ERSE
ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

MANUAL DE PROCEDIMENTOS DA GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

- MPGGS -

SETOR ELÉTRICO

setembro - 2025

FICHA TÉCNICA

Título:
Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico

Edição:
Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

Processo de Aprovação:
Consulta Pública n.º 127
Parecer do Conselho Consultivo em 06/02/2025
Aprovação pelo Conselho de Administração em 28/08/2025

Publicação:
Diretiva n.º 9/2025, publicado no *Diário da República*, 2ª Série, n.º 175, de 11 de setembro de 2025

ÍNDICE

CAPÍTULO I DISPOSIÇÕES GERAIS 6

CAPÍTULO II ESTATUTO DE AGENTE DE MERCADO 20

Secção I Agente de Mercado e modalidades de participação 20
Secção II Requisitos financeiros, técnicos e operacionais 27
Secção III Suspensão do contrato 29

CAPÍTULO III UNIDADES DE PROGRAMAÇÃO 34

CAPÍTULO IV UNIDADES FÍSICAS 40

Secção I Inscrição de unidades físicas 40
Secção II Habilitação de Unidades Físicas 49
Secção III Centro de Controlo de Agente de Mercado 55
Secção IV Período de Comissionamento 56
Secção V Alteração, cancelamento, suspensão e exclusão 58

CAPÍTULO V ÁREAS DE OFERTAS 62

CAPÍTULO VI FUNCIONAMENTO DO SISTEMA 70

Secção I Objeto e Âmbito 70
Secção II Critérios de segurança e de funcionamento do SEN 71
Subsecção I Estados de funcionamento do SEN 71
Subsecção II Margens das variáveis de controlo operacionais 73
Secção III Estabelecimento dos níveis de carga admissíveis 79
Secção IV Condições de entrega de energia elétrica nos pontos fronteira da RNT 81
Secção V Reservas para a regulação frequência 81
Secção VI Estabelecimento dos Planos de Segurança 85

CAPÍTULO VII PROGRAMAÇÃO DE EXPLORAÇÃO E RESOLUÇÃO DE DESVIOS 92

CAPÍTULO VIII CONTRATAÇÃO BILATERAL 101

CAPÍTULO IX RESOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES TÉCNICAS INTERNAS 106

Secção I Âmbito 106
Secção II Resolução de restrições técnicas no PDBF 106
Subsecção I Exequibilidade técnica e resolução de restrições 106
Subsecção II Ofertas para resolução de restrições técnicas no PDBF 109
Subsecção III Fase 1 - modificação da programação do PDBF por critérios de segurança 112
Subsecção IV Implementação e resolução de restrições técnicas no PDBF 115

Subsecção V Fase 2 – modificação da programação do PDBF para reequilíbrio entre a geração e o consumo 118
Subsecção VI Indisponibilidades das Unidades Físicas após publicação do PDBF 119
Subsecção VII Informação ao NEMO, ao ORD e aos agentes de mercado 120
Secção III Resolução de restrições técnicas após publicação do PDVD 122
Subsecção I Ofertas para resolução de restrições técnicas após publicação do PDVD 122
Subsecção II Processo de resolução de restrições técnicas após publicação do PDVD 124
Subsecção III Informação ao NEMO e aos BSP 128
Secção IV Resolução de restrições técnicas após publicação do PF 128
Secção V Falha e incumprimentos da instrução de arranque 131
Secção VI Mecanismos excecionais de resolução 132
Secção VII Divulgação de informação 133
Secção VIII Relatório sobre impactes dos redespachos 135
CAPÍTULO X MECANISMO DE CONTROLO DA INJEÇÃO NA REDE POR UNIDADES FÍSICAS NÃO-HABILITADAS 137
CAPÍTULO XI CONTROLO DE TENSÃO 143
CAPÍTULO XII RESERVAS DE CONTENÇÃO DA FREQUÊNCIA 146
CAPÍTULO XIII BANDA DE RESERVA DE RESTABELECIMENTO DA FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO AUTOMÁTICA 149
Secção I Objeto, âmbito e definição do serviço 149
Secção II Algoritmo de contratação da banda de aFRR 155
Secção III Valorização do serviço de banda de aFRR 157
Secção IV Ajustamento de liquidação e incumprimentos do serviço de banda de AFRR 157
Secção V Prestação de informação 162
CAPÍTULO XIV ENERGIA DE REGULAÇÃO PROVENIENTE DE RESERVAS DE RESTABELECIMENTO DA FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO AUTOMÁTICA 164
Secção I Objeto, âmbito e definição do serviço 164
Secção II Ofertas de Energia de Regulação proveniente de aFRR 171
Subsecção I Apresentação de Ofertas de energia de aFRR 171
Subsecção II Validação das Ofertas de energia de aFRR 174
Secção III Contratação de energia de aFRR e contingência 177
Secção IV Quantificação e valorização da energia de aFRR 180
Secção V Verificação e incumprimento da energia de aFRR 181
Secção VI Prestação de informação 184
CAPÍTULO XV PROCESSO DE COORDENAÇÃO DE DESVIOS 187

