

ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

Diretiva n.º 16/2021

Sumário: Aprova a Implementação do Mercado de Banda de Reserva de Regulação.

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

Tendo em conta as profundas alterações que se têm vindo a verificar no SEN, maioritariamente orientadas para que o Estado Português cumpra as metas estabelecidas no acordo de Paris em relação à descarbonização da sociedade e da economia, é necessário prever o recurso a medidas de salvaguarda do SEN para colmatar eventuais necessidades de reserva operacional, no período compreendido entre a desclassificação das centrais termoelétricas a carvão, que se completará em 2021, e a entrada em serviço, sem restrições, da totalidade das centrais da bacia do Tâmega e das centrais solares cuja ligação ao SEN se encontra prevista.

Refira-se que, adicionalmente, o Estado Português comprometeu-se em cessar o atual Serviço de Interruptibilidade em 2021, o que corresponderá à eliminação dum mecanismo de gestão da procura que, até ao momento, estava à disposição do Gestor Global do Sistema.

É ainda de referir que o mecanismo de reserva de segurança estabelecido pela Portaria n.º 41/2017, de 27 de janeiro, que estabelece o regime de remuneração da reserva de segurança prestada ao SEN através de serviços de disponibilidade fornecidos pelos produtores de energia elétrica e outros agentes de mercado, se encontra suspenso até que “seja rececionada pelo Estado Português a pronúncia inequívoca da Comissão Europeia relativamente à compatibilidade do mecanismo de reserva de segurança do SEN com as disposições comunitárias relativas a auxílios do Estado no setor da energia” (ponto 2 do artigo 2.º da Portaria n.º 93/2018, de 3 de abril).

Assim sendo, torna-se essencial encontrar soluções alternativas que possam mitigar a supracitada redução de potência instalada e reserva operacional no SEN, por forma a que os consumos nacionais sejam permanentemente abastecidos e que exista uma quantidade mínima de reserva terciária por forma a fazer face a incertezas associadas à geração e ao consumo, com o objetivo de manter dentro dos limites aceitáveis, o desvio da interligação com Espanha em relação ao programado e para recuperar o equilíbrio do sistema após um incidente inesperado que produza um desvio na interligação fora dos limites de aceitabilidade.

O Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativo ao mercado interno da eletricidade (Regulamento MIE), obriga à elaboração de uma avaliação europeia de adequação de recursos, para verificar e validar a existência de problemas de adequação que justifiquem a implementação de soluções alternativas para garantir o funcionamento dos sistemas elétricos, nas quais se incluem os mecanismos do tipo de reserva estratégica. Caso se justifique essa avaliação europeia poderá ser complementada por avaliações nacionais.

No entanto, no estudo sobre os riscos de cobertura com base nos cenários e previsões do Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento do SEN (RMSA-E 2021), a REN identifica as necessidades de reserva operacional para cumprimento dos padrões de segurança do abastecimento, ICP (Índice de Cobertura Probabilístico) e LOLE (*Loss of Load Expectation*), atualizando as suas necessidades de capacidade para 2022, evidenciando a não garantia da segurança de abastecimento em determinados cenários e a consequente necessidade de reserva adicional.

Para responder a situações como esta, no enquadramento dado pelo Regulamento (UE) 2017/2195 da Comissão, de 23 de novembro de 2017, que estabelece orientações relativas ao equilíbrio do sistema elétrico (Regulamento EBGL), no n.º 1 do artigo 26.º está prevista a possibilidade da eventual aplicação de um produto específico no âmbito do mercado de serviços de sistema,

sendo a entidade reguladora nacional competente, em conformidade com estabelecido na alínea d) do n.º 4 do artigo 5.º do Regulamento EBGL, responsável pela aprovação dos termos e condições ou metodologias elaborados pelos operadores de rede de transporte de produtos específicos.

Para o efeito, a REN, na qualidade de operador de rede de transporte, realizou uma consulta pública relativa à implementação de um produto específico com aquele propósito, o que se veio a consubstanciar na proposta de criação de um mercado de Banda de Reserva de Regulação (BRR), que a ERSE enquadrou nas alterações necessárias no MPGGS e que foi objeto de consulta de interessados.

É, assim, neste contexto que a ERSE aprova, efetuada a análise e ponderação dos comentários recebidos na referida audiência de interessados, a 6.ª alteração ao Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico, que se consubstancia nas alterações aos Procedimentos n.º 1, n.º 4, n.º 6 e n.º 21 já em vigor e o aditamento do Procedimento n.º 13-B.

Nestes termos,

Ao abrigo das disposições conjugadas do n.º 5 do artigo 6.º do Regulamento de Operação das Redes do setor elétrico, aprovado pelo Regulamento n.º 557/2014, de 19 de dezembro, na redação vigente e do artigo 322.º do Regulamento das Relações Comerciais dos Setores Elétrico e do Gás, aprovado pelo Regulamento n.º 1129/2020, de 30 de dezembro, do n.º 3 do artigo 9.º, do n.º 5 do artigo 10.º e da alínea c) do n.º 2 do artigo 31.º, todos dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, na redação atual, o Conselho de Administração da ERSE aprovou, por deliberação de 3 de novembro de 2021, o seguinte:

Artigo 1.º

Objeto

A presente Diretiva procede à sexta alteração ao Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico (MPGGS), aprovado pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) através da Diretiva n.º 10/2018, de 10 de julho, com as alterações introduzidas pela Diretiva n.º 14/2018, de 10 de agosto, pela Diretiva n.º 7/2019, de 26 de fevereiro, pela Diretiva n.º 9/2020, de 29 de maio, pela Diretiva n.º 4/2021, de 25 de janeiro e pela Diretiva n.º 13/2021, de 19 de julho.

Artigo 2.º

Alteração do MPGGS

São alterados o Procedimento n.º 1, o Procedimento n.º 4, o Procedimento n.º 6 e o Procedimento n.º 21, todos do MPGGS, que passam a ter a redação constante do anexo I a esta deliberação.

Artigo 3.º

Aditamento ao MPGGS

É aditado ao MPGGS o Procedimento n.º 13-B, na redação constante do anexo I a esta deliberação.

Artigo 4.º

Termos e condições da banda de reserva de regulação

São aprovados os termos e condições aplicáveis à banda de reserva de regulação, na redação constante do anexo II a esta deliberação.

Artigo 5.º

Entrada em vigor

A presente Diretiva entra em vigor no dia seguinte à sua publicação.

3 de novembro de 2021. — O Conselho de Administração: *Mariana Oliveira* — *Pedro Verdelho*.

ANEXO I

**PROCEDIMENTO N.º 1
DISPOSIÇÕES GERAIS****1 OBJETO**

O presente Manual de Procedimentos estabelece as disposições aplicáveis ao funcionamento da atividade de Gestão Global do Sistema, desenvolvida pelo operador da rede de transporte, 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) Agente de Mercado Consumidor;
- c) Comercializadores;
- d) Comercializadores de Último Recurso;
- e) Consumidores de Energia Elétrica;
- f) Operadores da Rede de Distribuição de Energia Elétrica;
- g) Operador da Rede de Transporte de Energia Elétrica;
- h) Produtores em Regime Especial;
- i) 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) Banda de Reserva de Regulação - Margem de variação da potência em que uma Unidade Física Consumidora pode ser mobilizada a subir, num tempo inferior a quinze minutos, partindo do ponto de funcionamento em que se encontra, num Período de Entrega de uma hora;
- k) Capacidade Comercial da Interligação - Capacidade de interligação descontada numa margem de segurança relacionada com o método de cálculo usado na sua determinação, nomeadamente:
 - i. Desvios ocasionais e/ou resultantes da regulação potência-frequência;
 - ii. Atuação da reserva primária;
 - iii. Erros de precisão associados a medidas e aos perfis de geração previstos.
- l) Capacidade de Interligação - Capacidade técnica máxima de trânsito de energia elétrica entre dois sistemas elétricos interligados, compatível com o cumprimento dos critérios de segurança estabelecidos nos respetivos sistemas elétricos. Define-se capacidade de interligação em cada um dos sentidos do fluxo de potência numa interligação elétrica, como o valor máximo do programa de interligação líquido que pode estabelecer-se no dito sentido do fluxo de potência;
- m) Consumo em Bombagem - Energia consumida durante o processo de bombagem por um grupo reversível de um aproveitamento hidroelétrico;
- n) 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;
- o) 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;
- p) 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;
- q) 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;



- r) Desvio à Programação Justificado – Desvio à programação resultante de ação da Gestão Global do Sistema e/ou não imputável à unidade de liquidação;
- s) Horizonte de programação - Período compreendido entre as 23:00 horas do dia d-1 e as 23:00 horas do dia d;
- t) 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;
- u) 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;
- v) 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;
- w) Potência Residual – Potência declarada para uma determinada Unidade Física Consumidora como a potência abaixo da qual o consumidor não está disponível a reduzir o consumo;
- x) 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;
- y) 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;
- z) 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;
- aa) 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;
- bb) 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;
- cc) 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;
- dd) 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;
- ee) 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;
- ff) 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;
- gg) 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;
- hh) 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;
- ii) 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;



- jj) Regulação primária - Função automática descentralizada do regulador de velocidade da turbina para ajustar a potência do gerador, em resultado de um desvio de frequência;
- kk) 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;
- ll) 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;
- mm) 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;
- nn) Unidade de Produção – Grupo hídrico ou térmico de uma determinada instalação de produção;
- oo) 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;
- pp) 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;
- qq) 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;
- rr) 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;
- ss) 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;
- tt) 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 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 n.º 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.

2 A REQUISITOS OPERACIONAIS

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

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

Assim as Unidades Físicas deverão obedecer aos requisitos operacionais estabelecidos nos pontos seguintes.

2-A.1 UNIDADES FÍSICAS HABILITADAS A PARTICIPAR NOS MERCADOS DE SERVIÇOS DE SISTEMA

As comunicações em tempo real entre as Unidades Físicas habilitadas para participarem nos Mercados de Serviços de Sistema e o Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados (SCADA) da GGS terão de ser estabelecidas através de canais redundantes, uma para o Despacho Nacional (Sacavém) e outro para o Centro de Operação (Maia), e apresentarem uma taxa de disponibilidade anual, em toda a cadeia de medida, superior a 96,7%. No caso de num determinado ano civil se verificar um incumprimento nas referidas taxas de disponibilidades de uma determinada Unidade Física, na sequência de causas imputáveis ao Agente de Mercado, esse Agente terá de proceder a pagamento uma penalidade calculada da seguinte forma:

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

Sendo:

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

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

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

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

No caso da GGS deixar de receber em tempo real o conjunto de informações provenientes das Unidades Físicas, durante um período de 15 (quinze) dias consecutivos, na sequência de causas não imputáveis à GGS, o Agente de Mercado será notificado pela GGS desse facto. No caso da mesma não ser corrigida no período de 30 (trinta) dias, após a referida notificação, a Unidade Física verá a sua participação nos mercados de serviços de sistema suspensa até que a referida comunicação seja restabelecida.

Os proventos que resultem da aplicação da penalidade a aplicar aos Agentes de Mercado pelo incumprimento da taxa de disponibilidade das cadeias de medida serão considerados proventos permitidos da atividade da 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:

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

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) A Unidade Física pode ser excluída por:
- b) Termo da licença de produção ou da licença de exploração;
- c) Cessação do Contrato de Uso de Redes, quando aplicável;
- d) Transmissão da propriedade da instalação;
- e) 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 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:

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

2.2 VARIÁVEIS DE CONTROLO DA SEGURANÇA DO SISTEMA ELÉTRICO

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

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

2.3 CONTINGÊNCIAS A CONSIDERAR NA ANÁLISE DE SEGURANÇA

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

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

- a) A falha simultânea dos dois circuitos de linhas duplas que tenham no seu traçado corredores de apoios comuns com mais de 35 km;
- b) Durante a exploração em tempo real, quando for baixo o risco desta contingência por não existirem condições meteorológicas adversas, nem de qualquer outro tipo que afetem negativamente o funcionamento da linha, pode-se não considerar esta contingência na análise de segurança em tempo real;
- c) A falha do maior grupo gerador de uma região e a falha sucessiva de uma das suas linhas de ligação com o resto do sistema ou falha de outro grupo da mesma região quando, após uma primeira falha simples (grupo ou linha), o sistema fica num estado de alerta e não seja possível recuperar o estado normal de funcionamento mediante a utilização dos meios disponíveis para a operação em tempo real.

