para a rede ou, consumida para bombagem, durante o período horário h, afeta ao agente de mercado a, através da unidade de liquidação ul, devida à entrada em regime industrial da unidade física uf.

SCC[ER](h) Sobrecusto para o sistema afeto à valorização da Energia de Regulação, resultante da mobilização de reserva de potência ativa, imputável à compensação do comissionamento verificado, durante o período horário h, a repercutir sobre o consumo.

PEINPM (h) Proveito para o sistema, resultante do somatório dos encargos diários imputados aos agentes de mercado produtores com unidades físicas em período de comissionamento, devido ao Incumprimento da obrigação de Não Participação no Mercado de energia, a repercutir sobre o período horário h:

$$PEINPM(h)=\sum_{a} EINPM(h,a)$$

onde:

EINPM(h,a) Encargo diário devido ao Incumprimento da obrigação de não participar no mercado de energia elétrica, durante o período de comissionamento, a repercutir sobre o período horário h, a imputar ao agente de mercado a, responsável pela(s) unidade(s) física(s) em incumprimento, determinado de acordo com o ponto 5.1.3 do presente Procedimento.

5.2.8 ENCARGO PARA O SISTEMA, RESULTANTE DA REGULAÇÃO VERIFICADA, IMPUTÁVEL AOS DESVIOS À PROGRAMAÇÃO ERD

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

ERD(h) = VEC(h) + VER(h) + VERTPPHF(h) - SVERTPPHF(h) + VERTPDVD(h) - SVERTPDVD(h) + VPEDS(h) - RVCFTI(h) - RVCACB(h) - SVEC(h) - SCC[ER](h) + PEDG(h) + PEIID(h) -VIAPE(h) + VIAEP(h) - SVIAEP(h) + VEBRAE(h) - EEBRAE(h) - REPGAP[AVPDBF] (h)

onde:

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

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

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

onde:

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

VER(h) Encargo ou proveito para o sistema, resultante da soma algébrica da Valorização das Energias de Regulação, devidas à mobilização automática de reserva de potência ativa

ou através de instruções de despacho, desde que não seja para Resolução de Restrições Técnicas:

$VER(h)= \sum_a VERS(h,a)+ \sum_a VERR(h,a)$

com:

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

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

VERTPPHF(h) Encargo ou proveito para o sistema, resultante da soma algébrica da 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 horário h:

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

com:

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 e durante o período horário h, afetas ao agente de mercado a, determinada de acordo com o estabelecido no ponto 5.1.1 do presente Procedimento.

SVERTPPHF(h) Sobrecusto para o sistema, devido à Valorização das energias resultantes da mobilização de reserva de regulação, através de instruções de despacho, para Resolução de Restrições Técnicas posteriores à publicação do PHF, para o período horário h, a imputar ao consumo:

SVERTPPHF(h)= VERTPPHF(h)-PE(h)× $\sum_a \sum_{ul}$ ERTPPHF(h,a,ul)

onde:

VERTPPHF(h) Encargo ou proveito para o sistema, resultante da soma algébrica da 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 horário h.

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

ERTPPHF(h,a,ul) Energia resultante da mobilização de reserva de regulação, através de instruções de despacho, para Resolução de Restrições Técnicas posteriores à publicação do PHF, para o período horário h, devida à participação no mercado de serviços de sistema, do agente de mercado a, através da unidade de liquidação ul.

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

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

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

onde:

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

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

$ERTPDVD(a,h)$ – Energia resultante da mobilização de reserva de regulação, através de instruções no PRR, para resolução de restrições técnicas posteriores à publicação do

PDVD, para o período horário h, devida à participação no mercado de serviços de sistema, do Agente de Mercado a.

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

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

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

com:

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

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

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

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

com:

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

acordo com o estabelecido no ponto 5.2.7 do presente Procedimento.

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

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

Onde:

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

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

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

RVCACB(h) Remoção da determinação do encargo de regulação a imputar aos desvios, da Valorização de energia resultante de mobilização de reserva de potência ativa e de energia de comissionamento, afeta à Compensação de Ação Coordenada de Balanço, verificada durante o período horário h, imputável às rendas de congestionamento:

$$RVCACB(h) = VCACB(h) - SVCACB[ERTPPHF](h)$$

com:

VCACB(h) Valorização de energia resultante de mobilização de reserva de potência ativa e de energia de comissionamento, afetas à compensação de Ação Coordenada de Balanço, verificada

durante o período horário h, imputável às rendas de congestionamento, determinada de acordo com o estabelecido no ponto 2.2 do presente Procedimento.

SVCACB[ERTPPHF](h) Sobrecusto afeto à Valorização de energia resultante da mobilização de reserva de potência ativa, através de instruções de despacho, mobilizada em restrição técnica, imputável à Compensação de Ação Coordenada de Balanço, durante o período horário h:

SVCACB[ERTPPHF](h) =
VCACB[ERTPPHF](h)-PE(h) x CACB[ERTPPHF]

onde:

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

CACB[ERTPPHF] Energia resultante da mobilização de reserva de potência ativa, através de instruções de despacho, mobilizada em restrição técnica, imputável à Compensação de Ação Coordenada de Balanço, durante o período horário h.

SVEC(h) Sobrecusto afeto à valorização da Energia de Comissionamento, verificada durante o período horário h, a imputar ao consumo, determinado de acordo com o estabelecido no ponto 5.2.7 do presente Procedimento.

SCC[ER](h) Sobrecusto para o sistema afeto à valorização da Energia de Regulação, resultante da mobilização de reserva de potência ativa, automática ou através de instruções de despacho, desde que não seja em restrição técnica, imputável à compensação do comissionamento verificado, durante o período horário h, a repercutir sobre o consumo.

PEDG(h) Proveito para o sistema, resultante do somatório dos Encargos devidos à ocorrência de Desvios à programação, para o período horário h, em unidades de liquidação afetas a unidades de programação Genérica:

$PEDG(h) = \sum_a EDG(h,a)$

onde:

EDG(h,a) Encargo devido à ocorrência de Desvios à programação, para o período horário h, em unidades de liquidação afetas a unidades de programação Genérica, a repercutir sobre o Agente de Mercado a, determinado de acordo com o estabelecido no ponto 5.4 do presente Procedimento.

PEIID(h) Proveito para o sistema, resultante do somatório dos Encargos devidos ao Incumprimento de Instruções de Despacho, para e durante o período horário h, a imputar a agente de mercado produtores participantes no mercado de serviços de sistema:

$PEIID(h) = \sum_a EIID(h,a)$

onde:

EIID(h,a) Encargo devido ao Incumprimento de Instruções de Despacho, para o período horário h, por parte de áreas de balanço e unidades físicas em situações extremas (unidades de liquidação), afetas ao Agente de Mercado produtor a, determinado de acordo com estabelecido no ponto 5.1.3 do presente Procedimento.

VIAPE(h) Valorização da energia devida à mobilização automática ou através de instruções de despacho, de reserva de potência ativa a subir, para concretizar o Intercâmbio de Apoio, no sentido Portugal Espanha, durante o período horário h, valorizada ao respetivo preço de regulação, a imputar como custo mínimo ao sistema elétrico espanhol.

VIAEP(h) Valorização de energia devida ao sistema elétrico espanhol, pela concretização do Intercâmbio de Apoio, entre sistemas, no sentido Espanha Portugal, durante o período horário h, valorizada de acordo com o estabelecido em acordo internacional, a imputar ao sistema elétrico português, como mobilização de reserva de regulação, para Resolução de Restrições Técnicas.

SVIAEP(h) Sobrecusto para o sistema português, resultante da valorização de energia devida ao sistema elétrico espanhol, pela concretização do intercâmbio de apoio entre sistemas, no sentido Espanha Portugal, durante o período horário h, de acordo com o estabelecido em acordo internacional, a imputar ao sistema elétrico português, como mobilização de

reserva de regulação, para Resolução de Restrições Técnicas:

SVIAEP(h)= VIAEP(h)-PE(h)×EIAEP(h)

onde:

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

EIAEP(h) Energia afeta ao programa de Intercâmbio de Apoio, no sentido Espanha Portugal, devido ao período horário h.

VEBRAE(h) Encargo ou proveito para o sistema, resultante da soma algébrica da Valorização das alterações à programação, para o Estabelecimento de Banda de Regulação Atribuída Extraordinariamente, afeta ao período horário h:

$$VEBRAE(h)=\sum_{a} VEBRAE(h,a)$$

com:

VEBRAE(h,a) Valorização de alterações à programação, devidas ao Estabelecimento de Banda de Regulação Atribuída Extraordinariamente, para a hora h, afeta ao Agente de Mercado a, determinada de acordo com o estabelecido no ponto 5.1.2 do presente Procedimento.

EEBRAE(h) Encargo para o sistema a imputar ao consumo, devido ao Estabelecimento de Banda de Regulação secundária Atribuída Extraordinariamente, para o período horário h, determinado de acordo com o estabelecido no ponto 5.2.6.1 do presente Procedimento.

REPGAP[AVPDBF](h) Remoção da determinação do encargo de regulação a imputar aos desvios, do encargo para o sistema português, a imputar ao sistema elétrico espanhol, resultante da Programação de Geração adicional em Portugal, após a verificação técnica do PDBF, para a hora h:

REPGAP[AVPDBF]=
EPGAP[AVPDBF](h) - SEPGAP[[AVPDBF][ERTPPHF](h)

com:

EPGAP[AVPDBF](h)	Encargo para o sistema português, a imputar ao sistema elétrico espanhol, resultante da Programação de Geração adicional em Portugal, após a Verificação técnica do PDBF, para a hora h, determinado de acordo com o estabelecido no ponto 2.2.2 do presente Procedimento.
SEPGAP[AVPDBF][ERTPPHF](h)	Sobrecusto afeto à valorização de energias resultantes de mobilização de reserva de regulação, através de instruções de despacho, em Restrição Técnica, afetas ao Encargo para o sistema português, a imputar ao sistema elétrico espanhol, resultante da Programação de Geração adicional em Portugal, após a verificação técnica do PDBF, para a hora h.