CAPÍTULO XVI BANDA DIÁRIA DE RESERVA DE RESTABELECIMENTO DA FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO MANUAL 189

Secção I Objeto, âmbito e definição do serviço 189
Secção II Algoritmo de contratação da banda diária de mFRR 194
Secção III Valorização do serviço de banda diária de mFRR 196
Secção IV Incumprimentos do serviço de banda diária de mFRR 196
Secção V Prestação de informação 199

CAPÍTULO XVII ENERGIA DE REGULAÇÃO PROVENIENTE DE RESERVAS DE RESTABELECIMENTO DA FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO MANUAL 201

Secção I Objeto, âmbito e definição do serviço 201
Secção II Oferta de Reservas de Restabelecimento da Frequência com ativação Manual 208
Subsecção I Apresentação de Ofertas de Reservas de Restabelecimento da Frequência com Ativação Manual 208
Subsecção II Caraterísticas das Ofertas de Reservas de Restabelecimento da Frequência com Ativação Manual 209
Subsecção III Validação das Ofertas de Reservas de Restabelecimento da Frequência com Ativação Manual 213
Subsecção IV Marcação de ofertas 215
Subsecção V Contratação de Reservas de Restabelecimento da Frequência com ativação Manual 215
Secção III Utilização de ofertas de mFRR na Resolução de Restrições Técnicas 218
Secção IV Ensaios de verificação de disponibilidade 219
Secção V Incumprimento da ativação 220
Secção VI Prestação de informação 221

CAPÍTULO XVIII PRODUTO ESPECÍFICO TRANSITÓRIO DE RESERVA RÁPIDA DE RESTABELECIMENTO DA FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO MANUAL 223

CAPÍTULO XIX RESERVAS DE REPOSIÇÃO 228

Secção I Objeto, âmbito e definição do serviço 228
Secção II Ofertas de reservas de reposição 234
Subsecção I Apresentação de ofertas de reservas de reposição 234
Subsecção II Características das ofertas de reservas de reposição 235
Subsecção III Ofertas exclusivas em volume ou no tempo 239
Subsecção IV Ofertas multi-parte 240
Subsecção V Validação das ofertas de reservas de reposição 241
Secção III Contratação de reservas de reposição 243
Secção IV Valorização do serviço de reservas de reposição 246
Secção V Incumprimento da instrução de despacho 246
Secção VI Prestação de informação 247

CAPÍTULO XX PRODUTO ESPECÍFICO DE BANDA DE RESERVA DE RESTABELECIMENTO DA FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO MANUAL 248

Secção I Âmbito e definição do serviço 248
Secção II Adesão ao serviço de Banda de Reserva de restabelecimento da frequência com ativação manual 249
Secção III Mercado de contratação de banda de reserva de Restabelecimento da frequência com ativação manual 254
Secção IV Ativação da reserva contratada no Mercado de Banda de Reserva de Restabelecimento da frequência com ativação manual 260
Subsecção I Informação e aceitação da reserva contratada 260
Subsecção II Ensaios de verificação de disponibilidade 263
Subsecção III Incumprimentos 266

CAPÍTULO XXI CONTRATOS BILATERAIS PARA O FORNECIMENTO DE SERVIÇOS DE SISTEMA 270

CAPÍTULO XXII OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO 272

Secção I Objeto e âmbito 272
Secção II Operação da rede 273
Secção III Medidas de operação para garantir a satisfação do consumo em situações de alerta e de emergência 279

CAPÍTULO XXIII INDISPONIBILIDADES DA RNT 283

CAPÍTULO XXIV INDISPONIBILIDADES DAS INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO, DE ARMAZENAMENTO E DE CONSUMO 291

Secção I Âmbito 291
Secção II Coordenação da manutenção das instalações de produção, de armazenamento e de consumo 295

CAPÍTULO XXV GESTÃO DA INTERLIGAÇÃO INTERNACIONAL 298

Secção I Objeto e âmbito 298
Secção II Gestão de congestionamentos na interligação 299
Secção III Estabelecimento dos programas na interligação 303

CAPÍTULO XXVI VERIFICAÇÃO DA GARANTIA DO ABASTECIMENTO E SEGURANÇA DE OPERAÇÃO 309

Secção I Objeto e âmbito 309
Secção II Previsão de consumo 309
Secção III Verificação da garantia do abastecimento e segurança da operação no curto e médio prazos 310
Subsecção I Análise de segurança e metodologia do estudo 310
Subsecção II Informação necessária 312
Subsecção III Níveis de segurança 313