2.4 MARGENS DAS VARIÁVEIS DE CONTROLO OPERACIONAIS

2.4.1 FUNCIONAMENTO DO SISTEMA EM ESTADO NORMAL

- a) Frequência - A frequência atribuída ao sistema é de 50 Hz ou, alternativamente, o valor consignado pela ENTSO-E com o objetivo de corrigir a hora síncrona. Encontrando-se o SEN interligado com o sistema europeu, as margens de variação de frequência 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.
- d) 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.
- e) Após contingência, a carga dos elementos da rede de transporte poderá atingir os valores estabelecidos no ponto 2.4.2 do presente Procedimento.
- f) Desvios máximos nas interligações - As regras que regem o funcionamento do sistema interligado europeu (Operation Handbook da ENTSO-E) fixam os critérios que têm que ser respeitados por todos os sistemas elétricos que o integram, para evitar fortes desvios involuntários nas interligações entre sistemas adjacentes, os quais poderiam afetar a segurança do sistema interligado, bem como para definir a participação conjunta na manutenção da frequência.



- g) Para garantir o cumprimento efetivo dos referidos critérios, durante a exploração em estado normal, o SEN deve dispor das margens de reserva de regulação que se estabelecem neste Procedimento. Com essas reservas de regulação pretende-se, em primeiro lugar, fazer face às variações imprevistas do consumo e/ou da geração, bem como evitar que nas interligações com o restante sistema europeu se possam produzir desvios de potência importantes.
- h) Com o mesmo fim, nem as alterações de programas de intercâmbio internacional, nem as centrais hídricas em bombagem, 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.
- i) Reserva de Regulação de Potência Ativa - No ponto 5 do presente Procedimento estabelecem-se os requisitos de reserva de regulação primária, secundária e terciária.
- j) Reserva de Regulação de Potência Reativa - Em cada zona elétrica 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	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 dum 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 dum 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 primária exigida (MW);
RP _T	Reserva mínima de regulação primária estabelecida para o conjunto do sistema europeu interligado;
E	Energia produzida no ano anterior pelo SEN (incluídas as exportações e a energia produzida de acordo com os programas pelos grupos em participação).
E _T	Energia total produzida no ano anterior pelo conjunto dos sistemas que compõem o sistema síncrono interligado europeu;

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

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

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

- Antes de 15 segundos para perturbações inferiores a 1500 MW;
- 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 resultantes adjudicatários nos leilões do mercado de banda de reserva de regulação, e posteriormente, para valores inferiores de frequência, conjunto de cargas não críticas 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 deslastes 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 deslastes, 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 deslastes 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 deslastes 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 deslastes 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 deslastes 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 deslastes 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 deslastes 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 deslastes 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 deslastes 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 13-B BANDA DE RESERVA DE REGULAÇÃO

1 ÂMBITO

O presente Procedimento tem por objeto estabelecer as regras relativas ao funcionamento da Banda de Reserva de Regulação, a prestar pelos consumidores de energia elétrica habilitados a prestar o serviço, bem como o regime retributivo do referido serviço e as penalizações associadas a eventuais incumprimentos.

2 DEFINIÇÃO DO SERVIÇO

A correta exploração do SEN, tanto do ponto de vista económico, como de garantia do abastecimento e segurança da operação no curto e médio prazo, exige que exista uma quantidade mínima de reserva terciária por forma a fazer face a incertezas associadas à geração e ao consumo, com o objetivo de manter dentro dos limites do razoável, o desvio da interligação com Espanha em relação ao programado.

No caso de nos estudos de cobertura, realizados de acordo com os pressupostos do RMSA, evidenciarem a existência no sistema elétrico nacional de índices de cobertura (ICP) inferiores à unidade e as análises de reserva operacional revelarem um LOLE (*Loss of Load Expectation*) maior do que 5, haverá

necessidade de complementar a reserva operacional do sistema elétrico nacional com banda de reserva de regulação, provida ao sistema por consumidores habilitados para esse efeito, por forma a salvaguardar a segurança de abastecimento do SEN.

Estabelece-se, como princípio, que o serviço adjudicado aos consumidores que para a prestação deste serviço, seja submetido (de acordo pelas regras indicadas posteriormente neste capítulo) pelos mesmos sob a forma de ofertas de reserva de regulação, de forma a que as mesmas sejam colocadas na curva de reserva de regulação, passando desta forma a ter um tratamento análogo aos outros prestadores do serviço de Reserva Regulação no que diz respeito à mobilização da reserva de regulação para equilíbrio do SEN, obrigações e penalizações.

3 ADESÃO AO SERVIÇO DE BANDA DE RESERVA DE REGULAÇÃO

Os agentes de mercado consumidores que pretendam candidatar-se à prestação do serviço de Banda de Reserva de Regulação devem celebrar previamente um Contrato de Adesão ao Mercado de Serviços de Sistema com a GGS, prestar, caso aplicável, a correspondente caução junto do Gestor Integrado de Garantias (GIG) e iniciar o processo de registo no mercado de contratação de Banda de Reserva de Regulação, cujas regras e procedimentos se encontram descritos no ponto 5.

4 PROCESSO DE HABILITAÇÃO

As entidades que desejem prestar o serviço de Banda de Reserva de Regulação devem preencher os seguintes requisitos:

- a) Ser um agente de mercado consumidor em MAT, AT ou MT;
- b) Na eventualidade da instalação consumidora ter associada uma instalação de cogeração ou ser uma Unidade de Produção em Autoconsumo, comprovar a capacidade de redução do consumo sem perda da geração da referida instalação de produção;
- c) Apresentar uma potência elegível (P_{el}), correspondente à potência média anual verificada entre 1 de junho do ano anterior e 31 de maio do ano em curso, determinada pela GGS superior ou igual a 4 MW;
- d) Instalar um relé de deslastre por frequência, cujos ajustes serão determinados pela GGS, para que o conjunto de consumidores que oferece o serviço de banda de reserva de regulação constitua um escalão de deslastre prévio ao estabelecido para o resto dos consumidores. Em caso de funcionamento deste relé de deslastre por frequência em situações de frequência da rede transeuropeia abaixo da estipulada, o mesmo deve ser contabilizado como uma mobilização de Reserva de Regulação e valorizado ao preço do Mercado de Reserva de Regulação. A instalação do relé de deslastre por frequência deverá, para instalações consumidoras que tenham associada uma instalação de cogeração ou ser uma Unidade de Produção em Autoconsumo, ser efetuada por forma a assegurar que não existe perda de geração;
- e) Instalar os equipamentos de medida em tempo real em conformidade com os requisitos publicados pela GGS;
- f) Não desenvolver uma atividade que inclua serviços essenciais em que a mobilização do serviço possa pôr em risco a segurança de pessoas ou bens;
- g) Correto funcionamento das comunicações em tempo real entre a Unidade Física e o SCADA da GGS;
- h) A inexistência de valores em dívida vencida não regularizada perante a GGS.

Os custos dos equipamentos e infraestruturas necessários à prestação deste serviço são suportados pelos Agentes de Mercado aderentes.

As Unidades Físicas que poderão participar na prestação deste serviço de sistema serão aquelas cuja capacidade total de regulação a subir, equivalente a consumo a baixar, seja superior ou igual a 4 MW e obtenham a correspondente habilitação junto da GGS.

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

O procedimento de habilitação de uma instalação de consumo para a prestação do serviço desenvolve-se nas seguintes fases:

- a) Instrução do pedido de inscrição;
- b) Verificação do cumprimento dos requisitos;
- c) Decisão do Processo de Registo;



- d) Processo de habilitação
- e) Ensaios de Habilitação;
- f) Decisão sobre o processo de habilitação.

4.1 INSTRUÇÃO DO PEDIDO DE INSCRIÇÃO

A instrução do pedido de inscrição inicia-se com a submissão de um pedido de adesão à GGS.

O Requerente, além da informação identificada no Capítulo 2 do Procedimento n.º 2, deve prestar a seguinte informação à GGS:

1. Documentação caraterizadora dos consumos de energia elétrica da instalação consumidora verificados entre 1 de junho do ano anterior e 31 de maio do ano em curso:
 - a) Consumo mensal de energia elétrica e a potência tomada mensal determinada pelas contagens de energia elétrica recolhidas dos equipamentos de contagem e ajustadas para o referencial de geração.
 - b) Quando se trate de uma nova instalação consumidora, a presente informação é substituída pela informação previsional de consumo que em nenhum período pode ultrapassar a potência de ligação contratada pela instalação.
2. Comprovativo que a instalação consumidora está ligada em MAT, AT ou MT
3. Na eventualidade da instalação consumidora ter associada uma instalação de cogeração ou ser uma Unidade de Produção em Autoconsumo, comprovar a capacidade de redução do consumo sem perda da geração das referidas instalações;
4. Declaração emitida pela DGEG em como a instalação consumidora não é um serviço essencial.

A resposta ao pedido do consumidor é comunicada pela GGS ao Requerente, no prazo de 5 (cinco) dias úteis após a receção do pedido, podendo a mesma assumir uma de duas formas:

- a) Pedido completo;
- b) Pedido incompleto, carecendo do preenchimento dos requisitos listados, consistindo na apresentação de documentação em falta ou prestação de esclarecimentos adicionais.

O não preenchimento dos requisitos mencionados anteriormente, no prazo de 15 (quinze) dias úteis a contar da resposta da GGS, determina o cancelamento do pedido de adesão.

4.2 PROCESSO DE REGISTO

Após a receção da documentação mencionada no ponto 4.1, a GGS determina a potência média anual verificada entre 1 de junho do ano anterior e 31 de maio do ano em curso, P_{el} , e verifica, para cada instalação consumidora, que é igual ou superior a 4 MW.

$$P_{el} = \frac{E_{Tot}}{n}$$

onde:

E_{Tot}	Energia total consumida no referencial de geração pela instalação consumidora no período compreendido entre 1 de junho do ano anterior e 31 de maio do ano em curso;
n	Número de horas verificadas no período compreendido entre 1 de junho do ano anterior e 31 de maio do ano em curso.

Na eventualidade da instalação consumidora ter associada uma instalação de cogeração ou ser uma Unidade de Produção em Autoconsumo, deverá ser realizado um ensaio com a duração de 60 minutos em que se comprovará que a produção da instalação de cogeração não é afetada pela redução do consumo da instalação consumidora. A data, hora e potência que a instalação consumidora irá cumprir durante a realização do ensaio são propostos pelo Agente de Mercado à GGS.

Considera-se que o ensaio atesta que a produção da instalação de cogeração não é afetada pela redução do consumo da instalação consumidora quando a produção durante o ensaio for superior ou igual a produção observada antes da realização do ensaio, isto é:

$$P_{Q3\ H-1} \leq \max(P_{Q1\ H}; P_{Q2\ H}; P_{Q3\ H}; P_{Q4\ H})$$

onde,

$P_{Q3\ H-1}$	Potência média produzida pela instalação de cogeração associada à instalação consumidora no 3.º quarto de hora da hora anterior ao da realização do ensaio
$P_{Qn\ H}$	Potência média produzida pela instalação de cogeração associada à instalação consumidora no quarto de hora n da hora em que ocorreu a realização do ensaio

4.3 DECISÃO DO PROCESSO DE REGISTO

Na decisão do processo de registo, a GGS deverá indicar a potência máxima que a instalação pode oferecer no Mercado de Banda de Reserva de Regulação, P_{of} , que corresponderá, salvo o disposto no paragrafo seguinte, à potência média anual verificada entre 1 de junho do ano anterior e 31 de maio do ano em curso. Adicionalmente, comunicará as condições técnicas que o potencial Prestador do Serviço deverá cumprir caso seja adjudicado no Mercado de Banda de Reserva de Regulação.