5.3 VALORIZAÇÃO DAS ENERGIAS DE DESVIO POR UNIDADE DE LIQUIDAÇÃO

5.3.1 TIPOS DE DESVIO

a) Desvios por Excesso:

- Consumos verificados ajustados ao referencial de geração, inferiores ao programa horário de compra, no caso de unidades de liquidação, relativas a unidades de programação não genérica afetas a agentes de mercado comercializadores, comercializador de último recurso e clientes;
- Soma algébrica dos consumos verificados ao referencial de geração, inferiores à soma algébrica dos programas horários de compra, relativos a unidades de liquidação integradas na unidade de desvio de comercialização;
- Consumos verificados inferiores ao programa horário de compra, no caso de unidades de liquidação, relativas a áreas de balanço de consumo para bombagem afetas a agentes de mercado produtores;
- Saldo comprador entre unidades de oferta genérica de compra e de venda, não concretizado em venda em mercado organizado de contratação à vista e através de contratação bilateral, no caso de unidades de liquidação relativas a unidades de programação genérica;

- Soma algébrica entre:
  - As energias resultantes da mobilização de reserva de regulação, através de instruções de despacho, para o estabelecimento de banda de regulação secundária contratada, não garantida em mercado organizado, quando aplicável;
  - As emissões verificadas, superior ao programa horário de venda, no caso de unidades de liquidação relativas a áreas de balanço de produção afetas a agentes de mercado produtores ou ao agente comercial.

b) Desvios por Defeito:

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

5.3.2 CÁLCULO DAS ENERGIAS DE DESVIO À PROGRAMAÇÃO POR UNIDADE DE LIQUIDAÇÃO

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

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

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

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

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

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

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

A ocorrência de desvios à programação gera desequilíbrios na relação geração-consumo, que devem ser regulados, de forma a assegurar a estabilidade do sistema elétrico.

A valorização das energias de desvio à programação deve remunerar, através de um jogo de soma nula, todas as valorizações de energia resultantes da mobilização de reserva de potência ativa para resolução de desvios à programação, através de instruções de despacho ou de forma automática, seguindo o sinal de controlo emitido pelo regulador central, desde que imputáveis aos desvios pois, nomeadamente, na valorização de energia para Resolução de Restrições Técnicas posteriores ao PHF, empregues no balanço

do sistema, o sobrecusto afeto à valorização imputa-se ao consumo, enquanto o remanescente afeta-se aos desvios.

Na ausência de regulação para resolução de desvios à programação, a valorização de desvios por excesso, traduz-se num direito de recebimento, enquanto a valorização de desvios por defeito, equivale a uma obrigação de pagamento, ambas valorizadas a preço de encontro do mercado diário.

Na presença de regulação para resolução de desvios à programação, para além da valorização acima apresentada, é necessário considerar um rateio do encargo para o sistema imputável aos desvios, devido à valorização de energia resultante da mobilização de reserva de potência ativa, empregue no balanço do sistema, pelas unidades de liquidação em desvio.

A repercussão do encargo para o sistema imputável aos desvios afeto a unidades de liquidação com desvios justificados é atribuído ao consumo.

Por desvio à programação justificado, entende-se todo o desvio à programação resultante de condicionamentos externos, não imputável à unidade de liquidação.

Deste modo:

A valorização das energias de desvio à programação, por unidade de liquidação, traduz-se na seguinte expressão geral:

$$VED(h,ul)=ED(h,ul)\times PE(h)-KD(h,ul)\times ERD(h)\times(1-FDJ(h,ul))$$

onde:

VED(h,ul) Valorização da Energia resultante do Desvio à programação, durante o período horário h, devido à participação na área portuguesa do MIBEL da unidade de liquidação ul afeta a um agente de mercado.

ED(h,ul) Energia resultante do Desvio à programação, durante o período horário h, devido à participação na área portuguesa do MIBEL da unidade de liquidação ul afeta a um agente de mercado, determinada de acordo com o ponto 5.3.2 do presente Procedimento.

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

KD(h,ul) Fator de imputação do encargo para o sistema, a atribuir aos Desvios à programação, resultante da valorização das energias devidas à mobilização de reserva de potência ativa, para resolução de desvios à programação, durante o período horário h, a repercutir sobre a unidade de liquidação ul afeta a um agente de mercado, determinado de acordo com a seguinte expressão:

$$KD(h,ul)=\begin{cases}\dfrac{|ED(h,ul)|}{\sum_{ul}|ED(h,ul)|+\left|\sum_{ul|_{udc}}ED(h,ul)\right|}, & \text{\&ul que não integra udc}\\ \dfrac{\left|\sum_{ul|_{udc}}ED(h,ul)\right|}{\sum_{ul}|ED(h,ul)|+\left|\sum_{ul|_{udc}}ED(h,ul)\right|}\times\dfrac{|ED(h,ul)|}{\sum_{ul|_{udc}}|ED(h,ul)|}, & \text{\&ul que integra udc}\end{cases}$$

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

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

A valorização das energias de desvio à programação, afeta a cada agente de mercado a, traduz-se na seguinte expressão:

$$VED(h,a)=\sum_{ul|_a}VED(h,ul)$$

onde:

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

VED(h,ul) Valorização da Energia resultante do Desvio à programação, durante o período horário h, devido à participação na área portuguesa do MIBEL da unidade de liquidação ul afeta a um agente de mercado.

5.4 ENCARGO PARA O AGENTE DE MERCADO, DEVIDO À OCORRÊNCIA DE DESVIOS À PROGRAMAÇÃO, EM UNIDADES DE LIQUIDAÇÃO RELATIVAS A UNIDADES DE PROGRAMAÇÃO GENÉRICA (EDG)

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 apresentarão desvios se o Agente de mercado deliberadamente desrespeitar a obrigação de efetivar as intenções declaradas.

O encargo para o agente de mercado, resultante da ocorrência de desvios à programação, 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 desvios 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.

5.4.1 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 a valorização a preço de encontro do mercado diário, do módulo do respetivo desvio.

5.4.2 AGRAVAMENTO NA FASE 2

A manutenção de desvios em unidades de programação genérica, no final do mercado intradiário para

cada período horário, implica um agravamento, por unidade de liquidação, correspondente ao triplo da valorização a preço de encontro do mercado diário do módulo do respetivo desvio.

6 MEDIÇÃO DE ENERGIA

6.1 CONSIDERAÇÕES E PRINCÍPIOS DE BASE

Toda a energia elétrica trocada nos pontos de ligação do agente de mercado à rede elétrica de serviço público será objeto de medição.

A energia elétrica trocada num ponto de ligação poderá ser medida por um só sistema de contagem ou ser calculada por valores de vários sistemas de contagem.

A GGS receberá os valores de contagem de todas as unidades de programação dos agentes de mercado em todos os períodos de 15 minutos do dia.

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 dos comercializadores, 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 dos comercializadores descrito no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados de Energia Elétrica em Portugal Continental, a GGS poderá modificar os valores recebidos, sempre que disponha de informações ou medidas adicionais que o justifiquem. Dessas alterações manterá um registo com as respetivas causas e informará 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.

6.2 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.

6.3 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 à programação.

7 LIQUIDAÇÃO MENSAL

7.1 NOTA DE LIQUIDAÇÃO MENSAL

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

7.2 CONTESTAÇÃO À NOTA DE LIQUIDAÇÃO MENSAL

O agente de mercado dispõe de um prazo de 5 dias úteis, desde a data de disponibilização da nota de liquidação mensal, para contestar os valores apresentados, para efeitos de incorporação de eventuais correções na referida nota de liquidação mensal, com efeitos na data de pagamento/recebimento seguinte.

A não contestação, dentro deste prazo, significa que o agente de mercado aceita a liquidação mensal 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 mensal, mas a eventual alteração apenas se fará refletir nas datas de liquidação seguintes.

7.3 CONTEÚDO DA NOTA DE LIQUIDAÇÃO MENSAL

7.3.1 DESAGREGAÇÃO MÍNIMA DA NOTA DE LIQUIDAÇÃO

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

7.3.2 INFORMAÇÃO DE SUPORTE À NOTA DE LIQUIDAÇÃO

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

a) 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 Diário Viável Definitivo;

h) Programa Diário Base de Funcionamento;

i) Programa com a resolução de restrições;

j) Preço de encontro do mercado diário;

k) Preço de regulação a subir;

l) Preço de regulação a baixar;

m) Preço de Banda de regulação atribuída em mercado;

n) Preço de banda de regulação atribuída extraordinariamente;

o) Encargo para o sistema, resultante dos processos de resolução de restrições técnicas, a imputar ao consumo;

p) Encargo para o sistema, resultante da atribuição de banda de regulação secundária, a imputar ao consumo;

q) Encargo para o sistema, resultante da valorização afeta à regulação verificada, a imputar aos desvios à programação;

r) Encargo para o sistema, resultante da valorização afeta à regulação verificada, a imputar ao consumo;

s) Desvio à programação do sistema;

t) Somatório dos módulos dos desvios à programação;

u) Consumo em mercado afeto à área portuguesa do MIBEL.

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

7.4 LIQUIDAÇÕES PROVISÓRIAS E DEFINITIVAS

As liquidações mensais 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, *à 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 mensal será considerada definitiva e dela resultarão direitos de recebimento e obrigações de pagamento firmes.

A correção aos valores da nota de liquidação mensal, não poderá ocorrer em data posterior em mais de 10 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 22
PAGAMENTOS, RECEBIMENTOS E GARANTIAS

1 PROCEDIMENTOS GERAIS

1.1 LIQUIDAÇÃO E FATURAÇÃO

A GGS, para realizar a liquidação mensal referida no presente Manual de Procedimentos, comunicará aos agentes de mercado que tiverem atuado no MIBEL, área de controlo portuguesa, as respetivas Notas de Liquidação mensal, para os pagamentos e recebimentos que lhes corresponda realizar, em cada período mensal de liquidação.

O agente de mercado tem direito ao recebimento, ou, obriga-se ao pagamento, dos montantes devidos pelas transações realizadas, pelos valores constantes da nota de liquidação mensal e na data e hora definidos pela GGS, independentemente da data de receção da faturação emitida pela GGS.

O agente de mercado receberá a faturação correspondente à nota de liquidação mensal a pagamento, que deverá ser emitida pelo menos 5 (cinco) dias úteis antes da data de pagamento.

1.2 CARACTERÍSTICAS DA FATURAÇÃO

A GGS enviará aos agentes de mercado, a correspondente faturação e, sempre que aplicável, os respetivos documentos de suporte, os quais, deverão conter informação sobre os elementos seguintes:

a) Período mensal de liquidação;

b) Valor final da valorização de desvios à programação, 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) Encargos devidos à operação do sistema através do mercado de serviços de sistema, quando aplicáveis;

f) Informação sobre o IVA, quando aplicável;

g) Total a pagar ou receber.

1.3 OBRIGAÇÕES DOS AGENTES DE MERCADO DEVEDORES

O agente de mercado devedor obriga-se a efetuar o pagamento que lhe corresponder, resultado da liquidação mensal, incluindo o IVA, quando aplicável. A data e hora limite para efetuar o pagamento, através de entidade bancária, pela conta designada para o efeito, serão aquelas indicadas pela GGS.