CAPÍTULO XXVII PROCEDIMENTOS DE LIQUIDAÇÃO 314

Secção I Princípios gerais da liquidação 314
Subsecção I Exclusões do procedimento de liquidação 315
Secção II Neutralidade financeira da liquidação no SEN e trocas de serviços de sistema entre ORT 316
Subsecção I Neutralidade financeira da liquidação 316
Subsecção II Valorização das Trocas de Serviços de Sistema com Plataformas Europeias (VTSS) 321
Secção III Rubricas da liquidação 325
Secção IV Direitos de recebimento e obrigações de pagamento dos BSP e BRP 332
Subsecção I Liquidação aos BSP 332
Subsecção II Liquidação aos BRP 345
Secção V Desvio por unidade de liquidação 350
Subsecção I Metodologia harmonizada de liquidação de desvios 350
Subsecção II Cálculo das energias de desvio por unidade de liquidação 351
Subsecção III Valorização das energias de desvio por unidade de liquidação 354
Secção VI Encargo para penalização por incumprimentos à programação em unidades de liquidação relativas a unidades de programação genérica (EDG) 357
Secção VII Penalização por incumprimento de instruções de despacho ou de limitações de potência 359
Secção VIII Encargo de Regulação para o Sistema (ERS) 365
Secção IX Medição de energia 368
Secção X Liquidação semanal 371
Secção XI Prestação de informação 376

CAPÍTULO XXVIII RELACIONAMENTO ENTRE O AGENTE DE MERCADO BRP E OUTROS AGENTES DE MERCADO 377

CAPÍTULO XXIX PAGAMENTOS E RECEBIMENTOS 380

CAPÍTULO XXX GESTÃO DE GARANTIAS 385

CAPÍTULO XXXI PROTEÇÃO DE DADOS 386

CAPÍTULO XXXII RESOLUÇÃO DE CONFLITOS 389

CAPÍTULO XXXIII DISPOSIÇÕES TRANSITÓRIAS E FINAIS 390

Secção I Disposições transitórias 390
Secção II Disposições finais 393

ANEXO I DETERMINAÇÃO DO CUSTO MARGINAL DE REFERÊNCIA PARA CENTRAL CCGT 399

ANEXO II CONDIÇÕES GERAIS DO CONTRATO DE ADESÃO AO MERCADO DE SERVIÇOS DE SISTEMA 405

DIRETIVA N.º 7/2025

APROVA O MANUAL DE PROCEDIMENTOS DA GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA DO SETOR ELÉTRICO

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

O MPGGS é aprovado pela ERSE ao abrigo do Regulamento de Operação das Redes (ROR), aprovado pelo Regulamento n.º 816/2023, de 27 de julho, e do Regulamento de Relações Comerciais (RRC), aprovado pelo Regulamento n.º 827/2023, de 28 de julho. A revisão do ROR em julho de 2023 incorporou o desenho europeu dos mercados de balanço do sistema elétrico e especifica que o gestor global do SEN (GGS) deve adotar os produtos normalizados de balanço, nomeadamente, os produtos de Reservas de Restabelecimento da Frequência com ativação Manual ("mFRR") e de Reservas de Restabelecimento da Frequência com ativação Automática ("aFRR"), aderindo às respetivas plataformas europeias, MARI e PICASSO, respetivamente. Os produtos normalizados de balanço estão previstos no Regulamento (UE) 2017/1485 da Comissão de 2 de agosto de 2017, que estabelece orientações sobre a operação de redes de transporte de eletricidade (Regulamento SO), e no Regulamento (UE) 2017/2195 da Comissão de 23 de novembro de 2017, que estabelece orientações relativas ao equilíbrio do sistema elétrico (Regulamento EB).

Conforme decorre do ROR, o GGS apresentou à ERSE uma proposta de alteração do MPGGS, para implementação dos códigos de rede europeus, bem como de outras propostas de melhoria das ferramentas da gestão do sistema, nomeadamente no contexto dos novos desafios da transição energética.

A ERSE alterou o MPGGS em 2023, pela Diretiva n.º 19/2023, de 26 de dezembro, para implementar o processo de mFRR. Após um período de implementação das novas regras e desenvolvimento dos sistemas necessários, quer pelo GGS, quer pelos agentes de mercado participantes nos serviços de sistema (BSP), incluindo uma fase de testes exaustivos para assegurar a fiabilidade dos novos processos, o funcionamento do mercado de energia de mFRR iniciou-se no dia 14 de março de 2024.

Na mesma data, devido às interdependências entre os dois sistemas, iniciou-se também o funcionamento da metodologia harmonizada de tratamento dos desvios, ainda que com um período de liquidação de desvios transitório, de uma hora.

Os primeiros meses de funcionamento do novo produto revelaram desafios para o GGS e para os BSP, quer na adaptação da operação diária às novas ferramentas e às suas características, quer perante novos fenómenos no mercado, fruto do aprofundamento da transição energética, tais como preços negativos no mercado grossista, períodos de desvios de programação muito elevados ou subcontratação das necessidades de serviços de sistema identificadas pelo GGS.

O GGS integrou a plataforma europeia de troca de energia de mFRR (Plataforma MARI) em 27 de novembro de 2024, após um período de desenvolvimentos e testes de integração na plataforma.

Tendo o SEN concretizado o passo referido de implementação do produto de energia de mFRR e da metodologia de tratamento dos desvios, a ERSE promoveu a adaptação do MPGGS para a implementação do serviço de aFRR, bem como a sua revisão profunda para incluir diversas matérias que integram o modelo europeu do mercado de eletricidade.