Na eventualidade da instalação consumidora ter associada uma instalação de cogeração, o valor da P_{of} corresponderá ao valor atestado durante a realização do ensaio estipulado no ponto 4.2 do presente Procedimento que deverá ser superior ou igual a 4 MW. Nestas situação o P_{of} é determinado como:

$$P_{of} = P_{Q3\ H-1} - \max(P_{Q1\ H}; P_{Q2\ H}; P_{Q3\ H}; P_{Q4\ H})$$

onde,

$P_{Q3\ H-1}$	Potência média consumida pela instalação consumidora no 3.º quarto de hora da hora anterior ao da realização do ensaio
$P_{Qn\ H}$	Potência média consumida pela instalação consumidora no quarto de hora n da hora em que ocorreu a realização do ensaio

4.4 CONCLUSÃO DO PROCESSO DE HABILITAÇÃO

Após a contratação do serviço, o Agente de Mercado a quem tenha sido adjudicada Banda de Reserva de Regulação deverá iniciar o processo de habilitação para o início da prestação do serviço, devendo para o efeito prestar a seguinte informação à GGS no prazo máximo de 90 dias após a publicação dos resultados.

As características do Prestador do Serviço e as especificações técnicas das suas instalações, nomeadamente:

- O esquema unifilar da instalação com a indicação dos equipamentos de contagem, do relé de deslastre por frequência, do Transformador de Tensão que fornece a medida de frequência, dos disjuntores/aparelhos de corte que o relé faz atuar e dos equipamentos de medida em tempo real;
- Memória descritiva em que se detalha as parametrizações e configurações do relé de deslastre de frequência;
- Memória descritiva em que se detalha a implementação dos canais de comunicação entre a Unidade Física e o SCADA da GGS;



- d) Memória descritiva dos aplicativos necessários para participar no Mercado de Reserva de Regulação;
- e) Declaração emitida pelo técnico responsável pela exploração da instalação consumidora a atestar a correta instalação e operacionalidade do relé de deslastre por frequência e dos equipamentos de medida em tempo real.

A resposta ao pedido do consumidor é comunicada pela GGS ao Requerente, no prazo de 5 (cinco) dias úteis após a receção do pedido, podendo a mesma assumir uma de duas formas:

- a) Pedido completo;
- b) Pedido incompleto, carecendo do preenchimento dos requisitos listados, consistindo na apresentação de documentação em falta ou prestação de esclarecimentos adicionais.

Após a conclusão deste processo, a GGS responde ao Requerente num prazo de 5 (cinco) dias úteis após a receção do pedido

O não preenchimento dos requisitos mencionados anteriormente, no prazo de 15 (quinze) dias úteis a contar da resposta da GGS, determina o cancelamento do processo de habilitação. Caso a prestação do serviço não possa dar início no prazo estipulado devido a falta de apresentação de documentação em falta ou prestação de esclarecimentos adicionais, ou outra questão, a GGS poderá cancelar o pedido de adesão.

4.5 VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DO REQUISITOS

Após a receção da documentação indicada no ponto 4.4, a GGS verifica se a instalação consumidora cumpre todos os requisitos técnicos identificados no ponto 4 e, caso se confirme o cumprimento dos requisitos técnicos, procede ao agendamento dos ensaios.

4.6 ENSAIOS DE HABILITAÇÃO

Para comprovar o cumprimento dos requisitos técnicos e operacionais, o Agente de Mercado deverá solicitar, num prazo nunca superior a 30 dias contados da data de receção de toda a informação a que se refere o ponto 4.4 do presente procedimento, o agendamento de um primeiro ensaio que ateste a capacidade da instalação consumidora cumprir os requisitos necessários para a prestação do serviço de Banda de Reserva de Regulação.

A GGS tem o direito de inspecionar as regulações do relé de frequência e do restante equipamento necessário para a prestação do serviço, podendo, para o efeito, proceder às medições, verificações e ensaios que entender convenientes. A inspeção será efetuada por técnicos da GGS devidamente credenciados, e só poderá ter lugar em horário previamente acordado ou, quando não seja possível esse acordo, em horário previamente comunicado, por escrito, pela GGS.

O livre acesso à Instalação de Consumo, previsto no ponto anterior, pode ser exercido dentro do período de funcionamento das instalações ou, para as que não laborem diariamente, em horário previamente acordado, ou, quando não seja possível esse acordo, em horário previamente comunicado, por escrito, pela GGS.

4.7 DECISÃO FINAL SOBRE O PROCESSO DE HABILITAÇÃO

A decisão final referente ao processo de habilitação é comunicada por escrito pela GGS ao Requerente, logo que o Requerente apresente toda a documentação identificada no presente procedimento, preste todos os esclarecimentos necessários e tenham sido realizados os ensaios definidos no ponto 4.6 do presente Procedimento.

A remuneração associada à prestação do serviço de Banda de Reserva de Regulação apenas será devida após a conclusão do processo de habilitação. Caso o Agente de Mercado perca a habilitação durante a vigência do período de entrega, o Agente de Mercado apenas têm direito à remuneração associada à prestação do serviço relativa ao período em que operou neste referencial de contratação devidamente habilitado.

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. A referida habilitação apenas será reposta após a realização dos ensaios previsto no ponto 4.6.

5 MERCADO DE CONTRATAÇÃO DE BANDA DE RESERVA DE REGULAÇÃO

A contribuição de cada Unidade Física, na satisfação das necessidades de Banda de Reserva de Regulação, será determinada, tendo como base, o estabelecimento do Mercado de Banda de Reserva de Regulação sob o formato de um leilão competitivo.

5.1 FORMATO E MODELO DO LEILÃO

O Mercado de Banda de Reserva de Regulação segue um formato de envelope fechado para a atribuição de Banda de Reserva de Regulação aos Agentes de Mercado habilitados nos termos do presente Procedimento.

5.2 CONVOCATÓRIA DO LEILÃO

A ERSE efetua a convocatória para a realização do leilão do Mercado de Banda de Reserva de Regulação, especificando os seguintes aspetos:

- Data de realização do leilão e período de submissão de ofertas;
- Período ou períodos de entrega;
- As necessidades de Banda de Reserva de Regulação colocada à negociação determinada mediante proposta técnica do Operador de Rede de Transporte;
- Preço de Reserva do Leilão de Banda de Reserva de Regulação (€/MW/hora).

A ERSE pode ainda estabelecer na convocatória de cada leilão limitações de participação, totais ou parciais, em função das condições de mercado e da experiência recolhida em leilões anteriores.

A convocatória do leilão do Mercado de Banda de Reserva de Regulação é efetuada com pelo menos 10 dias úteis de antecedência da data da sua concretização.

As necessidades de Banda de Reserva de Regulação terão as seguintes características:

Caraterística	Descrição
Quantidade	Valor estabelecido pela ERSE na especificação do leilão e que será constante durante todo o período de entrega.
Duração do período de entrega	A definir na convocatória realizada pela ERSE
Localização	As necessidades serão satisfeitas por Unidades Físicas localizadas na área de regulação Portuguesa.
Sentido de Regulação	Positivo (regulação a subir)
Resolução do volume	O volume terá a resolução de 1 MW

5.3 OPERACIONALIZAÇÃO DO LEILÃO

O leilão do Mercado de Banda de Reserva de Regulação realiza-se através de meios e plataforma disponibilizada pelo Operador da Rede de Transporte, na sua função de Gestor Global do SEN, podendo, para o efeito, esta entidade recorrer a prestação de serviços por entidade terceira em termos e condições aprovados pela ERSE.

Até ao dia útil imediatamente anterior ao dia de realização do leilão, o Operador da Rede de Transporte, na sua função de Gestor Global do SEN, pode propor, de forma justificada, à ERSE a suspensão do leilão, podendo ainda serem alterados os preços a que se referem as alíneas d) e e) do ponto 5.2.

5.4 FASES DO LEILÃO

O leilão do Mercado de Banda de Reserva de Regulação comporta a seguinte sequência de fases na sua concretização:

- Informação inicial, correspondente à divulgação pública da convocatória do leilão;
- Submissão ou alteração de ofertas, correspondente ao período no qual os Agentes de Mercado submetem as suas ofertas na respetiva plataforma, com a vigência estabelecida na convocatória do leilão;
- Validação das ofertas, correspondente ao processo de validação de todas as ofertas rececionadas no período de submissão, por aplicação dos critérios de formato e conteúdo obrigatório dessas ofertas;
- Processamento, correspondente ao processo de encontro dos resultados do leilão, por aplicação das regras definidas no presente procedimento, e determinação de preço final, quantidades adjudicadas e respetivos adjudicatários;
- Informação de fecho do leilão, correspondente à disponibilização dos resultados do leilão aos Agentes de Mercado participantes.

5.5 FORMATO E CONTEÚDO DAS OFERTAS

Os Agentes de Mercado que detenham Unidades Físicas registadas para participar no Mercado de Banda de Reserva de Regulação oferecem, por Unidade Física e para o período de entrega estabelecido na especificação do produto aprovada pela ERSE, uma Banda de Reserva de Regulação a subir em MW, equivalente ao consumo a baixar, e um preço em €/MW/hora necessariamente igual ou inferior ao Preço de Reserva determinado para o Leilão de Banda de Reserva de Regulação.

A comunicação das ofertas, para cada período de entrega e por Unidade Física registada para participar no Mercado de Banda de Reserva de Regulação, deverá ocorrer temporalmente nos termos estabelecidos na convocatória do leilão de atribuição da Banda de Reserva de Regulação, respeitando por oferta:

- A Banda de Reserva de Regulação mínima, que será de pelo menos 4 MW, a oferecer no bloco de preço ofertado mais baixo;
- Os limites técnicos da Unidade Física.

Para cada período de entrega colocado em leilão que pretenda licitar, as ofertas submetidas pelos Agentes de Mercado devem obedecer às características constantes da seguinte tabela:

Caraterística	Descrição
Quantidade mínima	4 MW, em bloco indivisível e ao preço mais baixo da oferta.
Quantidade máxima e resolução	Potência máxima que a Unidade Física pode oferecer no Mercado de Banda de Reserva de Regulação, P_{of} , definida no processo de inscrição. A resolução mínima é de 0,1 MW.
Nível de Agregação das Ofertas	As ofertas devem ser feitas por Unidade Física, podendo incorporar distintos blocos de quantidade e preço, com um máximo de 10 blocos, sendo um obrigatoriamente o de quantidade mínima.
Divisibilidade	As ofertas são totalmente divisíveis, com exceção do bloco correspondente à quantidade mínima.
Preço e resolução da oferta	Preço definido pelos Agentes de Mercado para prestar o serviço de sistema. A resolução mínima é de 1 cêntimo de euro por MW/hora
Preço Mínimo e Máximo da oferta	0 e Preço de Reserva do Leilão de Banda de Reserva de Regulação.

O Agente de Mercado é responsável por garantir a exequibilidade técnica da sua oferta, quantidades e tempos de ativação, tendo em consideração a reserva a subir que as Unidades Físicas podem variar, os seus parâmetros dinâmicos e características ou condições de operação das mesmas.

A oferta colocada por cada Agente de Mercado segue um modelo de submissão previamente disponibilizado ao mercado em conjunto com a convocatória do leilão.