1.4 DIREITOS DOS AGENTES DE MERCADO CREDORES

O agente de mercado credor tem direito a receber o montante que lhe corresponder, resultado da liquidação mensal, incluindo o IVA, quando aplicável. O recebimento será realizado através de entidade bancária, pela conta designada para o efeito, a partir da data e hora limite definidas pela GGS.

1.5 CONTAS DESIGNADAS PARA RECEBIMENTOS E PAGAMENTOS

A GGS designará uma conta em instituição bancária nacional, para efeito de pagamento, por parte de agentes de mercado devedores, resultado da liquidação mensal, cujos elementos de identificação, comunicará aos 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 por aviso da GGS, os agentes de mercado, designarão uma conta em instituição bancária, para efeito de recebimento, quando se apresentarem como credores, em resultado da liquidação mensal.

1.6 REGIME PARA OS PAGAMENTOS EM MORA

O não recebimento pela GGS, até à data e hora limite de pagamento, de notificação de ordem de transferência bancária dos montantes constantes na nota de liquidação tem as consequências seguintes:

a) A GGS poderá executar imediatamente, a garantia constituída, conforme estabelecido no ponto 2.9 do presente Procedimento;

b) Enquanto o pagamento não estiver totalmente realizado, o agente de mercado é considerado em mora e, sobre as quantias em dívida incidirão juros calculados nos termos especificados no ponto 2.10 do presente Procedimento.

2 PROCEDIMENTOS RELATIVOS ÀS GARANTIAS

2.1 CONSTITUIÇÃO DE GARANTIAS

Os agentes de mercado devem prestar à GGS, 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 no próprio dia em que se efetue a liquidação do período correspondente.

O valor da garantia de pagamento a ser prestada corresponderá à melhor aproximação disponível das obrigações financeiras, decorrentes da participação do agente de mercado, na área portuguesa do MIBEL:

a) No cálculo do montante da garantia a ser prestada por um agente de mercado consumidor, serão consideradas as parcelas de desvio e de encargos relativos quer à banda de regulação secundária, quer à resolução de restrições técnicas internas, acrescidos do valor do IVA correspondente, quando aplicável;

b) No cálculo do montante da garantia a ser prestada por um agente de mercado fornecedor serão consideradas as parcelas de desvio, próprias e referentes à carteira de clientes por si fornecidos que não se constituíram como agentes de mercado, mais encargos devidos quer à banda de regulação secundária, quer à resolução de restrições técnicas internas, a imputar à respetiva carteira de clientes, acrescidos do valor do IVA correspondente, quando aplicável.

A falta de prestação desta garantia, a sua não aceitação pela GGS, por ser considerada insuficiente ou inadequada, ou pela sua não manutenção e atualização, impedirão o agente de mercado de atuar na área portuguesa do MIBEL, originando a suspensão do contrato de adesão ao mercado de serviços de sistema.

2.2 COBERTURA DAS GARANTIAS

A garantia prestada por cada agente de mercado responderá, sem qualquer limitação, pelas obrigações emergentes da sua participação na área portuguesa do MIBEL, conforme estabelecido no presente Manual de Procedimentos.

Esta garantia não responderá por obrigações contraídas com pessoas ou entidades que não atuem como agentes de mercado, ainda que com direitos de recebimento da GGS. Em particular, não responderá por obrigações de pagamento, no âmbito de contratos bilaterais ou contratação em mercados diário e intradiário que os agentes de mercado tenham livremente estabelecido.

2.3 GARANTIAS A PRESTAR PELOS AGENTES DE MERCADO

Os agentes de mercado obrigam-se a prestar a favor do operador da rede de transporte, no âmbito da atividade de Gestão Global do Sistema, uma garantia de operação, cujo montante será determinado pela GGS, destinada a assegurar com carácter permanente, um nível de garantia suficiente das obrigações previsíveis do agente de mercado.

O operador da rede de transporte, pode aceitar, para além da prestação direta, garantias constituídas pelos agentes de mercado junto de uma terceira entidade, mediante contrato a estabelecer entre esta entidade e o operador da rede de transporte.

2.4 ESPÉCIES DE GARANTIAS

As garantias a prestar pelos agentes de mercado a favor do operador da rede de transporte, no âmbito da atividade de Gestão Global do Sistema, podem revestir as espécies constantes em Aviso da GGS.

Se a entidade avalista for declarada em suspensão de pagamentos ou em falência, ou perder a autorização administrativa para o exercício da sua atividade, o agente de mercado obrigado a prestar garantia, deverá substituir essa garantia por outra da mesma modalidade ou, de outra modalidade constante no Aviso acima referido, respeitando os prazos fixados no presente Manual de Procedimentos.

O pagamento com endosso à garantia executada, deverá efetuar-se de tal modo que o operador da rede de transporte, o possa fazer efetivo a primeiro requerimento, e no prazo máximo de vinte e quatro horas após o momento em que o pagamento é requerido ao avalista.

2.5 DETERMINAÇÃO DO MONTANTE DAS GARANTIAS E RESPETIVA CONSTITUIÇÃO

Com base no estabelecido no ponto 2.4 do presente Procedimento, o valor mínimo das garantias de operação que cada agente de mercado deve prestar em cada momento, será determinado pela GGS, respeitando os seguintes pressupostos:

a) O período de risco que a garantia deve cobrir, corresponderá ao período de liquidação, acrescido do número de dias que decorrem entre a liquidação e o limite do prazo de pagamento adicionado dos seguintes cinco dias necessários para a constituição de novas garantias em caso de incumprimento de pagamento. Na vigência do presente manual o período de risco é de 45 dias;

b) Consideração de uma margem para eventuais desvios próprios e do conjunto de entidades de que é fornecedor, e que não se constituíram como agentes de mercado, bem como encargos devidos quer à banda de regulação secundária, quer à resolução de restrições técnicas internas, quando aplicáveis;

c) A atualização dos montantes das garantias em função das liquidações realizadas;

d) Os valores que, atendendo a todos os pressupostos anteriores, sejam devidos para cobertura de encargos resultantes dos impostos aplicáveis.

2.6 CÁLCULO DO VALOR MÍNIMO PARA A GARANTIA INICIAL

Com a adesão ao mercado de serviços de sistema, será estabelecido um valor mínimo para a garantia inicial que o agente de mercado deverá apresentar.

O estabelecimento desse valor mínimo respeitará as seguintes regras:

a) A garantia responderá por encargos devidos a Desvios, próprios e das entidades por si fornecidas que não tenham acedido ao estatuto de agente de mercado, por encargos devidos quer à contratação de banda de regulação secundária, quer à resolução de restrições técnicas internas, e imposto de IVA, quando aplicáveis;

b) O período de risco a cobrir pela garantia é de 45 dias;

c) A previsão do valor de energia ativa consumida por um agente de mercado consumidor é calculada com base no valor médio mensal do consumo do ano anterior, considerando um acréscimo de 5% para o ano corrente, se outro valor mais elevado de participação no mercado não for indicado pelo agente;

d) É considerado um ajustamento para perdas médio de 7,61%;

e) A previsão do valor de energia entregue por um produtor nacional é calculada com base na respetiva capacidade de produção instalada em Portugal, considerando-se uma redução de 70% no valor da garantia calculada, devida aos eventuais direitos de recebimento por participação no mercado de serviços de sistema, sempre que o produtor participe nesse mercado. O valor da redução mencionada poderá ser objeto de revisão quando existir uma série de valores históricos com representatividade suficiente;

f) Prevê-se a ocorrência de um valor de desvios por defeito, de 5% da energia consumida, ou, entregue, valorizado ao máximo preço médio ponderado horário mensal de desvios por defeito do ano anterior;

g) Para efeito de cobertura de responsabilidades de pagamento dos agentes de mercado compradores, relativas aos encargos de contratação de banda de regulação secundária e de resolução de restrições

técnicas internas, considera-se um acréscimo de 12% face ao valor obtido para a cobertura de desvios. O valor percentual utilizado poderá ser reavaliado quando existir uma série de valores históricos com representatividade suficiente;

h) O valor da garantia de um agente de mercado comercializador não poderá ser inferior a cinquenta mil euros.

Os agentes de mercado poderão sempre apresentar garantia superior à mínima estabelecida pela GGS, a fim de salvaguardar a manutenção da sua suficiência perante eventuais encargos superiores aos decorrentes dos pressupostos anteriores, nomeadamente por alteração do perfil de carga da instalação ou capacidade de controlo do nível de desvio e eventual aumento do número de entidades por si fornecidas.

2.7 VERIFICAÇÃO DIÁRIA DA SUFICIÊNCIA DA GARANTIA APRESENTADA

A verificação diária da suficiência da garantia apresentada por cada agente de mercado é sujeita a atualização em face das liquidações diárias efetuadas.

Após cada liquidação diária, a GGS verificará a suficiência da Garantia prestada pelo agente de mercado a, tendo em conta os dias liquidados e não pagos k, contidos no período de risco afeto ao mês a faturar pr(m), de acordo com a fórmula seguinte:

$$0{,}85 \times GP(a) \geq GE(a,K)$$

Sendo:

GP(a) Garantia prestada pelo agente de mercado à GGS (garantia maior ou igual ao valor mínimo calculado pela GGS, para garantia inicial, de acordo com o ponto 2.6 do presente Procedimento ou, valor atualizado, de acordo com o estabelecido no ponto 2.8 do presente Procedimento).

GE(a,k) Garantia efetiva, resultante das transações do agente de mercado a, durante os k dias liquidados e não pagos afetos ao período de risco pr(m), dada por:

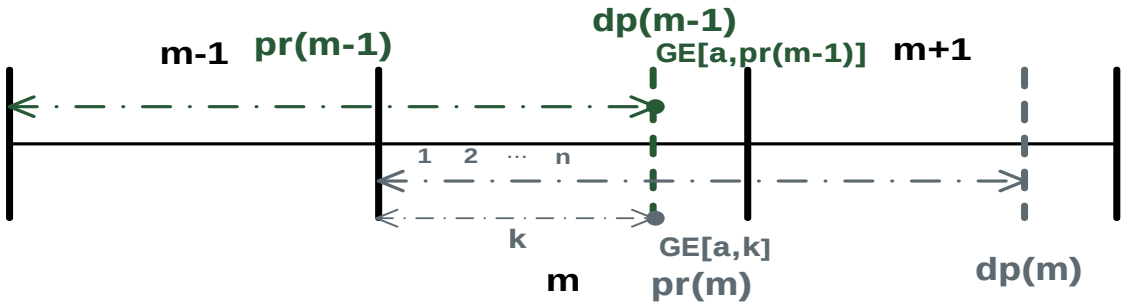
$$GE(a,k) = \text{Max}\left(\frac{45-k}{45} \times \text{Max}(GP(a), GE(a,pr(m-1))) + \sum_{n=1}^{k} (VP(n,a) - VR(n,a)), 0\right)$$

com:

GE(a,pr(m-1))	Garantia Efetiva do agente de mercado a, resultante da sua participação na área portuguesa do MIBEL durante o período de risco pr(m-1), afeto ao último mês faturado, a considerar durante o período de risco pr(m), relativo ao mês a faturar.
pr(m)	Período de risco afeto ao mês m a faturar, compreendido entre o respetivo primeiro dia do mês e, a data de pagamento dp(m), das obrigações de pagamento ou, direitos de recebimento, referentes à participação na área portuguesa do MIBEL durante o mês a faturar.
k	Número de dias liquidados e ainda não pagos, afetos ao período de risco pr(m).
VP(n,a)	Valor total a pagar, segundo a liquidação diária do dia n, contido no período de risco pr(m), tendo em conta todas as unidades de liquidação, afetas ao agente de mercado a.
VR(n,a)	Valor total a receber, segundo a liquidação diária do dia n, contido no período de risco pr(m), tendo em conta todas as unidades de liquidação, afetas ao agente de mercado a.