A ERSE elaborou sobre as propostas de base do GGS. O processo de aFRR de âmbito nacional substitui diretamente a anterior regulação secundária, de desenho nacional, enquanto o processo de ativação transfronteiriça de aFRR será estabelecido com a adesão do GGS à plataforma PICASSO, a plataforma europeia de troca de energia de balanço das reservas de aFRR. Nos termos do Regulamento EB, as características do produto normalizado de aFRR e de troca de energia de aFRR são concretizadas no respetivo enquadramento de implantação, aprovado pela Agência para a Cooperação de Reguladores de Energia (ACER). Este enquadramento de implantação da plataforma europeia de troca de energia de aFRR foi aprovado pela Decisão da ACER n.º 2/2020, de 24 de janeiro, depois alterada pela Decisão da ACER n.º 15/2022, de 30 de setembro.

A alteração do MPGGS inclui os produtos de capacidade, ou banda, e de energia de aFRR. O produto de banda de aFRR substitui diretamente a anterior banda de regulação secundária. O produto de energia de aFRR é novo, substituindo uma mobilização de aFRR por rateio das unidades com banda contratada, por uma mobilização por ordem de mérito das ofertas específicas para o produto de energia.

A presente alteração do MPGGS inclui outros elementos relevantes. Um deles é o produto normalizado de banda diária de mFRR. Este novo produto vem reforçar as ferramentas do GGS para assegurar a disponibilidade das reservas de regulação necessárias, bem como estimular a participação de unidades físicas como as renováveis ou as instalações de armazenamento, em particular num contexto de grande volatilidade dos preços nos mercados grossistas.

O MPGGS integra novos elementos previstos no ROR aprovado em 2023, que agora são concretizados em detalhe, estimulando a participação dos novos atores do sistema elétrico nos serviços de sistema, nomeadamente os produtores a partir de energias renováveis descentralizadas, as instalações de armazenamento, as pequenas instalações em agregação ou os consumidores também participantes em autoconsumo.

O novo mecanismo de controlo da injeção na rede por unidades físicas não habilitadas implementa o artigo 40.º do ROR e visa dar concretização à obrigação de observabilidade e controlabilidade que a lei impõe sobre as instalações de produção ou de armazenamento com potência superior a 1 MW. O grande crescimento deste segmento de produtores que, pelas características de custo marginal aproximadamente nulo, entra em primeiro lugar na ordem de mérito da produção, resultou em 2024 em situações de falta de unidades despacháveis na rede. Estas ocorrências tendem a ser mais frequentes com o aumento da potência instalada deste tipo.

Para promover que as unidades físicas não habilitadas se habilitem e participem ativamente nos serviços de sistema, o MPGGS passa a fazer incidir parte dos encargos de regulação do sistema (custos da banda de aFRR e da banda diária de mFRR) sobre os produtores que não o façam. Essa opção vem também dar corpo aos princípios definidos no artigo 48.º do ROR, dado que a produção não habilitada tende a fazer aumentar as necessidades de banda de regulação do SEN, devendo por isso suportar também o respetivo custo.

A revisão do MPGGS visa ainda criar as bases da participação das pequenas instalações nos serviços de sistema, por via de agregadores. Esta modalidade de participação permite desbloquear o potencial de flexibilidade que já existe nos utilizadores da rede de menor dimensão (ao nível do consumo ou da pequena produção), mas também preparar o forte aumento de recursos flexíveis que a transição energética irá trazer ao setor elétrico. O carregamento inteligente de veículos elétricos, as bombas de calor controláveis remotamente, a produção para autoconsumo ou a instalação de baterias estáticas, são exemplos de recursos flexíveis e de pequena dimensão. Estando em curso a aprovação do código de rede europeu sobre a resposta

da procura, a alteração do MPGGS procurou desde já concretizar os conceitos de agregação à luz desse código de rede em construção. A este respeito, o MPGGS vem implementar e orientar os processos da habilitação de carteiras de agregação, da programação por algoritmo (*baseline*), ou dos modelos de agregação para tratamento de desvios e aprovisionamento de energia.

Tendo presente a anunciada transição do período de programação (MTU) no mercado diário e no mercado intradiário para 15 minutos, em 2025, o MPGGS implementa também as alterações necessárias à adaptação a esta nova realidade.

Uma outra matéria que tem incidência nas alterações promovidas é a compatibilização do MPGGS com as figuras do acesso à rede com restrições e com o acordo de coordenação entre o GGS e ORD celebrado de acordo com o ROR.

Além dos aspetos principais referidos, o MPGGS foi ainda sujeito a uma reorganização e adaptação geral ao novo ROR e aos códigos de rede, depois de uma alteração mais circunscrita em 2023. Passa ainda a ser usado um modelo de redação articulada, à semelhança das diretivas e regulamentos da ERSE, que promove a objetividade das normas e a sua referência mais precisa.