5.6 VALIDAÇÃO DAS OFERTAS DE BANDA DE RESERVA DE REGULAÇÃO

A GGS realiza um conjunto de validações às Ofertas de Banda de Reserva de Regulação que foram apresentadas pelos Agentes de Mercado, nomeadamente, verificará para cada Unidade Física:

- a) A potência oferecida nas Ofertas de Banda de Reserva de Regulação é inferior à P_{of} comunicada no final do processo de habilitação;
- b) A potência oferecida no par preço/quantidade com preço mais baixo da oferta de Banda de Reserva de Regulação deve ser igual ou superior a 4 MW;
- c) O número de blocos oferta de Banda de Reserva de Regulação, para cada período de entrega licitado, não excede os 10 blocos;
- d) O preço apresentado em todos os blocos da oferta de Banda de Reserva de Regulação é inferior ou igual ao preço de reserva estabelecido na convocatória do leilão.

A não verificação, conjunta ou em separado, das condições expressas nas alíneas a) e b) acarreta a rejeição da totalidade da oferta para o período de entrega correspondente.

A não verificação das condições expressas nas alíneas c) e d) acarreta a desconsideração da oferta, respetivamente, dos blocos que, ordenados em preço crescente, excedam o número de 10 e dos blocos cujo preço ofertado seja superior ao preço de reserva estabelecido na convocatória do leilão.

5.7 PROCESSAMENTO DAS OFERTAS DE BANDA DE RESERVA DE REGULAÇÃO

Uma vez concluída a fase de validação das ofertas, para cada período de entrega em licitação, o Operador da Rede de Transporte, na sua função de Gestor Global do SEN, ou entidade por si designada para a concretização do leilão nos termos aprovados pela ERSE, procede à ordenação em preço crescente de todos os blocos de ofertas válidos.

No processamento das ofertas e blocos válidos, são considerados adjudicados os blocos de oferta que, simultaneamente satisfaçam as necessidades identificadas de Banda de Reserva Regulação e a minimizem o seu valor económico global, considerando o bloco de quantidade mínima de cada oferta e sua respetiva indivisibilidade.

Os volumes adjudicados são considerados firmes e contratados pelo Operador da Rede de Transporte, na sua função de Gestor Global do SEN, adquirindo o Agente de Mercado responsável pela Unidade Física contratada, a obrigação de cumprir com a Banda de Reserva de Regulação atribuída à Unidade Física bem como a conclusão do processo de habilitação previsto no presente procedimento.

A fase de processamento das ofertas e blocos válidos, correspondente determinação de preços e quantidades adjudicadas deve concluir-se até às 17h00 do dia do leilão.

5.8 PREÇO DO LEILÃO E ADJUDICAÇÃO DE QUANTIDADES

O preço do leilão corresponde, para cada período de entrega em licitação, ao preço de compra do serviço de Banda de Reserva de Regulação pelo Operador da Rede de Transporte, na sua função de Gestor Global do SEN e ao preço de venda de todos os agentes de mercado adjudicatários para os respetivos blocos contratados.

O preço do leilão é determinado pelo menor preço ofertado do bloco que permite maximizar a satisfação das necessidades de Banda de Reserva de Regulação, tomando em consideração a restrição de indivisibilidade do bloco de quantidade mínima.

Nas situações em que a satisfação das necessidades de Banda de Reserva de Regulação é assegurada com a um volume parcial de um bloco de quantidade mínima, o preço do leilão é determinado por esse bloco de preço, considerando-se a quantidade global adjudicada aquela que se apura para o somatório dos volumes dos blocos que concorrem para a formação do preço, incluindo o bloco de quantidade mínima por inteiro.

Em condições de igualdade de preço, a adjudicação de quantidades deve privilegiar a adjudicação dos blocos de quantidade mínima, em ordenação cronológica crescente da submissão da respetiva oferta, havendo lugar a rateio proporcional da quantidade remanescente até à satisfação das necessidades de Banda de Reserva de Regulação, se existir, para os restantes blocos divisíveis.

5.9 INFORMAÇÃO DOS RESULTADOS DO LEILÃO

Uma vez concluída a fase de processamento das ofertas do leilão, determinados os preços e respetivas quantidades a adjudicar, o Operador da Rede de Transporte, na sua função de Gestor Global do SEN deve informar a ERSE e os adjudicatários no leilão, dos resultados respetivos, até às 12h00 do dia útil seguinte ao dia do leilão.

O Operador da Rede de Transporte, na sua função de Gestor Global do SEN deve ainda remeter à ERSE um relatório de informação final das quantidades adjudicadas no leilão, uma vez concluída toda a fase de habilitação subsequente à própria realização do leilão, até 5 dias úteis após a conclusão da validação de todos os adjudicatários.

O Operador da Rede de Transporte, na sua função de Gestor Global do SEM pode, com base no relatório final, propor à ERSE nova convocatória de leilão que complemente as quantidades efetivamente contratadas, se estas resultarem em valor igual ou inferior a 65% das necessidades identificadas de Banda de Reserva de Regulação.

6 INFORMAÇÃO A PRESTAR À GGS

Para a adequada aplicação e execução do serviço de Banda de Reserva de Regulação, o Agente de Mercado deve facultar a seguinte informação à GGS:

- a) Programação das Unidades Físicas – A GGS deverá receber dos Agentes de Mercado a informação relativa à programação do consumo por Unidade Física.
- b) Na ausência do envio da referida comunicação a GGS assumirá que o consumo no horizonte de programação corresponde à Banda de Reserva de Regulação atribuída no leilão.
- c) Ofertas de Reserva de Regulação – As Ofertas de Reserva de Regulação das Unidades Físicas contratadas serão colocadas por defeito na curva de ofertas com as quantidades repartidas pelo Agente de Mercado, tendo sempre em atenção às quantidades adjudicadas no Mercado de Banda de Reserva de Regulação, e com o preço definido pela regra estabelecida no presente MPGGS.
- d) No caso do agente de mercado pretender baixar o preço da oferta por defeito, poderá fazê-lo nos períodos previstos nos pontos 6 e 7 do procedimento 13.
- e) Paragens Programadas - O Agente de Mercado 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.
- f) Indisponibilidades - O Agente de Mercado deverá comunicar à GGS qualquer anomalia que se verifique na Instalação Consumidora, que afete a previsão enviada, devendo para o efeito utilizar os mecanismos que se encontram previstos neste manual para as unidades de produção que participem no mercado de reserva de regulação.
- g) Adicionalmente as indisponibilidades de equipamentos de comunicação e medida, ou dos aplicativos necessários para participar no Mercado de Reserva de Regulação também deverão ser comunicados tempestivamente.
- h) Consumo em Tempo Real - A GGS, deverá dispor, com uma periodicidade que não exceda os 12 segundos, os valores instantâneos da potência ativa e reativa da Instalação Consumidora.



7 ATIVAÇÃO DA RESERVA CONTRATADA NO MERCADO DE BANDA DE RESERVA DE REGULAÇÃO

As Unidades Físicas que foram contratadas no Mercado de Banda de Reserva de Regulação estão obrigadas a fornecer a Banda de Reserva de Regulação que lhes foi adjudicada. Este fornecimento é prestado através da participação obrigatória no Mercado de Reserva de Regulação estabelecido no Procedimento n.º 13 com a apresentação duma Oferta de Reserva de Regulação com um preço igual ou inferior ao estabelecido no presente Procedimento.

Para efeitos da participação no Mercado de Reserva de Regulação, os agentes de mercado são obrigados a apresentar a programação do consumo das suas instalações.

Para efeitos do cumprimento da sua mobilização, as ofertas de Banda de Reserva de Regulação correspondem à Banda de Reserva de Regulação, no caso desta ser igual ou inferior ao programa de consumo, ou corresponde ao programa de consumo, no caso deste ser inferior à Banda de Reserva de Regulação.

As Ofertas de Reserva de Regulação apresentadas pelos Agentes de Mercado deverão refletir a eventual potência residual das instalações consumidoras associadas.

A GGS, para as Unidades Físicas que foram contratadas no Mercado de Banda de Reserva de Regulação e na ausência de ofertas de Reserva de Regulação apresentadas pelo Agente de Mercado, criará ofertas de Reserva de Regulação com a quantidade comunicada pelo Agente de Mercado na programação do consumo, ou da Banda de Reserva de Regulação, se for inferior, por Unidade Física e preço correspondente, para todos os casos de ausência de ofertas ao valor médio os preços ofertados no decil de preço superior, para as horas correspondentes no dia imediatamente anterior ao dia para o qual se constitui a oferta.

Os Agentes de Mercado responsáveis pelas Unidades Físicas que foram adjudicadas no Mercado de Banda de Reserva de Regulação, devem apresentar ofertas de Reserva de Regulação com a quantidade mínima correspondente a banda contratada e, adicionalmente, podem apresentar ofertas com quantidades superiores à Banda de Reserva de Regulação contratada pela Unidade Física e inferiores ao valor máximo estabelecido no processo de habilitação.

A apresentação e mobilização das Ofertas de Reserva de Regulação cumpre o disposto no Procedimento n.º 13.

8 ENSAIOS DE VERIFICAÇÃO DE DISPONIBILIDADE

Todas as Unidades Físicas que prestam serviço de Banda de Reserva de Regulação previsto no Procedimento n.º 13-B deverão ser alvo de ensaios de verificação da sua disponibilidade em cada ano de contratação do serviço.

Assiste à ERSE o direito de acompanhar e monitorizar todo o processo de seleção das Unidades Físicas e de realização de ensaios de verificação de disponibilidade, cujos procedimentos estão descritos nos pontos seguintes.

A GGS publicará no seu site web o resultado dos ensaios realizados.

8.1 SELEÇÃO DAS UNIDADE FÍSICAS

O produto contratado pelas Unidades Físicas deverá estar permanentemente disponível para mobilização por parte da GGS, podendo ser testadas a qualquer instante. A GGS deverá assegurar que todas as Unidades Físicas que prestam o serviço de Banda de Reserva de Regulação realizam de ensaios de verificação da sua disponibilidade em cada período de contratação.

Mensalmente, a GGS identificará todas as Unidades Físicas contratadas para prestar o serviço de Banda de Reserva de Regulação, cuja disponibilidade deve ser verificada, e efetuará um sorteio com vista a selecionar as instalações que, no mês subsequente, irão realizar o ensaio de verificação de disponibilidade.

As Unidades Físicas que tenham sido efetivamente mobilizadas com consumo a descer no mercado de reserva de regulação e que tenham cumprido as instruções da GGS não ficam sujeitas à realização dos ensaios de verificação de disponibilidade durante o período de contratação.



O sorteio será conduzido pela GGS de forma não discriminatória, isenta e confidencial nos seguintes termos:

- a) A lista de Unidades Físicas a sortear em cada mês, será composta por todas as Unidades Físicas contratadas para o período entrega em vigor que ainda não tenham sido ensaiadas.
- b) O sorteio das datas e horas mensais em que se realizarão os ensaios de disponibilidade considerarão o peso de dez para as horas compreendidas entre as 08:00 e as 24:00 dos dias úteis e o peso de um nas restantes horas;
- c) Para cada Unidade Física sorteada, será automaticamente atribuído uma data e hora para a realização do ensaio. Os ensaios realizar-se-ão nas datas horas sorteadas, seguindo a ordem ditada pelos respetivos sorteios;
- d) De acordo com a ordem ditada pelo respetivo sorteio mensal, compete à GGS decidir quantas instalações irão realizar o ensaio de verificação de disponibilidade no mês em questão, garantindo que, no final do período contratado, todas as instalações contratadas foram testadas.

8.2 REALIZAÇÃO DOS ENSAIOS DE VERIFICAÇÃO DE DISPONIBILIDADE

Até 15 minutos antes da realização do ensaio de verificação de disponibilidade, a GGS enviará uma comunicação eletrónica indicando:

- a) O instante de início do período de redução do consumo;
- b) O instante de finalização do período de redução do consumo que deverá corresponder a 1 hora depois do instante de início estabelecido na alínea anterior;
- c) A potência máxima a consumir pela Unidade Física.