Sempre que a inequação acima não se verifique, a garantia GP(a) deverá pelo menos, ser elevada, para o valor mínimo que a verifique.

Na figura seguinte encontramos a evolução temporal da verificação da suficiência da garantia prestada, durante o período de risco pr(m), afeto ao mês m a faturar:



2.8 MANUTENÇÃO E ATUALIZAÇÃO DE GARANTIAS

As garantias prestadas a favor do operador da rede de transporte, no âmbito da GGS, só serão libertadas no momento em que o agente de mercado perca, por qualquer motivo, a respetiva condição de agente de mercado, e se mostrem cumpridas todas as obrigações decorrentes da sua participação na área portuguesa do MIBEL. Sempre que as garantias prestadas pelo agente de mercado se tornem insuficientes, em consequência da sua execução pelo operador da rede de transporte, ou, por qualquer outra razão, a GGS solicitará ao agente de mercado que as reforce no prazo máximo de 5 (cinco) dias úteis.

Decorrido o prazo referido sem que as garantias tenham sido repostas a GGS poderá determinar a suspensão do agente de mercado, concedendo-lhe um novo prazo de dez dias úteis para o mesmo efeito. Decorrido este prazo a suspensão dará lugar a rescisão do Contrato de Adesão ao Mercado de Serviços de Sistema e dela será dado conhecimento à ERSE.

A garantia constituída por agente de mercado comprador é passível de revisão pela GGS, a pedido do agente de mercado, sempre que se revele desajustada, de acordo com o seguinte mecanismo:

a) O pedido de revisibilidade pode efetuar-se a partir do primeiro semestre de participação na área portuguesa do MIBEL;

b) A revisibilidade da garantia prestada, pode conduzir a uma redução máxima de 50% face ao valor atual da garantia, desde que o novo valor mínimo a considerar permita verificar a inequação de controlo de suficiência da garantia apresentada, presente no ponto 2.7 do presente Procedimento, para o semestre anterior ao do mês em que é efetuado o pedido de revisão;

c) Semestralmente, período mínimo a contar desde uma revisão anterior, o agente de mercado pode solicitar a revisão da garantia mínima a apresentar.

Contudo, para um agente de mercado comercializador, a garantia mínima a apresentar nunca pode ser inferior a cinquenta mil euros, de acordo com o estabelecido no ponto 2.6 do presente Procedimento.

2.9 GESTÃO DE GARANTIAS

A GGS será responsável pela supervisão das obrigações de constituição e manutenção de garantias e respetiva atualização.

2.10 CRITÉRIOS DE ATUAÇÃO EM CASO DE INCUMPRIMENTOS DE PAGAMENTO

Em caso de algum agente de mercado entrar em incumprimento das suas obrigações de pagamento, decorrentes das transações efetuadas na área portuguesa do MIBEL, a GGS, executará com a máxima diligência e com a maior brevidade as garantias constituídas a seu favor.

2.11 ATRASOS NOS PAGAMENTOS 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.

A taxa de juros de mora a aplicar será a taxa de juro legal em vigor.

Igual procedimento será aplicado em caso de atraso de pagamento da GGS ao agente de mercado, por razões que lhe sejam imputáveis.

2.12 INCUMPRIMENTO PROLONGADO NOS PAGAMENTOS POR REALIZAR

Em caso de incumprimento prolongado das obrigações de pagamento por parte de um agente de mercado, que não esteja coberto pelas garantias prestadas, a GGS opor-se-lhe-á judicialmente, ou por outro meio admitido pelo ordenamento jurídico. O agente de mercado incumpridor ficará obrigado a pagar os descobertos com juros e todos os danos e prejuízos causados.

Para este efeito, considera-se que existe um incumprimento prolongado das obrigações de pagamento de um agente de mercado, quando decorrerem mais de trinta dias desde a data em que o pagamento foi exigido sem que tenha sido efetuado.

PROCEDIMENTO N.º 23
RESOLUÇÃO DE CONFLITOS

1 PETIÇÕES, QUEIXAS E DENUNCIAS 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 implicará para as partes a submissão dos eventuais conflitos à arbitragem voluntária.

PROCEDIMENTO N.º 24
DISPOSIÇÕES TRANSITÓRIAS

1 ESTATUTO DE AGENTE DE MERCADO NO ÂMBITO DA GGS

1.1 ACESSO AO ESTATUTO DE AGENTE DE MERCADO NO ÂMBITO DA GGS

Até à completa implementação do regime de registo de agentes de mercado previsto no artigo 9.º do REMIT, podem obter o estatuto de agente de mercado as seguintes entidades:

a) Agente Comercial;

b) Clientes ou entidades abastecidas por cogeradores;

c) Comercializador;

d) Comercializador de Último Recurso;

e) Produtor em Regime Ordinário;

f) Produtor em Regime Especial;

g) Outras entidades, não mencionadas nas alíneas anteriores, que cumpram os requisitos na legislação e regulamentação.

1.2 INSCRIÇÃO COMO AGENTE DE MERCADO

Até à completa implementação do regime de registo de agentes de mercado previsto no artigo 9.º do REMIT, na instrução do processo junto da GGS a que se refere o ponto 2 do Procedimento n.º 2 do presente documento, o comprovativo de registo junto de uma Entidade Reguladora Nacional da União Europeia e da ACER é substituído por cópia autenticada, em instituição portuguesa com capacidade para esse efeito, dos seguintes documentos, quando aplicável:

i. Licença de Produção, emitida pela DGEG, no caso dos produtores em regime ordinário;

ii. Licença de produção em cogeração ou, no caso previsto no n.º 3 do artigo 33.º do Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março, licença de estabelecimento emitida pela DGEG;

iii. Comprovativo emitido pela DGEG da receção do pedido indicado no Artigo 3.º do Decreto-Lei nº 33-A/2005, de 16 de fevereiro, no caso dos produtores em regime especial renovável;

iv. Licença de Comercialização de energia elétrica ou comprovativo do registo, quando reconhecida a qualidade de comercializador ao abrigo de acordos internacionais em que o Estado português seja parte signatária, emitido pela DGEG, no caso dos comercializadores.

2 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.

3 MERCADO INTRADIÁRIO CONTÍNUO – PERÍODO TRANSITÓRIO

Durante um período transitório, que vigorará desde a entrada em funcionamento do mercado intradiário contínuo e, como máximo, até 27 de novembro de 2018, a negociação no mercado diário contínuo fica limitada aos períodos de negociação que já não podem ser negociados na sessão de intradiário subsequente e só se inicia após a publicação dos resultados da última sessão de mercado intradiário realizada,

Adicionalmente, as disposições associadas à resolução de restrições técnicas após publicação do PDVD entrarão em vigor 6 (seis) meses após a publicação do Manual de Procedimentos devendo durante este período manter-se a inclusão de toda a capacidade disponível dos grupos térmicos nas curvas de reserva de regulação para permitir à GGS mobilizá-la, em caso de necessidade, de acordo com as regras do anterior MPGGS.

ANEXO I MINUTA DO PEDIDO DE INSCRIÇÃO COMO AGENTE DE MERCADO

Carta a endereçar ao

Sr. Presidente do Conselho de Administração da

REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.

Av. Estados Unidos da América, 55

1749 - 061 Lisboa

Portugal

_____, com o Número de Identificação Fiscal _____, com sede em _____, com o capital social de _____ euros, matriculada na Conservatória do Registo Comercial de _____, sob o n.º _____, vem solicitar , conforme o disposto no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema, a obtenção do estatuto de Agente de Mercado, ao abrigo das normas legais e regulamentares em vigor aplicáveis.

Junto se anexam os documentos referidos no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.

Pela (Nome da Empresa), (data)

ANEXO II CONDIÇÕES GERAIS DO CONTRATO DE ADESÃO AO MERCADO DE SERVIÇOS DE SISTEMA

Cláusula 1. 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. 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, de acordo com o previsto no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema;

b) Obter da GGS toda a informação definida no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema;

c) 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;

d) 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;

e) 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. 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.

2. É obrigação específica do Agente de Mercado cumprir todas as obrigações a que venha a incorrer junto do operador da rede de transporte no desenvolvimento da sua atividade no sector elétrico nacional.

Cláusula 4. 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. 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 poderá 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 faturas ou documentos equivalentes possam ser emitidos por via eletrónica.

Cláusula 6. Garantias

1. Para garantir o exato e pontual cumprimento das obrigações constantes do presente contrato, e conforme aplicável, o Agente de Mercado prestará garantias a favor da GGS, nos termos das disposições constantes do 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 pela GGS, 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, de acordo com o estabelecido no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.

Cláusula 7. 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. 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. 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. 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, determinará a suspensão do Contrato.
2. Para efeitos do número anterior, a GGS notificará o Agente de Mercado para, no prazo de 5 (cinco) dias úteis a contar da data de notificação, 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 procederá à sua suspensão do Mercado de Serviços de Sistema, informando-o desse facto e dando conhecimento, por escrito, à ERSE e aos Operadores de Mercado.
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, procederá à rescisão do Contrato e dará seguimento às disposições aplicáveis, facto de que dará conhecimento, por escrito, ao Agente de Mercado, aos Operadores de Mercado e à ERSE.

Cláusula 11. 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 de exploração para instalação de produção em regime especial, ou

   iii. Licença ou registo de comercialização de energia elétrica, junto da DGEG.

   iv. Contrato de Uso das Redes, se aplicável.

b) O Agente de Mercado transmitir a propriedade da instalação de utilização.