Durante a preparação da presente alteração do MPGGS, devido à incompatibilidade dos prazos previstos para o processo de revisão com algumas medidas urgentes, a ERSE teve necessidade de lançar a Consulta de Interessados n.º 7/2024, em 28 de outubro, sobre a entrada em funcionamento do período de liquidação de desvios (ISP) em 15 minutos e sobre a adaptação do preço de referência para ajuste trimestral do preço de banda de regulação secundária. Em consequência, a ERSE aprovou a Diretiva 10/2024 (numeração interna), de 15 de novembro, sobre as regras transitórias aplicáveis ao ISP e ao preço da banda de regulação secundária. A revisão do MPGGS agora aprovada integra estas regras transitórias, revogando assim a referida Diretiva.

A dimensão e abrangência das alterações promovidas ao MPGGS, bem como a sensibilidade dos processos da gestão do sistema envolvidos, que funcionam em contínuo e sem possibilidade de falhas ou interrupções, exige uma implementação gradual das diversas medidas regulamentares. Note-se que os desafios são grandes, quer para o GGS, quer para os agentes de mercado que também devem implementar desenvolvimentos nos seus sistemas e nas suas práticas. Nesse sentido, o MPGGS prevê a entrada faseada das alterações. Prevê também o recurso a projetos-piloto para acelerar alguns aspetos ainda pouco concretizados, de forma mais ágil.

A presente alteração do MPGGS foi sujeita a um processo de consulta pública, tendo o Conselho Consultivo da ERSE emitido o seu parecer. A preparação da proposta incluiu a realização de uma sessão de trabalho com os agentes de mercado e com o GGS, em setembro de 2024.

Nestes termos, ao abrigo das disposições conjugadas do artigo 206.º, n.º 1, alínea a) do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação vigente, do artigo 56.º do Regulamento de Operação das Redes (ROR) do setor elétrico, aprovado pelo Regulamento n.º 816/2023, de 27 de julho, e do artigo 310.º do Regulamento de Relações Comerciais do setor elétrico e do setor do gás (RRC), aprovado pelo Regulamento n.º 827, de 28 de julho, na redação vigente, e do artigo 9.º, n.º 3, através de procedimento urgente nos termos do n. º 5 do artigo 10.º, e do artigo 31.º, n.º 2, alínea c) dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, na redação vigente, o Conselho de Administração da ERSE deliberou o seguinte:

Capítulo I
DISPOSIÇÕES GERAIS

Artigo 1.º
Objeto

1 - O presente Manual de Procedimentos é aprovado ao abrigo das disposições conjugadas do artigo 56.º do Regulamento de Operação das Redes (ROR) do setor elétrico, aprovado pelo Regulamento n.º 816/2023, de 27 de julho, e do artigo 310.º do Regulamento de Relações Comerciais do setor elétrico e do setor do gás (RRC), aprovado pelo Regulamento n.º 827/2023, de 28 de julho, ambos na redação vigente.

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

a) Critérios de segurança e funcionamento que devem aplicar-se à operação do SEN, na elaboração e execução das normas de segurança, tendo como objetivo a garantia da continuidade do abastecimento de acordo com a segurança e qualidade requeridas;

b) Processo de obtenção do estatuto de Agente de Mercado;

c) Regras de funcionamento dos mercados de serviços de sistema geridos pelo ORT;

d) Recuperação dos encargos para o sistema, associados à contratação dos serviços de sistema;

e) Processos de liquidação e faturação dos serviços de sistema.

Artigo 2.º
Âmbito de aplicação

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

a) Agentes de Mercado;

b) Agregador de Último Recurso;

c) Agregadores;

d) Comercializadores;

e) Comercializadores de Último Recurso;

f) Consumidores de energia elétrica;

g) Operadores das redes de distribuição;

h) Operador da rede de transporte;

i) Produtores;

j) Titulares de instalações de armazenamento autónomo.

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

a) As instalações da rede de transporte;

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

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

d) As instalações de clientes ligados à rede de distribuição habilitados para a prestação de serviços de sistema.

Artigo 3.º

Avisos do GGS

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

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

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

Artigo 4.º

Siglas

No presente Manual de Procedimentos são aplicáveis as siglas previstas no regime legal que estabelece a organização e o funcionamento do sistema elétrico público, bem como as seguintes:

a) ACB – Ação Coordenada de Balanço;

b) ACER - Agência para a Cooperação dos Reguladores de Energia;

c) aFRR – "*Frequency Restoration Reserves with automatic activation*" ou "Reservas de Restabelecimento da Frequência com ativação automática";

d) APA – Agência Portuguesa do Ambiente, I.P.;

e) AUR – Agregador de Último Recurso;

f) BRP - Agente de mercado responsável pela liquidação dos desvios, ou "*Balance Responsible Party*";

g) BSP – Agente de mercado habilitado a participar nos serviços de balanço e outros serviços de sistema, ou "*Balancing Service Provider*";

h) ENTSO-E – "*European Network of Transmission System Operators for Electricity*" ou "Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte de Eletricidade";