A supracitada comunicação será efetuada por meio eletrónico para os contactos registados junto da entidade concessionária da RNT, sendo da responsabilidade do Agente de Mercado manter os mesmos devidamente atualizados.

A potência constante da ordem de redução de potência corresponde ao programa de consumo apresentado pela Unidade Física deduzido da Banda de Reserva de Regulação contratada à Unidade Física tendo em consideração as Ofertas de Reserva de Regulação apresentadas.

Na eventualidade do valor da Oferta de Reserva de Regulação ser inferior à Banda de Reserva de Regulação de acordo com o disposto no paragrafo anterior seja negativa, o ensaio será cancelado e irá ser considerado um incumprimento do ensaio de verificação de disponibilidade.

Considera-se que um incumprimento do ensaio de verificação de disponibilidade corresponde a um incumprimento da instrução de despacho tal como referenciado no ponto 10.3.

No caso dum incumprimento do ensaio de verificação de disponibilidade será suspensa a liquidação da Banda de Reserva de Regulação com efeitos a partir do dia da realização do ensaio.

O reatar do processo de liquidação e faturação é iniciado com uma comunicação do Agente de Mercado à GGS em como se encontra apto para a repetição do ensaio de verificação de disponibilidade.

Após a receção da comunicação referenciada no paragrafo anterior, a GGS incorporará a referida Unidade Física no sorteio a realizar no mês seguinte por forma a identificar a data e hora do ensaio de verificação de disponibilidade.

Com a realização dum ensaio de verificação de disponibilidade com sucesso será retomada a liquidação da Banda de Reserva de Regulação.

Após o incumprimento de três ensaios de verificação de disponibilidade o Contrato de Adesão ao Mercado de Serviços de Sistema será cessado.

Na eventualidade de não existirem valores de contagem por falha do equipamento de telecontagem, o ensaio será cancelado, sendo reagendado para outra data de acordo com o ponto 8.1.

Salvo situações extraordinárias e devidamente justificadas, no decurso de cada período de entrega todas as Unidades Físicas devem ter efetuado o ensaio de verificação da sua disponibilidade.



Até ao quinto dia útil seguinte à realização do ensaio de verificação de disponibilidade, a GGS comunicará ao Agente de Mercado o resultado do ensaio realizado.

O Agente de Mercado dispõe de um prazo de 5 dias para, querendo, pronunciar-se sobre o conteúdo da comunicação prevista no número anterior.

O Agente de Mercado, em situação devidamente comprovada e verificada pela GGS, pode invocar o evento de força maior para a que o ensaio de verificação de disponibilidade seja reagendado.

9 INCUMPRIMENTOS

Para além dos incumprimentos dos ensaios, consideram-se os incumprimentos da disponibilidade dos canais de comunicação e medida, o incumprimento do serviço de Banda de Reserva de Regulação e da programação e o incumprimento do deslastre por frequência.

9.1 INCUMPRIMENTO DA DISPONIBILIDADE DOS CANAIS DE COMUNICAÇÃO E MEDIDA

Uma Unidade Física encontra-se em incumprimento da disponibilidade dos canais de comunicação e medida, sempre que, num determinado mês, se verificar um cumprimento superior a 96,7 % das taxas de disponibilidades de uma determinada Unidade Física, na sequência de causas imputáveis ao Agente de Mercado.

Para efeitos do presente ponto, aplica-se o disposto no ponto 2-A.1 do Procedimento n.º 4 do presente Manual Procedimentos, nomeadamente, as taxas de disponibilidade e mecanismo de aplicação da penalidade.

9.2 INCUMPRIMENTO DO SERVIÇO DE BANDA DE RESERVA DE REGULAÇÃO E DO PROGRAMA POR UNIDADE FÍSICA

Uma Unidade Física encontra-se em incumprimento na prestação do serviço de Banda de Reserva de Regulação durante determinado período horário, sempre que, por causas imputáveis ao respetivo Agente de Mercado, não estabeleça na íntegra a Banda de Reserva de Regulação contratada, ou, se for menor, não verifique o programa de consumo por unidade física.

VIBRRA(h,uf) – Valorização por incumprimento verificado na prestação do serviço de banda de reserva de regulação atribuída e por incumprimento do programa, para o período horário h, da Unidade Física uf.

Onde:

$$\text{VIBRRA}(h,uf) = \text{VIBRRSA}(h,uf) + \text{VERROS}(h,uf)$$

VIBRRSA(h,uf) – Valorização do incumprimento total ou parcial, afeto à banda de reserva de regulação a subir, para o período horário h, na Unidade Física uf.

Onde:

$$\text{VIBRRSA}(h,uf) = \text{Máx} (\text{BRRSA}(h,uf) - \text{BRRSO}(h,uf), 0) \times \text{PBRR}(h)$$

Com:

BRRSA(h,uf) – Valor mínimo entre o programa de consumo e o valor da Banda de reserva de regulação a subir atribuída no leilão de capacidade à unidade física uf, para o período horário h;

BRRSO(h,ab) – Banda de reserva de regulação a subir ofertada válida na unidade física uf, para o período horário h.

PBRR(h) – Preço marginal, resultante do mercado de banda de reserva de regulação, para o período de programação horário h.



VERROS (h,uf) – Valorização por incumprimento da programação por unidade física, nos períodos horários h, sem mobilização de reserva de regulação, sempre que o consumo verificado no referencial de geração, ultrapasse a tolerância de 2,5 MW, limitada a $10\% \times |PHF(h,uf)|$.

Onde:

$$\text{VERROS}(h,uf) = \max(\text{CV}(h,uf) - \text{PHF}(h,uf), 0) \times \text{PRRB}(h)$$

Com:

PHF(h,uf) – Programa horário final, no período horário h, da unidade física uf.

CV(h,uf) - Consumo verificado no referencial de geração, no período horário h, da unidade física uf.

PRRB(h) – Preço marginal de reserva de regulação a baixar, ou na ausência deste o preço do mercado diário para área de controlo portuguesa do MIBEL, quando positivo, no período horário h.

9.3 INCUMPRIMENTO DO DESLASTE POR FREQUÊNCIA

Em caso de incumprimento do funcionamento do relé de deslastre por frequência em situações de frequência da rede transeuropeia abaixo da estipulada, a penalização é igual a 4 vezes o valor mensal da remuneração da banda de reserva de regulação.

10 SUSPENSÃO DO CONTRATO

A suspensão do Contrato implica que o Agente de Mercado abrangido perca temporariamente a possibilidade de transacionar energia elétrica através da participação nos mercados de serviços de sistema geridos pela GGS.

Além das estabelecidas no Procedimento n.º 2 do presente Manual de Procedimentos, consideram-se situações de incumprimento suscetíveis de constituir causa de suspensão, as seguintes:

- a) O Agente de Mercado deixar de cumprir os requisitos definidos no Procedimento n.º 13 e no presente Procedimento;
- b) Utilização temporária (por período superior a 5 dias) de linhas de alimentação de recurso que não cumpram os requisitos definidos no Procedimento n.º 13 ou no presente Procedimento;
- c) Indisponibilidade, por um período superior a 5 dias úteis seguidos, dos canais de comunicação e medida com a REN;
- d) Incumprimento dos ensaios de verificação de disponibilidade;
- e) Incumprimento sucessivo da banda contratada em dois meses consecutivos em mais de 50% da banda contratada.

O processo de suspensão do Contrato encontra-se estabelecido no Procedimento n.º 2 do presente Manual de Procedimentos.

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, por atividade.

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

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

2.1 UNIDADE MONETÁRIA UTILIZADA

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 verificarem, 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, À COMPENSAÇÃO INTERNA PARA ASSEGURAR A FIRMEZA DAS TRANSAÇÕES INTERNACIONAIS E AO PROCESSO DE COORDENAÇÃO DE DESVIOS

2.2.1.1 AÇÕES COORDENADAS DE BALANÇO

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

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

Por compensação, entende-se a mobilização de reserva de potência ativa ou comissionamento que se verifique, que anule parcialmente ou na totalidade, o desvio afeto à ação coordenada de balanço. Os encargos e proveitos afetos à compensação interna de ações coordenadas de balanço são imputados às rendas

de congestionamento, pelo que as valorizações afetas às compensações internas das ações coordenadas de balanço (VCACB) são removidas do encargo para o sistema, resultante da regulação verificada, imputável aos desvios à programação, ERD, definido no ponto 5.2.8 do presente Procedimento, através da parcela RVCACB, para não serem imputadas aos desvios e, do encargo para o sistema, resultante da regulação verificada, a imputar ao consumo, ERC, definido no ponto 5.2.7 do presente Procedimento, através da parcela SVCACB[ERTPPHF], caso a compensação se efetue também em restrição técnica, para o respetivo sobrecurso não ser repercutido sobre o consumo.

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

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

2.2.1.2 COMPENSAÇÕES INTERNAS PARA ASSEGURAR A FIRMEZA DAS TRANSAÇÕES INTERNACIONAIS

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.

2.2.1.3 PROCESSO DE COORDENAÇÃO DE DESVIOS

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

2.2.2 DIREITOS DE RECEBIMENTO E OBRIGAÇÕES DE PAGAMENTO AFETOS A INTERCÂMBIOS DE APOIO

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, ERTPDDBF, 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, agente de mercado comercializador que atue como agregador de produção ou Agente Comercial a.

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

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

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

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

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

onde:

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

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

com:

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

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

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

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



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

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

onde:

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

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

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

onde:

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

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

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

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

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

onde:

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

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

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

2.3 RUBRICAS DA LIQUIDAÇÃO

São rubricas para definição dos valores económicos a liquidar, as seguintes:

2.3.1 ENERGIAS

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

- a) Programas diários de energia elétrica, resultantes da participação dos agentes de mercado 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 agentes de mercado produtores, agentes de mercado comercializadores que atuem como agregadores de produção e do agente comercial, no mercado organizado de contratação à vista e mercado de contratação bilateral, por unidade de programação, área de balanço e unidade física afetas a cada agente de mercado produtor, agente de mercado comercializador que atue como agregador de produção e ao agente comercial, validados pela GGS;
- c) Programas diários de energia elétrica, resultantes da modificação introduzida pela GGS nos programas diários contratados, quer pelos agentes de mercado produtores, agentes de mercado comercializadores que atuem como agregadores de produção ou pelo agente comercial, por unidade de programação, área de balanço e unidade física afeta a cada agente de mercado produtor, agente de mercado comercializador que atue como agregador de produção e, ao agente comercial, no âmbito da gestão técnica do sistema;
- d) Programas diários de energia elétrica, resultantes das solicitações de regulação secundária enviadas pelo regulador central, por unidade física e área de balanço, afetas a cada agente de mercado produtor, agente de mercado comercializador que atue como agregador de produção e ao agente comercial, validados pela GGS;
- e) 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) Ofertas de reserva de reposição;
- f) Preços marginais das diferentes sessões do mercado intradiário e, quando aplicável, os preços contratados em mercado intradiário a contínuo;
- g) Preços marginais de banda de regulação atribuída em mercado;
- h) Preços marginais de banda de regulação atribuída extraordinariamente;
- i) Preços marginais da energia de ofertas de reserva de regulação.
- j) Preços marginais da energia de ofertas de reserva de reposição.

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

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

3 CONTRATAÇÃO NO MERCADO DE CONTRATAÇÃO À VISTA

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, agente de mercado comercializador que atue como agregador de produção, comercializador e cliente, não se considerando neste último, os direitos de recebimento e as obrigações de pagamento devidas à prestação do serviço de interruptibilidade, que apresenta um acerto de contas autónomo.

5.1 LIQUIDAÇÃO A AGENTES DE MERCADO PRODUTORES

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

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

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

em que:

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

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

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

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

$DESV^P(h,a)$ corresponde ao valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento relativos a desvios à programação do agente de mercado produtor, agente de mercado comercializador que atue como agregador de produção ou agente comercial a , incluindo,

quando aplicável, os agravamentos relativos a desvios à programação em unidades genéricas de programação, na hora h, determinado de acordo com o estabelecido no ponto 5.1.4 do presente Procedimento.