Cláusula 12. 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, determinará 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 poderá 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 deverá apresentar, por escrito, um novo pedido de adesão, o qual deverá 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. 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, serão 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 será constituído nos seguintes termos:

a) O tribunal será composto por três membros, um nomeado por cada Parte e o terceiro escolhido de comum acordo pelos árbitros que as Partes tiverem designado, que presidirá;

b) A Parte que decida submeter determinado diferendo ao tribunal arbitral apresentará os seus fundamentos para a referida submissão e designará 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 nomearão 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 presidirá, aceitar a sua nomeação, e o comunicar a ambas as Partes;

e) A arbitragem decorrerá em Lisboa;

f) O tribunal arbitral, salvo compromisso pontual entre as Partes, julgará segundo as disposições contratuais e legais aplicáveis, e das suas decisões não cabe recurso;

g) As decisões do tribunal arbitral deverão 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 omisso, regerá o disposto na Lei n.º 31/86, de 29 de agosto.

Nota - A cláusula 13 do presente Contrato só é estabelecida quando as Partes resolvam livremente acordar recorrer, desde logo, à arbitragem voluntária.

ANEXO II

MANUAL DE PROCEDIMENTOS DO MECANISMO DE GESTÃO CONJUNTA DA INTERLIGAÇÃO PORTUGAL-ESPANHA

PARTE I – DISPOSIÇÕES GERAIS

1 OBJETO

O presente Manual de Procedimentos visa a atribuição de capacidade e a gestão conjunta das interligações entre Portugal e Espanha, mediante a articulação entre um processo de realização de leilões explícitos de capacidade, um processo de separação de mercados e um processo intradiário de Atribuição continua e implícita de capacidade de interligação, nos termos estabelecido no Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações.

2 ÂMBITO DE APLICAÇÃO

O presente Manual de Procedimentos aplica-se às seguintes entidades:

- Operadores das redes de transporte dos sistemas elétricos de Portugal e de Espanha;
- Operador Nomeado do Mercado da Eletricidade;
- Entidade gestora dos leilões;
- Contraparte central e entidade responsável pela liquidação;
- Agentes de mercado.

3 DEFINIÇÕES

Para efeitos do presente documento, entende-se por:

a) Ação Coordenada de Balanço - programa de trocas de energia elétrica entre dois sistemas elétricos, estabelecido em tempo real de forma coordenada entre os operadores das redes de transporte de ambos os sistemas elétricos, em sobreposição aos programas existentes de trocas firmes, e destinado

à resolução de uma situação de congestionamento identificada em tempo real na interligação.

b) Agente de mercado - entidade que transaciona energia elétrica nos mercados organizados ou por contratação bilateral.

c) Capacidade de interligação - capacidade de interligação ou capacidade líquida de interligação como o máximo valor admissível pelo programa de trocas de energia elétrica que se podem estabelecer num determinado sentido entre dois sistemas elétricos interligados, compatível com o cumprimento dos critérios de segurança estabelecidos nos respetivos sistemas elétricos e tendo em consideração as possíveis incertezas técnicas sobre as condições futuras de funcionamento dos correspondentes sistemas elétricos.

d) Capacidade máxima de intercâmbio utilizável - valor máximo de capacidade de intercâmbio, em cada período de programação, e em cada um dos dois sentidos de trânsito da interligação entre Portugal e Espanha, utilizável no processo de encontro de ofertas do Mercado Diário e Intradiário e no processo intradiário de atribuição implícita e contínuo de capacidade de interligação.

e) Congestionamento - situação em que a interligação que une as duas redes de transporte nacionais não permite acolher todos os trânsitos físicos resultantes do comércio internacional solicitado pelos agentes de mercado, através de contratos bilaterais ou como resultado do Mercado Diário e dos Mercados Intradiários, devido a uma insuficiente capacidade dos elementos de interligação ou das próprias redes de transporte nacionais em questão.

f) Interligação internacional - conjunto de linhas que unem subestações de um sistema elétrico com subestações de outro sistema elétrico vizinho e que exercem uma função efetiva de troca de energia elétrica entre os sistemas.

g) Leilões explícitos - processo de gestão da capacidade de interligação que se desenvolve de forma independente do mercado de energia elétrica e que permite adquirir direitos de utilização de uma parte da capacidade de interligação, numa fase prévia à realização do mercado diário.

h) Programa global de trocas de energia elétrica entre sistemas elétricos - energia elétrica programada para troca entre dois sistemas elétricos interligados, em cada período de programação, acordada pelos respetivos operadores das redes de transporte de ambos os sistemas elétricos, compreendendo, quer os programas individuais de trocas executados mediante contratos bilaterais por agentes específicos do mercado, quer o programa de trocas que derive dos mercados Diário e Intradiário, no âmbito do MIBEL.

Separação de Mercados - processo de gestão da capacidade de interligação entre dois ou mais sistemas elétricos desenvolvido de forma simultânea com o mercado único organizado de energia elétrica,

respeitando critérios de eficiência económica, e em que no caso de congestionamento entre os dois sistemas, o mercado é separado em zonas com preço diferente.

PARTE II - PROCEDIMENTOS

PROCEDIMENTO N.º 1

MECANISMO COORDENADO DE GESTÃO DA INTERLIGAÇÃO

1 DISPOSIÇÕES E PRINCÍPIOS GERAIS

1.1 OBJETO E ÂMBITO DE APLICAÇÃO

Constitui o objeto do presente procedimento estabelecer os princípios aplicáveis ao mecanismo coordenado da gestão a prazo da interligação elétrica entre Portugal e Espanha, tendo em consideração os princípios e procedimentos definidos no Regulamento de Acesso às Redes e Interligações (RARI).

Este procedimento será aplicado:

- Aos agentes de mercado.
- Ao Operador de Rede de Transporte, no âmbito das suas competências.
- Ao Operador Nomeado do Mercado da Eletricidade, no âmbito das suas competências.
- À entidade gestora dos leilões de atribuição dos direitos de utilização de capacidade a prazo da interligação entre Portugal e Espanha e à contraparte central responsável pela liquidação.

2 SEPARAÇÃO DE MERCADOS

2.1 UTILIZAÇÃO DA CAPACIDADE FÍSICA DE INTERLIGAÇÃO ENTRE PORTUGAL E ESPANHA

A utilização da capacidade física na interligação entre Portugal e Espanha é sujeita ao mecanismo de separação de mercados, nos termos do acordo para tal estabelecido e como previsto no artigo 8.º do Acordo de Santiago.

2.2 PROCESSO DE SEPARAÇÃO DE MERCADOS

O processo de separação de mercados decorre nos termos do disposto no RARI.

2.3 RENDAS DE CONGESTIONAMENTO NO ÂMBITO DA SEPARAÇÃO DE MERCADOS

As rendas de congestionamentos decorrentes do processo de separação de mercados são determinadas pela agregação horária do produto do valor absoluto das diferenças de preço em cada hora pelo valor utilizado da capacidade de interligação entre Portugal e Espanha disponibilizada para essa mesma hora.

2.4 GESTÃO ECONÓMICA DO PROCESSO DE SEPARAÇÃO DE MERCADOS

O Operador Nomeado do Mercado da Eletricidade repartirá, entre os dois Sistemas, português e espanhol, e em partes iguais, o valor económico das rendas de congestionamento decorrentes do processo de separação de mercados, nos termos do disposto no RARI.

2.5 FIRMEZA E AÇÕES COORDENADAS DE BALANÇO

Nas situações em que ocorra redução de capacidade de interligação entre Portugal e Espanha, em qualquer um dos sentidos, posterior ao processo de atribuição de capacidade de interligação no Mercado Diário e Intradiário, a capacidade efetivamente utilizada naquele processo será garantida e considerada firme, salvo em situações de emergência ou de força maior enquadradas pelo número 2.6 da presente norma e no Artigo 72.º do Regulamento n.º 2015/1222, de 24 de Julho.

A firmeza de capacidade de interligação entre Portugal e Espanha nas situações em que ocorra redução posterior ao processo de separação de mercados e não enquadrável em situações de emergência ou de

força maior, será assegurada através da realização de ações coordenadas de balanço entre os sistemas elétricos português e espanhol, sendo os respetivos custos repartidos entre os dois sistemas de acordo com o procedimento específico para o efeito.

2.6 SITUAÇÕES DE EMERGÊNCIA E FORÇA MAIOR

As situações de emergência e de força maior na interligação entre Portugal e Espanha, para efeitos do presente procedimento, são invocadas pelo operador de sistema português, em coordenação com o operador de sistema espanhol e comunicadas a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) e ao regulador de energia espanhol.

As situações de emergência e de força maior devem ser devidamente justificadas pelos operadores de sistema às entidades reguladoras nacionais da energia de cada país, designadamente comprovando as características de irresistibilidade, exterioridade e imprevisibilidade dos factos que lhe deem origem, bem como o caráter de emergência e excecionalidade das ações a tomar em consequência dos respetivos factos.

3 ATRIBUIÇÃO CONTÍNUA E IMPLICITA DE CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO

3.1 PROCESSO DE ATRIBUIÇÃO CONTÍNUA E IMPLÍCITA DE CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO

Antes do início da negociação dos períodos de programação abrangidos pelo mercado intradiário contínuo, o operador da rede de transporte 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 atribuição implícita e contínua de capacidade de interligação.

Salvo os períodos de suspensão da negociação associados à realização de sessões do mercado intradiário efetuadas ao abrigo do número 2 do presente procedimento, entre o momento de abertura do mercado intradiário contínuo e até à hora de encerramento desse mercado será 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.

A participação no mercado intradiário contínuo articula-se mediante a apresentação de ordens de compra e venda de energia, podendo participar neste processo todos os agentes de mercado autorizados para a compra e venda de energia no mercado mencionado.

A plataforma central estabelecida pelos Operadores Nomeados do Mercado de Eletricidade, na realização do processo intradiário de atribuição implícita 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

Sempre que o valor da capacidade máxima disponível para efeitos comerciais na interligação (NTC) seja modificado em relação ao inicialmente previsto, o operador da rede de transporte português, em coordenação com o seu homólogo espanhol, enviará novos valores de NTC à plataforma central que assegura o acoplamento do mercado intradiário contínuo, para efeitos da sua consideração no Mercado Intradiário Contínuo.
Após a realização das sessões do mercado intradiário, efetuadas ao abrigo do número 2 do presente procedimento, o operador da rede de transporte em Portugal continental, em coordenação com o seu homólogo espanhol, enviará à plataforma central que assegura o acoplamento do mercado intradiário contínuo os valores de capacidade de interligação alocada no mercado diário e nas sessões do mercado intradiário, para efeitos da sua consideração no mercado intradiário contínuo.

Deste modo, deverá ser assegurado que o programa de trocas na interligação, resultante deste processo de atribuição de capacidade, não supera o valor dessa capacidade máxima disponível (NTC) ou que, pelo menos, não contribui para incrementar o nível de congestionamento, nos casos em que este já exista antes dessa comunicação.