i) FCR – "*Frequency Containment Reserves*" ou "Reservas de Contenção da Frequência" as reservas de potência ativa disponíveis para conter a frequência da rede após a ocorrência de um desvio;

j) FRR – "*Frequency Restoration Reserves*" ou "Reservas de Restabelecimento da Frequência", as reservas de potência ativa disponíveis para restabelecer a frequência nominal na rede e para repor no valor programado os trânsitos nas interligações entre as zonas de controlo potência-frequência de uma zona síncrona;

k) FSKAR – "*Financial Settlement of KΔf, ACE and Ramping period"*;

l) GGS – Gestor Global do Sistema Elétrico Nacional, responsável pela atividade da gestão técnica global do SEN, atribuída ao ORT;

m) GIG – Gestor integrado de garantias;

n) GMLDD – Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor elétrico;

o) IGCC – "*International Grid Control Cooperation",* Plataforma europeia responsável pelo Processo de Coordenação de Desvios;

p) mFRR – "*Frequency Restoration Reserves with manual activation*" ou "Reservas de Restabelecimento da Frequência com ativação manual";

q) MTU – "*Market Time Unit"* ou período de programação ou de contratação;

r) NEMO – "*Nominated Electricity Market Operator*" ou "Operador Nomeado do Mercado de Eletricidade";

s) PBF - Programa Base de Funcionamento;

t) PDBC - Programa Diário Base de Contratação;

u) PDBF – Programa Diário Base de Funcionamento;

v) PDVD - Programa Diário Viável Definitivo;

w) PF - Programa Final onde estão incorporados os resultados do mercado diário, das sessões do mercado intradiário e contratação bilateral, com a desagregação do MTU dos mercados organizados;

x) PFC - Programa Final após o Mercado Intradiário Contínuo, com a desagregação do MTU dos mercados organizados;

y) PL – Programa de Liquidação;

z) PIBCI - Programa Incremental Base de Contratação Intradiária;

aa) PIBCIC - Programa Incremental Base de Contratação Intradiária do Contínuo;

bb) ISP – "*Imbalance settlement period*" ou Período de liquidação de desvios;

cc) RARI - Regulamento do Acesso às Redes e Interligações, aprovado pelo Regulamento n.º 818/2023, de 27 de julho;

dd) RCI – Renda de Congestionamento na Interligação;

ee) Regulamento ACER - Regulamento (UE) 2019/942 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, na atual redação, que institui a Agência da União Europeia de Cooperação dos Reguladores da Energia;

ff) Regulamento EB - Regulamento (UE) 2017/2195 da Comissão, de 23 de novembro de 2017, na atual redação, que estabelece orientações relativas ao equilíbrio do sistema elétrico;

gg) Regulamento ER - Regulamento (UE) 2017/2196 da Comissão, de 24 de novembro de 2017, na atual redação, que estabelece um código de rede relativo aos estados de emergência e de restabelecimento em redes de eletricidade;

hh) Regulamento SO - Regulamento (UE) 2017/1485 da Comissão, de 2 de agosto de 2017, na atual redação, que estabelece orientações sobre a operação de redes de transporte de eletricidade;

ii) REMIT - Regulamento (UE) n.º 1227/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro, na atual redação, relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas da energia;

jj) RMSA - Relatório de Monitorização de Segurança de Abastecimento a realizar pela DGEG, de acordo com o estabelecido no artigo 247.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro;

kk) ROR - Regulamento de Operação das Redes do setor elétrico, aprovado pelo Regulamento n.º 816/2023, de 27 de julho;

ll) RQS - Regulamento da Qualidade de Serviço dos setores elétrico e do gás, aprovado pelo Regulamento n.º 826/2023, de 28 de julho;

mm) RR – "*Replacement Reserves*" ou "Reservas de Reposição", as reservas de potência ativa disponíveis para restabelecer ou apoiar o nível de FRR exigido, a fim de preparar a rede para desvios adicionais, reservas de produção incluídas;

nn) RRC - Regulamento de Relações Comerciais do setor elétrico e do setor do gás, aprovado pelo Regulamento n.º 827/2023, de 28 de julho;

oo) SCADA – "*Supervisory Control And Data Acquisition*", ou Sistema de Controlo de Supervisão e Aquisição de Dados em tempo real do GGS;

pp) SEN – Sistema Elétrico Nacional.