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

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

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

5.1.1 RESOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES TÉCNICAS 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:

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

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

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

com:

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

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

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

VERTPDVD(h,a) Valorização da Energia para Resolução de Restrições Técnicas após a publicação do PDVD, resultante de instruções no PRR, para o período horário h, afeta ao Agente de Mercado a. Corresponde ao direito de recebimento, resultante da soma algébrica entre valorizações de energia para Resolução de Restrições Técnicas posteriores ao PDVD a subir (direito de recebimento), devida à mobilização de reserva de regulação, através de instruções de antecipação ou arranque de um grupo termoeletrico, para Resolução de Restrições Técnicas, incluído quando aplicável o incumprimento das instruções de arranque, de acordo com o estabelecido no ponto 3 do Procedimento n.º 9:

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

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

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

$\text{VIRTPDVD}(h,a)$ – 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 incumprir 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 10 do Procedimento n.º 12;
- À Valorização de Banda de Regulação secundária Atribuída Extraordinariamente (VBRAE), de acordo com o estabelecido no ponto 8 do Procedimento n.º 12.

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

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 excepcional 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 10 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:

$$ER^P(h,a) = VERS(h,a) + VERR^{30}(h,a) + VERR(h,a) + EIID(h,a) + VEC(h,a) + EINPM(h,a)$$

onde:

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

Direito de recebimento ou obrigação de pagamento, resultante da soma algébrica entre valorizações de energia de regulação secundária a subir (direito de recebimento) e a baixar (obrigação de pagamento), contabilizada por unidade de liquidação afeta a cada agente de mercado, como a soma algébrica das energias de regulação secundária, resultantes do seguimento do sinal de controlo emitido pelo regulador central, por unidade física em teleregulação, contida em cada área de balanço (unidade de liquidação), valorizada de acordo com o estabelecido no ponto 10 do Procedimento n.º 12.

VERR³⁰(h,a) Valorização das Energias de Reservas de Reposição, resultantes da ativação de Reservas de Reposição na plataforma transeuropeia, afeta ao Agente de Mercado a, de acordo com o estabelecido no Procedimento n.º 13-A, para o período horário h resultante do somatório dos respetivos períodos quarto-horários t:

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

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, agente de mercado comercializador que atue como agregador de produção ou agente comercial a, incluindo, quando aplicável, os agravamentos relativos a unidades genéricas de programação, na hora h:

$$\text{DESV}^P(h,a) = \text{VED}(h,a) + \text{EDG}(h,a)$$

onde:

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

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

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

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

5.1.5 INCONGRUÊNCIAS À PROGRAMAÇÃO VCI^P

Considera-se que existe uma incongruência na programação, $\text{VCI}^P(h,a)$, 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:

" $\text{VCI}^P(h,a)$ " 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.

5.1.6 INCONGRUÊNCIAS À PROGRAMAÇÃO DO MERCADO DE RESERVAS DE REPOSIÇÃO VCIPR^P

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Onde:

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

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

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

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

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

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

5.2 LIQUIDAÇÃO A AGENTE DE MERCADO COMERCIALIZADORES OU CLIENTES

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:

$$LIQ^C(h,a)=RRT^C(h,a)+BRS^C(h,a)+DESV^C(h,a)$$

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, conseqüente 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 À PROGRAMAÇÃO

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:

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

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.

5.2.4 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.

EBRA(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:

$$EBRA(h) = \sum_a VBRA(h,a)$$

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 afetadas, 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:

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

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:

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

onde:

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

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

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

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

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



onde:

KD(h,ul)	Fator de imputação do encargo para o sistema, a atribuir aos Desvios à programação, resultante da valorização das energias devidas à mobilização de reserva de potência ativa, para resolução de desvios à programação, para e durante o período horário h, a repercutir sobre a unidade de liquidação ul afeta a um agente de mercado, determinado de acordo com o estabelecido no ponto 5.3.3 do presente Procedimento.
ERD(h)	Encargo para o sistema, a imputar aos desvios à programação, resultante da valorização das energias devidas à mobilização de reserva de potência ativa para resolução de Desvios à programação, para o período horário h, determinado de acordo com o estabelecido no ponto 5.2.8 do presente Procedimento.
FDJ(h,ul)	Fração do Desvio à programação Justificável, verificado durante o período horário h, afeto à participação na área portuguesa do MIBEL, da unidade de liquidação ul afeta a um agente de mercado.

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

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

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

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

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

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

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

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

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



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

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

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

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

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

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

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

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

Onde:

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

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

Com:

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

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

VCFTI[EC](h) Valorização de energia de comissionamento e de ensaio de verificação de disponibilidade, imputável à firmeza das transações internacionais, durante o período horário h.

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

EABRR(h) O encargo para o sistema, afeto à atribuição de banda de reserva de regulação, para o período horário h, é imputado ao consumo, de acordo com o estabelecido no ponto 5.2.7.2 do presente Procedimento.

5.2.7.1 ENCARGO PARA O SISTEMA, DEVIDO À OCORRÊNCIA DE COMISSONAMENTO 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 e ensaio de verificação de disponibilidade, durante o período horário h, a imputar ao consumo.

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

$$SVEC(h) = \sum_a VEC(h,a) - PE(h) \times \sum_a \sum_{ul} \sum_{uf} EC(h,a,ul,uf) + \sum_a VEC^{h-15}(h,a) - PE(h) \times \sum_a \sum_{ul} \sum_{uf} EC^{h-15}(h,a,ul,uf)$$

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.

VEC^{h-15}(h,a) Valorização de energia de verificação de disponibilidade, consumida no ensaio, durante o período horário h, afeta ao agente de mercado a.

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.

EC^{h-15}(h,a,ul,uf) Energia de ensaio de verificação de disponibilidade, durante o período horário h, afeta ao agente de mercado a, através da unidade de liquidação ul, devida a ensaio 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.

5.2.7.2 ENCARGO PARA O SISTEMA, RESULTANTE DA ATRIBUIÇÃO DE BANDA DE RESERVA DE REGULAÇÃO, A IMPUTAR AO CONSUMO EABRR

O encargo para o sistema, afeto à atribuição de banda de reserva de regulação, para o período horário h, é imputado ao consumo, sendo determinado pela seguinte soma algébrica:

$$EABRR(h) = EVBARRA(h) + PVIBARRA(h)$$

onde:

EVBARRA(h) Encargo para o sistema a imputar ao consumo, resultante da valorização de banda de reserva de regulação atribuída, para o período horário h.

Encargo para o sistema, resultante da soma dos direitos de recebimento devidos a agentes de mercado, com unidades físicas com capacidade contratada no mercado de banda de reserva de regulação:

$$EVBARRA(h) = \sum_a VBARRA(h,a)$$

onde:

VBARRA(h,a) Valorização de banda de reserva de regulação atribuída para o período horário h, afeta ao agente de mercado a, determinada de acordo com o estabelecido no ponto 5.5.1 do presente Procedimento.

PVIBARRA(h) Proveito para o sistema, devido à valorização de incumprimentos no estabelecimento de banda de reserva de regulação atribuída, durante o período horário h.

Proveito para o sistema resultante da soma das obrigações de pagamento, devidas por agente de mercado, por não cumprimento da instrução de despacho e ao não estabelecimento total ou parcial de banda de reserva de regulação atribuída a Unidades Físicas afetas, com responsabilidade imputável ao Agente de Mercado:

$$PVIBARRA(h) = \sum_a VIBARRA(h,a) + \sum_a SVID^{h-15}(h,a) + \sum_a VIDF(h,a)$$

onde:

VIBARRA(h,a) Valorização de incumprimentos no estabelecimento de banda de reserva de regulação atribuída, para o período horário h, afeta ao agente de mercado a, determinada de acordo com o estabelecido no ponto 5.5.1 do presente Procedimento.

SVID^{h-15}(h,a) Sobrecusto para o sistema, devido à valorização do incumprimento de instruções de despacho, para o período horário h, afeta ao agente de mercado a, a imputar ao consumo:

$$SVID^{h-15}(h,a) = VID^{h-15}(h,a) - EIID^{h-15}(h,a) \times PRRS(h)$$



onde:

$VIID^{h-15}(h,a)$ Valorização do incumprimento de instruções de despacho, para o período horário h , por parte de Unidades Físicas (unidades de liquidação), afeto ao agente de mercado a , determinada de acordo com o estabelecido no ponto 5.5.2 do presente Procedimento.

$EIID^{h-15}(h,a)$ Energia em incumprimento, resultante da mobilização de reserva de regulação, através de instruções de despacho, para o período horário h , afeta ao agente de mercado a , determinada de acordo com o estabelecido no ponto 5.5.2 do presente Procedimento.

$PRRS(h)$ Preço marginal de reserva de regulação a subir, ou na ausência deste o preço do mercado diário para área de controlo portuguesa do MIBEL, quando positivo, para o período horário h .

$VIDF(h,a)$ Valorização do incumprimento do deslastre por frequência, para o período horário h , afeta ao agente de mercado a , determinada de acordo com o estabelecido no ponto 9.3 do Procedimento n.º 13-B.

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 e ensaio de verificação de disponibilidade emitida para a rede e consumida, 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, por unidades físicas em período de comissionamento e ensaio de verificação de disponibilidade afetadas a cada agente de mercado:

$$VEC(h) = \sum_a VEC(h,a) + \sum_a VEC^{h-15}(h,a)$$

onde:

$VEC(h,a)$ Valorização de Energia de Comissionamento e ensaio de verificação de disponibilidade, emitida para a rede e consumida, 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.

$VEC^{h-15}(h,a)$ Valorização de energia de verificação de disponibilidade, consumida no ensaio, durante o período horário h , afeta ao agente de mercado a , determinada de acordo com o ponto 5.5.2 do presente Procedimento.

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

$$VER(h) = \sum_a VERS(h,a) + VERR^{h-30}(h,a) + \sum_a VERR(h,a) + VECD(h) + \sum_a VERR^{h-15}(h,a) + VIID^{h-15}(h) - SVIID^{h-15}(h)$$



com:

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

VERR^{h-30}(h,a) Valorização das Energias de Reservas de Reposição, resultantes da ativação de Reservas de Reposição na plataforma pan-europeia, afeta ao Agente de Mercado a, de acordo com o estabelecido no ponto 5.1.3 do presente Procedimento, para o período horário h resultante do somatório dos respetivos períodos quarto-horários t:

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

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.

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

$$\text{VECD}(h) = \sum_t \text{VECD}(t)$$

VERR^{h-15}(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, afeta ao Agente de Mercado a, determinada de acordo com o estabelecido no ponto 5.5.2 do presente Procedimento.

SVIID^{h-15}(h,a) Sobrecusto para o sistema, devido à valorização do incumprimento de instruções de despacho, para o período horário h, a imputar ao consumo, determinada de acordo com o estabelecido no ponto 5.2.7.2 do presente Procedimento.