3.2 FIRMEZA E AÇÕES COORDENADAS DE BALANÇO

Nas situações em que ocorra redução de capacidade de interligação entre Portugal e Espanha, em qualquer um dos sentidos, posterior ao processo de atribuição de capacidade de interligação, a capacidade efetivamente utilizada naquele processo será garantida e considerada firme, salvo em situações de emergência ou de força maior enquadradas pelo número 3.3 da presente norma e no Artigo 72.º do Regulamento n.º 2015/1222, de 24 de Julho.

A firmeza de capacidade de interligação entre Portugal e Espanha nas situações em que ocorra redução posterior ao processo de separação de mercados e não enquadrável em situações de emergência ou de força maior, será assegurada através da realização de ações coordenadas de balanço entre os sistemas

elétricos português e espanhol, sendo os respetivos custos repartidos entre os dois sistemas de acordo com o procedimento específico para o efeito.

3.3 SITUAÇÕES DE EMERGÊNCIA E FORÇA MAIOR

As situações de emergência e de força maior na interligação entre Portugal e Espanha, para efeitos do presente procedimento, são invocadas pelo operador de sistema português, em coordenação com o operador de sistema espanhol e comunicadas a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) e ao regulador de energia espanhol.

As situações de emergência e de força maior devem ser devidamente justificadas pelos operadores de sistema às entidades reguladoras nacionais da energia de cada país, designadamente comprovando as características de irresistibilidade, exterioridade e imprevisibilidade dos factos que lhe deem origem, bem como o caráter de emergência e excecionalidade das ações a tomar em consequência dos respetivos factos.

4 LEILÕES EXPLÍCITOS NO ÂMBITO DO MECANISMO COORDENADO DE GESTÃO A PRAZO DA INTERLIGAÇÃO

4.1 AGENTES HABILITADOS

Poderão participar no mecanismo de leilão para a gestão a prazo da interligação entre Portugal e Espanha todos os agentes de mercado que cumpram as condições de garantias e requisitos formais estabelecidos nas respetivas regras específicas.

4.2 DESCRIÇÃO DO PRODUTO

Para efeitos da cobertura do risco decorrente do diferencial de preço entre Portugal e Espanha, assim apurado nos termos do processo de separação de mercados, são instituídos contratos de direitos financeiros sobre capacidade na interligação Portugal - Espanha, sendo esses contratos baseados na diferença de preços horários ocorridos no mercado diário, entre os sistemas elétricos português e espanhol, para diferentes horizontes de tempo.

No âmbito do mecanismo coordenado de gestão a prazo de interligação, são implementados dois tipos de contratos, autónomos, um para cada sentido do fluxo na interligação:

- **Contrato ES-PT:** "contrato de opção de cobertura para as exportações de energia elétrica de Espanha para Portugal."

- **Contrato PT-ES:** "contrato de opção de cobertura para exportações de energia elétrica de Portugal para Espanha".

O valor nominal de cada contrato será de 1 MW.

As cláusulas contratuais gerais dos produtos a disponibilizar em leilão relativamente aos contratos de direitos financeiros sobre capacidade na interligação Portugal - Espanha são listadas e aprovadas nos termos das regras e regulamentação específica aplicáveis à entidade gestora dos leilões nos termos do número 4.4.

4.3 MECANISMO DE ATRIBUIÇÃO DE CONTRATOS E PREÇOS

Para efeitos de atribuição inicial dos contratos de direitos financeiros sobre capacidade na interligação Portugal - Espanha é instituído um mecanismo de leilão, que constitui uma emissão primária por conta dos sistemas elétricos português e espanhol.

O mecanismo de leilão deve assegurar uma atribuição de contratos de direitos financeiros sobre capacidade na interligação Portugal - Espanha de acordo com critérios transparentes, objetivos e não discriminatórios.

O leilão decorre através de um processo de encontro de ofertas, que é objeto de detalhe no âmbito das respetivas regras específicas.

O leilão para a atribuição de contratos de direitos financeiros sobre capacidade na interligação Portugal - Espanha será implementado pela entidade gestora do leilão, designada no presente procedimento, de acordo com as regras estabelecidas, e será supervisionado pela ERSE em colaboração com o regulador de energia espanhol, sem prejuízo das competências de supervisão específicas da Comissão do Mercado de Valores Mobiliários (CMVM) e da Comissão Nacional de Mercado de Valores (CNMV) no exercício das suas respetivas funções.

A ERSE, em coordenação com o regulador espanhol, aprovará através de deliberação:

a. A convocatória do leilão, assim como a periodicidade de realização do mesmo.

b. Os horizontes temporais dos contratos negociados, que podem ser anuais, trimestrais e mensais, consoante os termos da respetiva deliberação.

c. O número de contratos oferecidos pelo sistema elétrico português e pelo sistema elétrico espanhol, limitado ao valor máximo da capacidade de interligação disponível indicado pelos respetivos operadores de sistema português e espanhol.

d. As regras e os procedimentos de leilão de atribuição dos contratos, baseadas nos princípios estabelecidos em anexo ao presente procedimento.

e. A data de realização do leilão.

f. Quaisquer outros aspetos do leilão.

Os agentes de mercado com posições líquidas longas em contratos, para os horizontes temporais em negociação em cada leilão, poderão colocar ofertas de venda de contratos para esses mesmos horizontes temporais, concretizáveis nos termos da deliberação referida anteriormente.

O preço de fecho de cada tipo de contrato adjudicado em leilão resulta da aplicação das regras do leilão.
A partir do momento do encerramento do leilão, e uma vez que é confirmado pelas entidades responsáveis pela sua supervisão, de que todo processo foi conduzido de forma transparente, objetiva, competitiva e não discriminatória, a entidade gestora do leilão comunicará os resultados globais do mesmo (montante total colocado e o preço resultante do leilão), à ERSE, à Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), aos operadores de sistema português e espanhol e aos participantes do leilão.

A entidade gestora do leilão deverá notificar cada uma das entidades adjudicatárias do número de contratos a si atribuídos relativo a cada horizonte temporal.

A entidade gestora do leilão publicará na sua página de internet os resultados do leilão.

O resultado do leilão será vinculativo para as entidades adjudicatárias, sejam elas vendedoras ou compradoras.

4.4 Entidade Gestora dos Leilões, Contraparte Central e Entidade Responsável pela Liquidação

De forma transitória e até à aprovação do código de rede de atribuição a prazo da capacidade (*FCA NC*[1]) que institua e operacionalize uma plataforma única europeia de leilões, é designado o Operador do

Mercado Ibérico - Polo Português (OMIP), como a entidade responsável pela organização e gestão dos leilões de emissão primária de contratos de derivados com liquidação financeira.

De forma transitória é ainda designada a OMICLEAR como contraparte central e entidade responsável pela liquidação dos contratos leiloados e pela liquidação do mercado secundário dos mesmos.

A entidade gestora do leilão, OMIP, a contraparte central e a entidade responsável pela liquidação, OMICLEAR, deverão elaborar uma proposta de regras, que será aprovada pela Comissão de Mercados e Valores Mobiliários, considerando os mecanismos de coordenação e cooperação instituídos no Conselho de Reguladores do MIBEL.

O OMIP e a OMICLEAR serão responsáveis pela publicação e comunicação aos participantes de todas as informações que digam respeito ao leilão, durante todas as fases relativas ao leilão, de acordo com o estabelecido nas respetivas regras.

4.5 ENTIDADE SUPERVISORA DOS LEILÕES

Sem prejuízo das competências de supervisão dos reguladores financeiros presentes no Conselho de Reguladores do MIBEL, a ERSE será a entidade supervisora dos leilões de emissão primária, em coordenação com o seu homólogo em Espanha. Para este efeito, cada regulador designará dois representantes, com plenos poderes na supervisão do leilão e, principalmente, confirmar que todo o processo de leilão foi realizado de uma forma transparente, objetiva, competitiva e não discriminatória, e validando os resultados do leilão.

A entidade supervisora dos leilões poderá elaborar relatórios sobre o desenho e potenciais melhorias dos leilões.

A entidade supervisora dos leilões poderá solicitar toda a informação que seja necessária para o exercício das suas funções relacionadas com o leilão.

4.6 PROCEDIMENTO DE REGISTO PARA PARTICIPAÇÃO NO LEILÃO

Para poder participar no leilão de emissão primária, os agentes interessados devem aceitar e cumprir os requisitos estabelecidos no procedimento de registo previsto nas regras do leilão, incluindo as condições relativas às garantias que venham a ser definidas.

O procedimento de registo deverá respeitar os princípios da não discriminação e de transparência.

4.7 DIREITOS E DEVERES DOS AGENTES PARTICIPANTES

O agente participante no leilão deve dar cumprimento às seguintes obrigações:

a. Ter assinado, o Acordo de Admissão à Negociação com as condições e requisitos formais estabelecidos.

b. Aceitar e realizar o procedimento de registo previsto nas regras, de modo a poder participar no leilão.

c. Aceitar os resultados do leilão, uma vez validado o seu resultado global pelas entidades supervisoras.

d. Manter a confidencialidade da informação obtida no âmbito da participação no leilão, quando esta não seja pública, de acordo com as disposições referidas nas regras do leilão.

e. Cumprir qualquer outro requisito previsto nas regras do leilão e em outros normativos aplicáveis.

O agente participante no leilão terá os seguintes direitos:

a. Ser devidamente informado em relação a todas as questões subordinadas ao funcionamento e às regras do leilão.
b. Participar no leilão, de acordo com as respetivas regras aprovadas.
c. Ser informado dos resultados do leilão, de acordo com as disposições referidas nas regras do leilão.
d. Ter acesso a toda a informação e documentação relacionada com o leilão e, em particular, com a sua participação no leilão, de acordo com as disposições referidas nas respetivas regras.

4.8 DIREITOS E OBRIGAÇÕES DAS ENTIDADES ADJUDICATÁRIAS

A entidade adjudicatária compradora, de acordo com os prazos e condições que se estabeleçam nas regras do leilão, tem:

a. O direito a receber o montante resultante da liquidação dos contratos detidos, de acordo com o disposto no número 4.14 do presente Procedimento.

b. A obrigação de pagar o preço de equilíbrio do leilão (prémio) dos contratos a si adjudicados.

A entidade adjudicatária vendedora, de acordo com os prazos e condições que se estabeleçam nas regras do leilão, tem:

a. O direito a receber o preço de equilíbrio do leilão (prémio) dos contratos adjudicados.

b. A obrigação de pagar o montante resultante da liquidação dos contratos adjudicados no leilão de emissão primária.