Artigo 5.º

Definições

Para efeitos do presente Manual de Procedimentos, são aplicáveis as definições previstas no regime legal que estabelece a organização e o funcionamento do sistema elétrico público, bem como as seguintes:

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) Área de Ofertas - Conjunto de Unidades Físicas associadas a um mesmo Agente de Mercado, as quais se agregam nos termos do presente Manual, nomeadamente para a participação nos mercados de serviços de sistema;

c) Agente de mercado habilitado a participar nos serviços de balanço e outros serviços de sistema (BSP) – Agente de mercado que dispõe de grupos ou unidades fornecedores de reserva, apto a fornecer serviços de balanço, na aceção do Regulamento EB, e outros serviços de sistema ao GGS, incluindo resolução de congestionamentos e serviços de sistema não associados à frequência;

d) Agente de mercado representante – Agente de Mercado responsável pela comunicação da concretização de contratação bilateral estabelecida entre dois Agentes de Mercado;

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

f) Banda de aFRR - Margem de variação da potência em que o regulador central do GGS pode atuar automaticamente, num tempo até cinco minutos, partindo do ponto de funcionamento em que se encontra em cada instante;

g) Banda de mFRR - Margem de variação da potência de um conjunto de Unidades Físicas comprometidas a colocar ofertas no mercado de energia de mFRR e que o GGS pode ativar através desse mercado;

h) Capacidade Comercial da Interligação - Capacidade de interligação disponível para fins comerciais determinada nos termos do RARI;

i) 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, definida para cada um dos sentidos do fluxo de potência duma interligação elétrica, como o valor máximo do programa de interligação líquido que pode estabelecer-se no dito sentido do fluxo de potência;

j) Centro de controlo do agente de mercado – Instalação do agente de mercado que centraliza a gestão e agregação de múltiplas Unidades Físicas, assegurando a comunicação em tempo

real com o Despacho Nacional do GGS, podendo ser usada para troca de dados em tempo real sobre o estado de cada uma das Unidades Físicas e comunicação de ativações e instruções de despacho pelo GGS;

k) Centro de operação do GGS - Sala de comando do GGS responsável pelo controlo e monitorização das instalações da RNT;

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

m) Consumo em armazenamento - Energia consumida durante o processo de injeção de energia numa instalação de armazenamento;

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

o) Despacho Nacional do GGS - Sala de comando do GGS responsável pela operação dos mercados de serviços de sistema, equilíbrio e monitorização da segurança do SEN;

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

q) Equipamento Local de Telerregulação (ELT) - Equipamento existente na Unidade Física que presta o serviço de aFRR, recebe o sinal de telerregulação e transmite em tempo real para o regulador central do GGS, ou para o Centro de controlo do agente de mercado, informação dinâmica sobre os grupos geradores ligados à telerregulação e os respetivos limites de potência;

r) Estado normal - Estado de funcionamento do sistema em que todas as variáveis de controlo que caracterizam o estado do sistema se encontram dentro das margens de funcionamento normal e cumprem os critérios de segurança estabelecidos no Capítulo VI – Funcionamento do sistema;

s) Estado de alerta - Estado de funcionamento do sistema em que todas as variáveis de controlo que caracterizam o estado do sistema se encontram dentro das margens de funcionamento normal, mas não cumprem os critérios de segurança estabelecidos no Capítulo VI;

t) Estado de emergência - Estado de funcionamento do sistema em que uma ou mais variáveis de controlo do sistema apresentam valores fora das margens de funcionamento normal, incluindo-se neste estado aqueles casos em que se regista alguma interrupção no fornecimento de energia elétrica de carácter local;

u) Estado de apagão - Estado do sistema caracterizado pela perda de fornecimento de energia elétrica numa parte do sistema elétrico (apagão regional) ou na totalidade do sistema elétrico (apagão nacional);

v) Estado de reposição - Estado de funcionamento do sistema em que se inicia o restabelecimento da operação da rede e se mantém a segurança operacional, após um estado de apagão ou de emergência.

w) Flag de seguimento de sinal - Condição binária aferida pelo regulador central do GGS que indica o valor 1 (um) se uma Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR responde com a variação da potência correspondente, no prazo de 30 segundos após o envio do sinal de telerregulação pelo regulador central ou pelo Centro de controlo do agente de mercado para o Equipamento Local de Telerregulação, indicando o valor 0 (zero) no caso contrário;

x) Flag de telerregulação - Condição binária recebida pelo regulador central do GGS e enviada pelo Equipamento Local de Telerregulação ou Centro de controlo do agente de mercado que indica o valor 1 (um) se uma Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR tem o serviço de telerregulação ativo e está a receber os respetivos sinais, indicando o valor 0 (zero) no caso contrário;

y) Horizonte de programação - Período que tem por referência a hora oficial do mercado diário, compreendido entre as 00:00 horas CET/CEST do dia d e as 00:00 horas CET/CEST do dia d+1;

z) Instalação de armazenamento ou instalação de armazenamento autónomo - uma instalação autónoma com ligação à RESP onde a energia é armazenada, objeto de licença ou de registo, nos termos definidos no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, sem que esteja associada a centro eletroprodutor ou unidade de produção para autoconsumo e sem integrar uma instalação de utilização;

aa) Instalação hibridizada – Instalação de produção ou UPAC à qual é adicionada uma nova unidade de produção que utilize diversa fonte primária de energia renovável ou nova

unidade de armazenamento, sem alterar a capacidade de injeção do centro eletroprodutor ou UPAC preexistente;

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

cc) Período de liquidação de desvios ou período de liquidação ou ISP - A unidade de tempo a que se reporta o cálculo dos desvios dos agentes de mercado responsáveis pela liquidação dos desvios, fixada em 15 minutos nos termos do artigo 53.º do Regulamento EB;