VIID^{h-15}(h,a) Valorização do incumprimento de instruções de despacho, para o período horário h, por parte de Unidades Físicas afetas ao agente de mercado a, determinada de acordo com o estabelecido no ponto 5.5.2 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:

$$\text{VERTPPHF}(h) = \sum_a \text{VERTPPHF}(h,a)$$

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:

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

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:

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

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:

$$SVCACB[ERTPPHF](h) =$$

$$VCACB[ERTPPHF](h) - PE(h) \times CACB[ERTPPHF]$$



onde:

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

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

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

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

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

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

onde:

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

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

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

onde:

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

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

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

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

$$SVIAEP(h) = VIAEP(h) - PE(h) \times EIAEP(h)$$



onde:

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

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

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

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

com:

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

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

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

$$REPGAP[AVPDBF] =$$

$$EPGAP[AVPDBF](h) - SEPGAP[[AVPDBF]][ERTPPHF](h)$$

com:

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

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

5.3 VALORIZAÇÃO DAS ENERGIAS DE DESVIO POR UNIDADE DE LIQUIDAÇÃO

5.3.1 TIPOS DE DESVIO

5.3.1.1 DESVIOS POR EXCESSO:

- Consumos verificados ajustados ao referencial de geração, inferiores ao programa horário de compra, no caso de unidades de liquidação, relativas a unidades de programação não genérica afetas a agentes de mercado comercializadores, comercializador de último recurso e clientes;
- Soma algébrica dos consumos verificados ao referencial de geração, inferiores à soma algébrica dos programas horários de compra, relativos a unidades de liquidação integradas na unidade de desvio de comercialização;

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

5.3.1.2 DESVIOS POR DEFEITO:

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

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

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

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

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

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

Caso o agente de mercado comercializador transacione nos mercados organizados, energia afeta a outros agentes de mercado com unidades físicas habilitadas a participar nos mercados de serviços de sistema, o PHL corresponde ao PHF ajustado com as respetivas mobilizações de reserva de regulação. Quando se verifica um incumprimento das mobilizações de reserva de regulação o PHL corresponde ao PHF ajustado com o respetivo consumo verificado da unidade física habilitada que incumpriu.

O desvio à programação da unidade de desvio de comercialização udc resulta da soma algébrica dos desvios à programação das unidades de liquidação afetadas 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 sobrecurso 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:

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

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:

- 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 conseqüente validação técnica da programação;
- 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.

5.5 LIQUIDAÇÃO A AGENTES DE MERCADO COM BANDA DE RESERVA DE REGULAÇÃO

Os direitos de recebimento ou obrigações de pagamento, por período horário h , decorrentes da participação de agentes de mercado com banda de reserva de regulação contratada em leilão para o mercado de serviços de sistema da área portuguesa do MIBEL, são apurados pela agregação dos conceitos de liquidação aplicáveis.

Para cada agente de mercado com banda de reserva de regulação, 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:

$$LIQ^1(h,a) = BRR^1(h,a) + ER^1(h,a)$$

em que:

$LIQ^1(h,a)$ corresponde ao valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento para liquidação ao agente de mercado com banda de reserva de regulação contratada a , na hora h .

$BRR^1(h,a)$ corresponde ao valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento relativos à participação do agente de mercado a , no mercado de contratação de banda de reserva de regulação, incluindo, quando aplicável, incumprimentos na disponibilização de banda de reserva de regulação atribuída, na hora h , determinado de acordo com o estabelecido no ponto 5.5.1 do presente Procedimento.

$ER^1(h,a)$ corresponde ao valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento resultantes da mobilização através de instruções de despacho, sem ser em restrição técnica, de reserva de potência ativa, incluindo, quando aplicável, os incumprimentos de instruções de despacho e ensaios de verificação de disponibilidade, na hora h , determinado de acordo com o estabelecido no ponto 5.5.2 do presente Procedimento.

5.5.1 BANDA DE RESERVA DE REGULAÇÃO BRR^1

Corresponde ao valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento relativos à participação do agente de mercado a , nos mercados de contratação de banda de reserva de regulação, incluindo, quando aplicável, os incumprimentos na disponibilização de banda de reserva de regulação atribuída, na hora h :

$$BRR^1(h,a) = VBRR^1(h,a) + VIBRR^1(h,a)$$

onde:

$VBRR^1(h,a)$ Valorização de banda de reserva regulação atribuída para 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 à Unidade Física, referentes à valorização de banda de reserva de regulação atribuída em mercado, de acordo com o estabelecido no ponto 5 do Procedimento n.º 13-B, desde que a programação de consumo seja igual ou superior em 20% da banda de reserva de regulação atribuída.



Os encargos ou proveitos relativos à valorização de banda de reserva de regulação, são atribuídos ao encargo de regulação imputável ao consumo, ERC, definido no ponto 5.2.7 do presente Procedimento.

VIBRRA(h,a) Valorização por incumprimento de banda de reserva de regulação atribuída e por incumprimento do programa por unidade física, para 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, em cada Unidade Física, de acordo com o estabelecido no ponto 9.2 do Procedimento n.º 13-B.

Os encargos ou proveitos relativos à valorização dos incumprimentos na disponibilização de banda de reserva de regulação atribuída, são atribuídos ao encargo de regulação imputável ao consumo, ERC, definido no ponto 5.2.7 do presente Procedimento.

5.5.2 ENERGIA DE REGULAÇÃO ER¹

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

$$ER^1(h,a) = VERR^{h-15}(h,a) + VEC^{h-15}(h,a) + VIID^{h-15}(h,a)$$

onde:

VERR^{h-15}(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, por unidade de liquidação afeta a cada agente de mercado, de acordo com o estabelecido no ponto 12 do Procedimento n.º 13.

O encargo relativo à valorização das energias de reserva de regulação, é imputado ou atribuído ao encargo de regulação imputável ao desvio, ERD, definido no ponto 5.2.8 do presente Procedimento.

VEC^{h-15}(h,a) Valorização de energia de verificação de disponibilidade, consumida no ensaio, para 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 consumida em ensaio estabelecido no ponto 9 do Procedimento 13-B.

VIID^{h-15}(h,a) Valorização do incumprimento de instruções de despacho, para o período horário h, em Unidade Física do agente de mercado a.

$$VIID^{h-15}(h,a) = EIID^{h-15}(h,a) \times PRRS(h) \times 1.5$$

Onde:

EIID^{h-15}(h,a) Energia em incumprimento, resultante da mobilização de reserva de regulação, através de instruções de despacho, sempre que o consumo verificado no referencial de geração, ultrapasse a tolerância de ±2.5MW, limitada a ±2% × (PHOF(h,ab) - PHF(h,ab)), da potência instruída pela GGS na Unidade Física ab, para o período horário h, afeta ao agente de mercado a.

$$EIID^{h-15}(h,a) = \sum_a (CV(h,uf) - PHOF(h,uf))$$



Com:

CV(h,uf) Consumo verificado no referencial de geração, no período horário h, da unidade física uf.

PHOF(h,uf) Programa horário operativo final, no período horário h, da unidade física uf.

PHF(h,uf) Programa horário final, no período horário h, da unidade física uf.

PRRS(h) Preço marginal de reserva de regulação a subir, ou na ausência deste o preço do mercado diário para área de controlo portuguesa do MIBEL, quando positivo, para o período horário h.

Obrigação de pagamento, resultante da soma do encargo devido por Unidade Física ou unidade de liquidação afeta a cada agente de mercado, por incumprimento em termos de potência, de instruções de despacho emitidas pela GGS, estabelecidas no ponto 10 do Procedimento 13-B.

O proveito relativo à valorização do incumprimento de instruções de despacho, é imputado ao encargo de regulação imputável ao consumo, ERC, conforme o definido no presente Procedimento e é imputado ao encargo de regulação imputável ao desvio, ERD, conforme o definido no presente Procedimento.

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 desses 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, por atividade, uma nota de liquidação mensal, com os valores afetos aos direitos de recebimento e às obrigações de pagamento, devidas à respetiva participação na área portuguesa do MIBEL, discriminados pelas diferentes unidades de liquidação afetas ao agente de mercado.

7.2 CONTESTAÇÃO À NOTA DE LIQUIDAÇÃO MENSAL

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

7.3.2 INFORMAÇÃO DE SUPORTE À NOTA DE LIQUIDAÇÃO

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

- a) Programa Horário de Liquidação;
- b) Emissão ou consumo para bombagem verificado, quando aplicável;
- c) Consumo verificado, quando aplicável;
- d) Programa Horário de Secundária verificado, quando aplicável;



- e) Programa Horário Operativo Final verificado, incluindo as alterações introduzidas por instruções de despacho, em tempo real, ao Programa Horário Operativo, quando aplicável;
- f) Programa Horário Final;
- g) Programa de Reservas de Reposição
- h) Programa Diário Viável Definitivo;
- i) Programa Diário Base de Funcionamento;
- j) Programa com a resolução de restrições;
- k) Preço de encontro do mercado diário;
- l) Preço de regulação a subir;
- m) Preço de regulação a baixar;
- n) Preço de reservas de reposição
- o) Preço de Banda de regulação atribuída em mercado;
- p) Preço de banda de regulação atribuída extraordinariamente;
- q) Encargo para o sistema, resultante dos processos de resolução de restrições técnicas, a imputar ao consumo;
- r) Encargo para o sistema, resultante da atribuição de banda de regulação secundária, a imputar ao consumo;
- s) Encargo para o sistema, resultante da valorização afeta à regulação verificada, a imputar aos desvios à programação;
- t) Encargo para o sistema, resultante da valorização afeta à regulação verificada, a imputar ao consumo;
- u) Desvio à programação do sistema;
- v) Somatório dos módulos dos desvios à programação;
- w) 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.

ANEXO II - TERMOS E CONDIÇÕES APLICÁVEIS À BANDA DE RESERVA DE REGULAÇÃO

PREÂMBULO

1. De acordo com o estabelecido no Regulamento (UE) n.º 2195/2017 da Comissão, de 23 de novembro, que estabelece orientações relativas ao equilíbrio do sistema elétrico (“Regulamento”), pode ser definida a possibilidade de utilização de produtos específicos na proposta de Termos e Condições, pelo Operador da Rede de Transporte, a ser aprovada pela Entidade Reguladora.
2. Um agente de mercado habilitado a participar nos serviços de sistema tem o direito de apresentar ao Operador da Rede de Transporte, ofertas relativas a produtos normalizados ou a produtos específicos para os quais tenha sido aprovado num processo de pré-qualificação (cf. artigo 16.º, n.º 5 do Regulamento).
3. O preço das ofertas de energia de regulação correspondentes a produtos normalizados ou a produtos específicos não pode ser preestabelecido num contrato de capacidade de regulação. O Operador da Rede de Transporte, para os produtos específicos, pode propor uma derrogação a esta regra na proposta de termos e condições (cf. artigo 16.º, n.º 6 e alínea f) do n.º 7 do artigo 18.º do Regulamento).
4. De acordo com o Artigo 26.º do Regulamento, o Operador da Rede de Transporte pode elaborar uma proposta de definição e utilização de produtos específicos de energia de regulação e de capacidade de regulação. “A proposta deve compreender, pelo menos:
 - a) A definição dos produtos específicos e o período em que serão utilizados;
 - b) A demonstração de que os produtos normalizados são insuficientes para assegurar segurança operacional e manter, com eficiência, o sistema compensado ou a demonstração de que alguns recursos de regulação não podem participar no mercado de regulação por meio de produtos normalizados;
 - c) A descrição das medidas propostas para minimizar a utilização de produtos específicos, numa perspetiva de eficiência económica;
 - d) Se for caso disso, regras de conversão das ofertas de energia de regulação relativas a produtos específicos em ofertas de energia de regulação relativas a produtos normalizados;
 - e) Se for caso disso, informação sobre o processo de conversão de ofertas de energia de regulação relativas a produtos específicos em ofertas de energia de regulação relativas a produtos normalizados e informação acerca da lista comum por ordem de mérito na qual terá lugar a conversão;
 - f) Demonstração de que os produtos específicos não geram distorções nem ineficiências significativas no mercado de regulação, dentro e fora da zona de programação.”
5. De acordo com artigo 26.º, n.º 3 do Regulamento, com o estabelecimento de produtos específicos o ORT “pode:
 - a) Converter as ofertas de energia de regulação relativas a produtos específicos em ofertas de energia de regulação relativas a produtos normalizados; ou
 - b) Ativar localmente as ofertas de energia de regulação relativas a produtos específicos, sem as trocar.”
6. Incumbe ao Operador da Rede de Transporte que utilize produtos específicos reavaliar, pelo menos de dois em dois anos, a necessidade de os utilizar, em conformidade com os critérios estabelecidos no n.º 1 do Artigo 26.º (cf. artigo 26.º, n.º 2 do Regulamento).
7. O Operador da Rede de Transporte deve consultar as partes interessadas, incluindo as entidades competentes de cada Estado-Membro, durante pelo menos um mês, sobre os projetos de propostas de termos e condições ou de metodologias e de outras medidas de aplicação (cf. artigo 10.º, n.º 1 do Regulamento).