4.9 DIREITOS E OBRIGAÇÕES DO OPERADOR DO SISTEMA ELÉTRICO PORTUGUÊS

O operador de sistema elétrico português, na qualidade de entidade representante do sistema elétrico português, atuando no âmbito do mecanismo de gestão conjunta da interligação Portugal – Espanha previsto no presente procedimento, está obrigado a:

a. Oferecer o número de contratos de cada tipo, que lhe sejam atribuídos de acordo com a deliberação mencionada no número 3.3 do presente procedimento.

b. Aceitar os resultados do leilão, uma vez validado o seu resultado global pela entidade supervisora.

c. Pagar o montante resultante da liquidação dos contratos de que tenha resultado adjudicatário, como vendedor, nos termos e condições estabelecidas nas regras do leilão.

d. Cumprir com os requisitos, como contraparte dos contratos, que venham a ser estabelecidos nas regras do leilão.

O operador de sistema elétrico português, na qualidade de entidade representante do respetivo sistema elétrico, atuando no âmbito do mecanismo de gestão conjunta da interligação Portugal – Espanha

previsto no presente procedimento, terá direito a receber o preço de equilíbrio do leilão (prémio) dos contratos adjudicados nos leilões de emissão primária, nos termos e condições estabelecidas nas regras do leilão.

4.10 Repartição de Custos do Mecanismo de Gestão a Prazo da Interligação Entre Portugal e Espanha

Os custos imputáveis à organização do leilão, serão repartidos equitativamente na proporção de 50% entre os dois sistemas, português e espanhol.

O montante necessário para cobrir os custos deverá provir das rendas de congestionamento resultantes do processo de separação de mercados, apuradas de acordo com o estabelecido no número 2.3 deste procedimento.

4.11 Liquidação de Obrigações Decorrentes do Mecanismo de Gestão a Prazo da Interligação entre Portugal e Espanha

A OMICLEAR liquidará entre os dois sistemas, português e espanhol, em partes equitativas, as obrigações de pagamento ou direitos de recebimento, no âmbito da aplicação do número 3.14 do presente procedimento, correspondentes aos contratos de que sejam titulares.

Em Portugal, o operador do sistema elétrico português será responsável, como contraparte da OMICLEAR, pelas obrigações resultantes dos contratos que tenham sido adjudicados nos leilões de emissão primária.

Nas situações de força maior mencionadas no número 2.6 do presente procedimento, e enquanto persistir a declaração de força maior, a liquidação das obrigações de pagamento que caibam ao operador de sistema português é limitada ao valor do preço de equilíbrio do leilão (prémio) dos contratos em que tenha resultado adjudicatário vendedor.

O operador de sistema elétrico português, diretamente ou através de uma filial, é habilitado a, em representação do sistema elétrico português, realizar todos os pagamentos à OMICLEAR, relativos à liquidação dos produtos adjudicados em cada leilão aos sistemas elétricos português e espanhol, na proporção de 50% do valor global a liquidar.

4.12 GARANTIAS DE LIQUIDAÇÃO DE OBRIGAÇÕES DECORRENTES DO MECANISMO DE GESTÃO A PRAZO DA INTERLIGAÇÃO ENTRE PORTUGAL E ESPANHA

Para efeitos dos pagamentos mencionados no número 3.11, o operador de sistema elétrico português pode consignar o valor económico das rendas de congestionamento derivadas do processo de separação de mercados que lhe sejam atribuíveis, bem como a metade do valor económico do prémio liquidado nos leilões de emissão primária.

O operador de sistema elétrico português cobrirá os possíveis desfasamentos de tesouraria do sistema elétrico português, consequência da liquidação dos leilões e das rendas de congestionamento resultantes do processo de separação de mercados ocorrida na interligação com Espanha.

Os recebimentos ou pagamentos adicionais correspondentes ao sistema elétrico português serão incorporados nos proveitos para determinação e cálculo das tarifas, nos termos estabelecidos no Regulamento Tarifário do setor elétrico.

4.13 INFORMAÇÃO DA NEGOCIAÇÃO E DA LIQUIDAÇÃO DE OBRIGAÇÕES DECORRENTES DO MECANISMO DE GESTÃO A PRAZO DA INTERLIGAÇÃO ENTRE PORTUGAL E ESPANHA

O OMIP, enquanto entidade gestora do leilão, bem como a OMICLEAR relativamente ao processo de liquidação, devem fornecer ao operador do sistema elétrico português, dentro do prazo e no formato que venha a ser estabelecido, o resultado da liquidação do prémio e dos produtos adjudicados em cada um dos sistemas elétricos português e espanhol.

4.14 FATURAÇÃO E LIQUIDAÇÃO DOS CONTRATOS

A OMICLEAR enquanto entidade responsável pela liquidação, é responsável pela gestão dos procedimentos de liquidação, faturação e pagamentos e recebimentos decorrentes do leilão.

A liquidação e faturação do preço de equilíbrio do leilão (prémio) referente aos produtos leiloados, bem como a gestão de pagamentos e recebimentos serão realizados de acordo com as disposições constantes das regras do leilão, bem como demais legislação e regulamentação aplicáveis.

Na liquidação do preço determinado em leilão (prémio):

a. Ao titular vendedor do contrato ES-PT (opção de cobertura relativo à exportação de Espanha para Portugal) será liquidado como um direito a receber o produto do prémio

resultante do respetivo leilão desse contrato pelo número de contratos detidos.

b. Ao titular vendedor do contrato PT-ES (opção de cobertura relativo à exportação de Portugal para Espanha) será liquidado como um direito a receber o produto do prémio resultante do respetivo leilão desse contrato pelo número de contratos detidos.

Na liquidação dos produtos adjudicados, processo mediante o qual se determina o montante final a pagar pelos devedores e a receber pelos credores:

a. Ao titular comprador do contrato ES-PT (opção de cobertura relativo à exportação de Espanha para Portugal) será liquidado como um direito a receber o produto horário da energia associada ao nominal de cada contrato pela diferença entre o preço de mercado diário português (PP) deduzido do preço de mercado diário espanhol (PE), para as horas em que a diferença (PP - PE) é positiva, salvo nas situações de força maior mencionadas no número 2.6 do presente procedimento, e enquanto persistir a declaração de força maior, em que o valor a liquidar é limitado ao valor do preço de equilíbrio do leilão (prémio) do respetivo contrato.

b. Ao titular comprador do contrato PT-ES (opção de cobertura relativo à exportação de Portugal para Espanha) será liquidado como um direito a receber o produto horário da energia associada ao nominal de cada contrato pela diferença entre o preço de mercado diário espanhol (PE) deduzido do preço de mercado diário português (PP), para as horas em que a diferença (PE - PP) é positiva, salvo nas situações de força maior mencionadas no número 2.6 do presente procedimento, e enquanto persistir a declaração de força maior, em que o valor a liquidar é limitado ao valor do preço de equilíbrio do leilão (prémio) do respetivo contrato.

c. Ao titular vendedor do contrato ES-PT (opção de cobertura relativo à exportação de Espanha para Portugal) será liquidado como uma obrigação a pagar o produto horário da energia associada ao nominal de cada contrato pela diferença entre o preço de mercado diário português (PP) deduzido do preço de mercado diário espanhol (PE), para as horas em que a diferença (PP - PE) é positiva, salvo nas situações de força maior mencionadas no número 2.6 do presente procedimento, e enquanto persistir a declaração de força maior, em que o valor a liquidar é limitado ao valor do preço de equilíbrio do leilão (prémio) do respetivo contrato.

d. Ao titular vendedor do contrato PT-ES (opção de cobertura relativo à exportação de Portugal para Espanha) será liquidado como uma obrigação a pagar o produto horário da energia associada ao nominal de cada contrato pela diferença entre o preço de mercado diário espanhol (PE) deduzido do preço de mercado diário português (PP), para as horas em que a diferença (PE - PP) é positiva, salvo nas situações de força maior mencionadas no número 2.6 do presente procedimento, e enquanto persistir a declaração de força maior, em que o valor a liquidar é limitado ao valor do preço de equilíbrio do leilão (prémio) do respetivo contrato.

4.15 MARGENS E GARANTIAS

A OMICLEAR, enquanto contraparte central, é a entidade responsável pela gestão de margens e de garantias, de acordo com as disposições referidas nas regras do leilão.

O cumprimento das obrigações de margens e garantias é um pré-requisito para a participação nos leilões de emissão primária.

Os titulares dos contratos, adquiridos em leilão, devem ter garantias suficientes para a liquidação dos mesmos. O montante da garantia que deve ser mantida junto da OMICLEAR pelos titulares dos contratos será calculada e atualizada de acordo com os procedimentos definidos nas regras do leilão.

O operador de sistema elétrico português, na qualidade de entidade representante do sistema elétrico português, atuando no âmbito do mecanismo de gestão conjunta da interligação Portugal – Espanha previsto no presente procedimento, será responsável por assumir o valor das garantias exigidas para participação nos leilões de emissão primária, na proporção dos contratos de que tenha resultado adjudicatário, como vendedor, nos termos e condições estabelecidas nas regras do leilão.

4.16 MERCADO SECUNDÁRIO

O titular dos contratos financeiros que tenham sido adquiridos em leilão ou em mercado secundário, poderão transferir os referidos contratos, mediante notificação prévia à OMICLEAR, cumprindo as condições que venham a ser especificadas nas regras do leilão.

PROCEDIMENTO N.º 2

RESOLUÇÃO DE CONGESTIONAMENTOS NA INTERLIGAÇÃO PORTUGAL-ESPANHA POSTERIORES AO PROGRAMA BASE DE FUNCIONAMENTO

1 NÍVEL DE TROCA DE ENERGIA RESULTANTE DO PROGRAMA DIÁRIO BASE DE FUNCIONAMENTO SUPERIOR À CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO ENTRE PORTUGAL E ESPANHA

Na situação em que o programa global de trocas de energia elétrica resultante do Programa Diário Base de Funcionamento para a interligação entre Portugal e Espanha seja superior ao valor da capacidade efetiva disponível para troca de energia elétrica na interligação no correspondente sentido de fluxo em cada período, devido, por exemplo, a uma redução da capacidade de interligação face ao valor inicialmente previsto e publicado, o operador da rede de transporte português, em coordenação com o seu homólogo espanhol, identificará a amplitude da diferença entre ambos os valores, devendo tomar este valor de diferença em consideração no processo de programação da operação de cada um dos dois sistemas, considerando-o como uma necessidade de reserva adicional de potência.

A aplicação do mecanismo de resolução de congestionamentos na interligação Portugal - Espanha ocorridos posteriormente ao Programa Diário Base de Funcionamento só terá lugar se, chegado o momento da programação para o qual foi identificada a necessidade de reserva adicional de potência, o valor da troca de energia elétrica entre ambos os sistemas for efetivamente superior ao máximo permitido de acordo com os critérios de segurança de operação de um ou de ambos os sistemas elétricos.

Neste caso, a resolução dos congestionamentos identificados na interligação entre Portugal e Espanha será o descrito no Procedimento n.º 3 relativo à aplicação de Ações Coordenadas de Balanço.

2 CONGESTIONAMENTO IDENTIFICADO EM TEMPO REAL

Considera-se que ocorre um congestionamento na interligação entre Portugal e 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.

A resolução de congestionamentos ocorridos em tempo real, deve ser efetuada de acordo com o descrito no Procedimento n.º 3 relativo à aplicação de Ações Coordenadas de Balanço.

PROCEDIMENTO N.º 3

APLICAÇÃO DE AÇÕES COORDENADAS DE BALANÇO

1 AÇÃO COORDENADA DE BALANÇO

Nas situações de ocorrência de congestionamentos descritas nos pontos 1 e 2 do Procedimento n.º 2 devem ser aplicadas "Ações Coordenadas de Balanço".

Na aplicação destas ações, os operadores das redes de transporte dos sistemas elétricos português e espanhol devem estabelecer de forma coordenada um novo programa de troca de energia elétrica na interligação, com a amplitude e sentido apropriados, sobrepondo este programa aos programas de trocas existentes, de modo a que o saldo líquido global dos programas de trocas entre ambos os sistemas elétricos respeite o valor da capacidade de interligação disponível, e permitindo a resolução da situação de congestionamento na interligação identificada em tempo real.

Depois da programação efetiva da ação coordenada de balanço, cada sistema deve efetuar a gestão dos seus mecanismos de balanço em conformidade, tendo em conta as necessidades globais de cada sistema para assim fazer face à nova situação.

A resolução dos congestionamentos na interligação, identificados posteriormente à publicação do PDBF deve permitir a execução efetiva de todos os programas estabelecidos em resultado das diferentes modalidades de contratação, sem que nenhum destes programas seja reduzido ou anulado.

2 CRITÉRIOS DE APLICAÇÃO DAS AÇÕES COORDENADAS DE BALANÇO

A aplicação de "Ações Coordenadas de Balanço", referidas no ponto 1 deve respeitar os seguintes critérios:

- Coordenação entre os operadores das redes de transporte dos sistemas elétricos português e espanhol.
- Não discriminação e máxima transparência.
- Somente quando o congestionamento não possa ser resolvido por outros métodos, tais como a adoção, em comum acordo, de medidas topológicas.
- Durante o tempo mínimo imprescindível para a resolução do congestionamento.

3 VALORIZAÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DOS CUSTOS RESULTANTES DA APLICAÇÃO DO MECANISMO DE SOLUÇÃO DE CONGESTIONAMENTOS NA INTERLIGAÇÃO ENTRE PORTUGAL E ESPANHA POSTERIORES AO PDBF

A redução da capacidade no curto prazo mediante a aplicação de "Ações Coordenadas de Balanço" conforme descrito no ponto 1, após a programação ter sido efetuada pelos agentes, incorre em custos associados.

Os custos associados aos desvios ao programa, através da aplicação de "Ações Coordenadas de Balanço" devem ser assumidos por cada sistema de forma independente.

Por outro lado, o sistema inicialmente exportador deve compensar o sistema importador pela energia elétrica não exportada em consequência da redução de capacidade de interligação, valorizada ao preço da zona exportadora, devendo também ser devolvida ao sistema importador a renda de congestionamento associada à energia elétrica não exportada valorizada pela diferença de preços entre zonas no sentido congestionado.

PARTE III - DISPOSIÇÕES FINAIS

1 NORMA REMISSIVA

A ERSE poderá, nas situações em que não seja exequível a coordenação com o regulador espanhol, descrita no número 3.3 do Procedimento n.º 1 referente ao Mecanismo Coordenado de Gestão a Prazo da Interligação, determinar a convocatória do leilão, a qual se aplicará exclusivamente ao operador de sistema elétrico português, na qualidade de entidade representante do respetivo sistema.

Para efeitos do parágrafo anterior e nas situações nele previstas, as obrigações e direitos emergentes dos contratos de que vier a resultar adjudicatário o operador de sistema elétrico português, na qualidade de entidade representante do respetivo sistema, nos leilões de emissão primária, será responsabilidade deste último, aplicando-se, com as necessárias adaptações, as regras constantes dos números 4.3, 4.7, 4.9, 4.10, 4.11 e 4.12.

PARTE IV - DISPOSIÇÕES FINAIS

1 NORMA REMISSIVA

Aos procedimentos administrativos previstos no presente Manual, não especificamente nele regulados, aplicam-se as disposições do Código do Procedimento Administrativo.

2 PRAZOS

Sem prejuízo de outra indicação específica, os prazos estabelecidos no presente procedimento, que não tenham natureza administrativa, são prazos contínuos.

Os prazos previstos no parágrafo anterior contam-se nos termos gerais do Código Civil.

Salvo indicação em contrário, quaisquer prazos fixados para o cumprimento do presente Manual contam-se das 00:00h às 24:00h.

3 FISCALIZAÇÃO DA APLICAÇÃO DO MANUAL

A fiscalização da aplicação do presente Manual integra as competências da ERSE, nos termos dos seus Estatutos e demais legislação aplicável.

Para efeitos do disposto no número anterior, a ERSE aprovará as normas e os procedimentos aplicáveis às ações de fiscalização realizadas diretamente ou mediante uma terceira entidade, designadamente às auditorias previstas e necessárias.

4 REGIME SANCIONATÓRIO

A inobservância das disposições estabelecidas no presente Manual, está sujeita ao regime sancionatório da ERSE, considerando designadamente o disposto no artigo 29.º da Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro.

Toda a informação e documentação obtida no âmbito da aplicação do presente Manual, incluindo a resultante de auditorias, inspeções, petições, queixas, denúncias e reclamações, pode ser utilizada para efeitos de regime sancionatório nos termos previstos na Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro.

5 INFORMAÇÃO A ENVIAR À ERSE

Salvo indicação em contrário pela ERSE, toda a informação a enviar à ERSE pelos sujeitos intervenientes, nos termos previstos no presente Manual, deve ser apresentada em formato eletrónico.

6 DIVULGAÇÃO

A divulgação do presente Manual processa-se nos termos previstos no RARI.

7 ENTRADA EM VIGOR

O presente Manual entra em vigor no dia seguinte ao da sua publicação, sem prejuízo do disposto nos parágrafos seguintes.

As disposições que carecem de ser desenvolvidas nos termos previstos no presente Manual entram em vigor com a publicação dos respetivos atos que as aprovam.

A regulamentação que integra os documentos previstos no presente Manual, já aprovados pela ERSE ao abrigo de regulamentos anteriores, mantém-se em vigor até à aprovação de novos documentos que os venham substituir, devendo-se, na sua aplicação, ter em conta as disposições do presente Manual.

PARTE V- ANEXOS

ANEXO AO PROCEDIMENTO N.º 1 – CRITÉRIOS GERAIS QUE DEVEM REGER AS REGRAS DOS LEILÕES EXPLÍCITOS

1. A convocatória do leilão é pública e dirigida a qualquer agente de mercado que cumpra com os requisitos de participação definidos na regulamentação aplicável e regras específicas do leilão.

2. A ERSE supervisiona, de forma coordenada com o regulador espanhol, a gestão dos leilões e garante que estes decorrem de forma objetiva, competitiva, transparente e não-discriminatória, devendo, igualmente, notificar a contraparte central e entidade responsável pela liquidação da declaração de situação força maior prevista no número 2.6 do

Procedimento n.º 1 relativo ao Mecanismo Coordenado de Gestão a Prazo da Interligação.

3. A entidade gestora dos leilões e a entidade responsável pela liquidação devem divulgar na sua página de internet, e no âmbito das suas competências específicas, a seguinte informação:

    a. As regras do leilão e a caracterização das cláusulas contratuais gerais dos produtos a disponibilizar em leilão.

    b. Uma breve descrição do processo de registo no leilão.

    c. Uma breve descrição do procedimento de leilão.

    d. Os elementos de contacto da entidade gestora do leilão (nomes, número de fax e de telefone e endereços de e-mail).

    e. As datas e os prazos indicativos relativos a cada uma das diferentes etapas do leilão (registo de agentes, sessões informativas, leilão, etc.).

    f. As especificações de cada leilão (referente ao tipo de contrato a ser leiloado, o número máximo de contratos oferecidos pelos sistemas elétricos português e espanhol).

    g. Os formulários que deverão ser utilizados pelos agentes participantes de modo a dar cumprimento aos requisitos documentais do leilão.

    h. Os resultados de cada leilão (preço e quantidade adjudicada em cada produto leiloado, número de participantes no leilão e número de adjudicatários), devendo manter a informação referente aos resultados dos leilões durante, pelos menos, 5 anos.

    i. Outras informações relevantes.

4. O processo de registo será limitado aos agentes de mercado habilitados, definidos no número 4.1 do Procedimento n.º 1 referente ao Mecanismo Coordenado de Gestão a Prazo da Interligação e requer a assinatura de uma declaração de aceitação das regras do leilão, assim como a salvaguarda dos compromissos de confidencialidade e de não conflito de interesses.

5. Os agentes de mercado registados receberão da entidade gestora do leilão todas as informações relevantes para que o leilão decorra de forma transparente, objetiva, competitiva e não-discriminatória.

6. A informação exigida pela entidade gestora do leilão, contraparte central e entidade responsável pela liquidação aos agentes registados interessados em participar no leilão, deverá incluir:
    a. Uma declaração dos volumes máximos a licitar.
    b. A apresentação de garantias financeiras associadas a esses volumes máximos.
7. Os detalhes referentes ao mecanismo de leilão e, em particular, ao processo de formação do preço de encontro.
8. O procedimento relativo ao cálculo e atualização de margens e garantias.
9. O procedimento de liquidação, de faturação, de recebimentos e pagamentos.
10. Os agentes apresentarão ofertas de compra mediante blocos de oferta com quantidade e preço.
11. O número total de blocos é limitado ao número máximo de blocos definido pela entidade gestora do leilão e não pode exceder o volume leiloado para cada produto.
12. Sempre que ocorra, os agentes vendedores do produto apresentarão ofertas de venda mediante blocos de oferta com quantidade e preço, de acordo com as regras do leilão.
13. O número de blocos de oferta para um mesmo agente e para preços distintos é limitado a um máximo.
14. A implementação do leilão deverá ser precedida da realização de sessões de formação e informação a realizar com os agentes de mercado, incluindo testes de sistemas utilizados e procedimentos a adotar.
15. A validação dos resultados do leilão a que se refere o número 4.5 do Procedimento n.º 1 relativo ao Mecanismo Coordenado de Gestão a Prazo da Interligação, deverá ocorrer antes de decorridas 24 horas sobre a hora de fecho do leilão.