Artigo 1.º Objeto

1. A correta exploração do SEN (Sistema Elétrico Nacional), tanto do ponto de vista económico, como de garantia do abastecimento e segurança da operação no curto e médio prazo, obriga à existência de uma quantidade mínima de reserva terciária por forma a fazer face a incertezas associadas à

geração e ao consumo, com o objetivo de manter dentro dos limites aceitáveis, o desvio da interligação com Espanha em relação ao programado e para recuperar o equilíbrio do sistema após um incidente inesperado que produza um desvio na interligação fora dos limites de aceitabilidade.

2. Sempre que nos estudos de cobertura realizados no ano N, de acordo com os pressupostos do RMSA – Relatório de Monitorização de Segurança de Abastecimento, evidenciarem para os anos seguintes a existência no SEN de Índice de Cobertura probabilístico da Ponta (ICP) inferior à unidade ou reserva operacional medida através do padrão LOLE (*Loss of Load Expectation*) superior a 5 horas/ano, haverá necessidade de complementar a reserva operacional do SEN com a Banda de Reserva de Regulação, fornecida ao sistema por consumidores habilitados para esse efeito, por forma a salvaguardar a segurança de abastecimento do SEN. Esta necessidade identificada não pode ser satisfeita com nenhum produto normalizado especificado no Regulamento (UE) n.º 2195/2017 da Comissão, de 23 de novembro, encontrando-se, portanto, esta proposta abrangida pelo artigo 26 desse regulamento.

Artigo 2.º Âmbito de Aplicação

Encontram-se abrangidas no âmbito desta proposta as seguintes entidades:

- a) Agentes de Mercado Consumidores;
- b) Gestão Global do Sistema.

Artigo 3.º Siglas e definições

1. Para efeitos da presente proposta são utilizadas as seguintes siglas:

- a) AT – Alta Tensão;
- b) ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos;
- c) GGS – Gestão Global do Sistema;
- d) GIG – Gestor Integrado de Garantias;
- e) DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia;
- f) ICP – Índice de Cobertura probabilístico da Ponta;
- g) LOLE - *Loss of Load Expectation*;
- h) MAT – Muito Alta Tensão;
- i) MT – Média Tensão;
- j) MPGGS – Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema;
- k) ORT – Operador da Rede de Transporte;
- l) RMSA – Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento;
- m) SCADA - *Supervisory Control and Data Acquisition*;
- n) SEN – Sistema Elétrico Nacional.

2. Para efeitos da presente proposta são utilizadas as seguintes definições:

- a) «Agente de Mercado Consumidor»: entidade detentora de instalações consumidoras que se encontra habilitada a participar no Mercado de Banda de Reserva de Regulação e no Mercado de Reserva de Regulação;
- b) «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;
- c) «Banda de Reserva de Regulação»: terá o significado constante do artigo 4.º.
- d) «Leilão de Banda de Reserva de Regulação»: o leilão convocado pela ERSE nos termos do Artigo 7.º;



- e) «Mercado de Reserva de Regulação»: Mercado operado pela Gestão Global do Sistema de acordo com estabelecido no Procedimento n.º 13 do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema;
- f) «Ofertas de Reserva de Regulação»: a oferta realizada por um Agente de Mercado no Mercado Banda de Reserva de Regulação;
- g) «Período de Entrega»: o período de integração horário em que se estabelecem os programas a serem fornecidos ou entregues pelos diversos intervenientes no SEN;
- h) «Unidade Física»: instalação inscrita como tal junto da GGS nos termos do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.

Artigo 4.º Definição do Produto

O produto consiste na «Banda de Reserva de Regulação», que se define como a margem de variação da potência que uma Unidade Física Consumidora pode ser mobilizada a subir, num tempo inferior a quinze minutos, partindo do ponto de funcionamento em que se encontra, num Período de Entrega de uma hora.

Artigo 5.º Requisitos

1. As entidades que desejem prestar o serviço de Banda de Reserva de Regulação devem preencher os seguintes requisitos:
 - a) Ser um consumidor em MAT, AT ou MT;
 - b) Na eventualidade da instalação consumidora ter associada uma instalação de cogeração, comprovar através da realização de ensaios de verificação da disponibilidade a capacidade de redução do consumo, sem perda da capacidade de geração das referidas instalações de produção. No caso duma Unidade de Produção em Autoconsumo que não utilize a Rede Elétrica de Serviço Público, a aferição do cumprimento da prestação do serviço será efetuada pelo saldo entre consumo e produção no ponto de interligação com a rede;
 - c) Apresentar uma potência elegível superior ou igual a 4 MW;
 - d) Instalar um relé de deslastre por frequência, cujos ajustes serão determinados pela GGS, para que o conjunto de consumidores que oferece o serviço constitua um escalão de deslastre prévio ao estabelecido para o resto dos consumidores;
 - e) Instalar os equipamentos de medida em tempo real;
 - f) Não desenvolver uma atividade que inclua serviços essenciais em que a aplicação do serviço possa pôr em risco a segurança de pessoas ou bens. A identificação das atividades que prestam serviços essenciais deverá ser definida pela DGEG;
 - g) Prestação de garantia ao GIG ao abrigo do regime de gestão de riscos e garantias no SEN, sempre que aplicável;
 - h) Correto funcionamento das comunicações em tempo real entre a Unidade Física e o SCADA - *Supervisory Control and Data Acquisition* da GGS.
2. O processo para validação do cumprimento dos requisitos e de habilitação será estabelecido no MPGGS.

Artigo 6.º Necessidades de Banda de Reserva de Regulação

1. As necessidades de Banda de Reserva de Regulação terão as seguintes características:
 - a) Quantidade: Valor estabelecido pela ERSE, após proposta técnica do Operador de Rede de Transporte, verificadas as condições expressas no artigo 1.º, na especificação do leilão e que será constante durante todo o Período de Entrega;
 - b) Duração do Período de Contratação: Produto anual com início e termo a definir pela ERSE conforme disposto no ponto 2 do Artigo 8.º;
 - c) Sentido de Regulação: Positivo (regulação a subir, equivalente a consumo a baixar).

Artigo 7.º Contratação da Banda de Reserva de Regulação

1. A contribuição de cada Unidade Física, na satisfação das necessidades de Banda de Reserva de Regulação, será determinada, tendo como base o estabelecimento do Leilão de Banda de Reserva de Regulação.



2. A ERSE convoca a realização do Leilão de Banda de Reserva de Regulação, especificando os seguintes aspetos:
 - a) Data de realização do leilão;
 - b) Período de contratação;
 - c) Necessidade de Banda de Reserva de Regulação colocada à negociação (MW/hora);
 - d) Preço de reserva do Leilão de Banda de Reserva de Regulação (€/MW/hora);
 - e) A ERSE, na convocatória de cada leilão, pode definir limitações de participação, totais ou parciais, em função das condições do mercado e da experiência recolhida de leilões anteriores.
3. A metodologia de apuramento do preço de reserva, que corresponde ao maior preço admissível para a adjudicação das respetivas quantidades em leilão, definido na alínea d) do número anterior é estabelecida pela ERSE, tendo em consideração as condições observáveis do mercado, podendo ser objeto de divulgação autónoma na página da internet da ERSE.
4. Os Agentes de Mercado Consumidores que detenham Unidades Físicas registadas para participar no Mercado de Banda de Reserva de Regulação oferecerão, por Unidade Física e para o Período de Entrega estabelecido na especificação do produto aprovada pela ERSE, uma Banda de Reserva de Regulação a subir em MW, equivalente a consumo a baixar, e um desconto, em €/MW/hora, ao preço de reserva do Leilão de Banda de Reserva de Regulação.
5. A GGS, após o encerramento do período para a receção de ofertas, contratará a Banda de Reserva Regulação associada às ofertas que, em conjunto, satisfaçam as necessidades identificadas, representando um menor encargo para o sistema, de acordo com as regras operacionais específicas aprovadas pela ERSE, mediante proposta da entidade operacionalizadora do leilão
6. A contratação realizada pela GGS será considerada firme, adquirindo o Agente de Mercado Consumidor responsável pela Unidade Física contratada, a obrigação de cumprir com a Banda de Reserva de Regulação atribuída à Unidade Física bem como a conclusão do processo de habilitação.
7. A Banda de Reserva de Regulação contratada a cada Unidade Física lançado será valorizada ao preço estabelecido pela última oferta aceite, contratada de acordo com o ponto 5 do presente Artigo, e corresponderá a subtração ao preço de reserva do leilão do desconto constante da referida oferta.

Artigo 8.º Mobilização da Reserva Contratada no Leilão de Banda de Reserva de Regulação

1. As Unidades Físicas que foram contratadas no Leilão de Banda de Reserva de Regulação estão obrigadas a fornecer a Banda de Reserva de Regulação que lhes foi adjudicada. Este fornecimento é prestado através da participação obrigatória no Mercado de Reserva de Regulação com a apresentação duma Oferta de Reserva de Regulação com um preço igual ou inferior ao estabelecido em regra a definir no MPGGS.
2. As Unidades Físicas que foram contratadas no Leilão de Banda de Reserva de Regulação terão de comunicar diariamente os programas de consumo por Unidade Física e as Ofertas de Reserva de Regulação, conforme venha a ser estabelecido no MPGGS.
3. A GGS assumirá que a quantidade constante da Oferta de Reserva de Regulação corresponde à Banda de Reserva de Regulação atribuída no leilão no caso de o Agente de Mercado não enviar o programa do consumo por Unidade Física.
4. A GGS assumirá o preço por defeito estabelecido em regra a definir no MPGGS como preço da oferta, caso o Agente de Mercado Consumidor apresente o programa de consumo por unidade física mas não comunique a oferta de reserva de regulação.
5. As características, regras, apresentação e mobilização das Ofertas de Reserva de Regulação cumprem o disposto no MPGGS.

Artigo 9.º Verificação da Disponibilidade

1. A GGS verifica o cumprimento da disponibilidade da Banda de Reserva de Regulação contratada durante o período contratado, devendo, nessa verificação, observar critérios de igualdade de tratamento, objetividade e transparência.
2. Para aferir a disponibilidade das Unidades Físicas a GGS deverá realizar ensaios de verificação de disponibilidade de acordo com as regras e procedimentos estabelecido no MPGGS.
3. A verificação da disponibilidade referida nos números anteriores deve observar o disposto no MPGGS.



Artigo 10.º Penalidades ou Incumprimentos

1. A GGS, de acordo com o disposto no MPGGS, poderá aplicar penalidades por incumprimento, nomeadamente nas seguintes situações:
 - a) Incumprimento da taxa de disponibilidade dos canais de comunicação estabelecida no MPGGS;
 - b) Incumprimento dos ensaios de verificação de disponibilidade;
 - c) Incumprimento do serviço de Banda de Reserva de Regulação e do programa;
 - d) Incumprimento do deslastre por frequência.
2. Os termos e condições em que as referidas penalidades serão aplicadas estarão definidas no MPGGS.

Artigo 11.º Gestão de Riscos e Garantias

Sempre que necessário, aplica-se o definido no regime de gestão de riscos e garantias do SEN no que se refere ao reporte de informação por parte da GGS ao GIG, prestação de garantia e execução da garantia individual e solidária em caso de incumprimento dos pagamentos por parte do Agente de Mercado Consumidor.

Artigo 12.º Encargos ou Proveitos da Banda de Reserva de Regulação

Os encargos ou proveitos resultantes do produto de Banda de Reserva de Regulação serão imputados ao consumo das carteiras afetas aos Agentes de Mercado.

314726192