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

ee) Período de contratação - o período para o qual o BSP se compromete a prestar um serviço firme de banda, no sentido de regulação contratado, para mobilização posterior pelo GGS, num determinado período de entrega;

ff) Período de entrega - o período durante o qual o BSP entrega a totalidade da variação de potência ativa, por sentido de regulação, conforme mobilizada pelo GGS;

gg) Período de programação ou MTU - o período para o qual as transações de energia elétrica, nos mercados diário e intradiários e na contratação bilateral, são realizadas;

hh) Planos de segurança - Planos que permitem responder às diferentes situações que podem apresentar-se na operação do SEN, com o objetivo de garantir a sua segurança, classificados, em função da situação de operação em que se aplicam, como Planos de Salvaguarda, Planos de Emergência e Planos de Reposição de Serviço;

ii) Planos de Salvaguarda - Planos que contemplam as medidas a adotar para evitar que o SEN se encontre fora do estado normal ou, se isso acontecer, para recuperar esse estado no menor tempo possível, nos termos do Capítulo VI;

jj) Planos de Emergência - Planos cujo objetivo é minimizar o alcance e a extensão dos incidentes, uma vez que estes tenham ocorrido e devolver o SEN ao estado normal de operação no menor tempo possível nos termos do Capítulo VI, incluindo os planos de deslastre automático e deslastre seletivo de cargas, por atuação dos relés de deslastre por mínimo de frequência e a ativação do deslastre de carga manual seletivo;

kk) Planos de Reposição de Serviço - Planos que sistematizam as atuações que os diferentes centros de controlo e manobra e o pessoal de operação local nas subestações devem realizar, no caso de ocorrer uma perturbação, nos termos do Capítulo VI;

ll) Plataforma europeia de aFRR - a plataforma europeia de troca de energia de regulação proveniente de reservas de restabelecimento da frequência com ativação automática, nos termos previstos no artigo 21.º do Regulamento EB;

mm) Plataforma nacional de aFRR - corresponde ao sistema do GGS que implementa o processo local de aFRR;

nn) Plataforma europeia de mFRR - a plataforma europeia de troca de energia de regulação proveniente de reservas de restabelecimento da frequência com ativação manual, nos termos previstos no artigo 20.º do Regulamento EB;

oo) Plataforma nacional de mFRR - corresponde ao sistema do GGS que implementa o processo local de mFRR;

pp) Plataforma europeia de RR - a plataforma europeia de troca de energia de regulação proveniente de reservas de reposição, nos termos previstos no artigo 19.º do Regulamento EB;

qq) Plataforma nacional de RR - corresponde ao sistema do GGS que implementa o processo local de RR;

rr) 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;

ss) Programa Base de Funcionamento (PBF) - Programa que corresponde à posição final do BSP resultante da participação nos mercados organizados e da contratação bilateral, ajustado das ativações para o controlo de potência-frequência ou para fins específicos, sendo corrigido em cada instante com o ponto de funcionamento real da Unidade Física quando o serviço de telerregulação está ativo, com o estado da *flag* de telerregulação e da *flag* de seguimento do sinal ambas a assumir o valor 1 (um);

tt) 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 elétrica em qualquer dos dois sistemas, em caso de urgência e para resolver uma situação especial de risco na operação de um 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;

uu) 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;

vv) Programa Diário Base de Contratação (PDBC) - Programa elaborado pelo NEMO com discriminação por período de programação das vendas e aquisições realizadas no mercado diário pelas Unidades de Oferta nacionais;

ww) Programa Diário Base de Funcionamento (PDBF) - Programa elaborado pelo GGS, com discriminação por período de programação, que agrega a informação apresentada no PDBC e a afeta à concretização dos contratos bilaterais comunicada pelos Agentes de Mercado;

xx) Programa Diário Viável Definitivo (PDVD) - Programa diário, com discriminação por período de programação, que incorpora as modificações introduzidas no PDBF para resolução de restrições técnicas no PDBF e posterior reequilíbrio entre geração e consumo;

yy) Programa Final (PF) - Programa estabelecido após cada mercado intradiário com a agregação, por período de programação e Unidade de Programação, de todas as transações firmes;

zz) Programa Final após o Mercado Intradiário Contínuo (PFC) - Programa estabelecido após o fecho do mercado intradiário contínuo, com a repartição por período de programação e Unidade de Programação, dos resultados do mercado diário, dos mercados intradiários e por contratação bilateral;

aaa) Programa de Liquidação (PL) - Programa de liquidação, que resulta da soma algébrica de programas afetos à participação no MIBEL, área de controlo portuguesa, para determinação de desvios por unidade de liquidação;

bbb) Regulamento das Redes - Regulamento previsto no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro;

ccc) Reserva de Contenção da Frequência ou FCR - Reservas de potência ativa disponíveis para conter a frequência da rede após a ocorrência de um desvio, recorrendo a uma função automática descentralizada dos geradores para ajustar a sua potência;

ddd) Restrição Técnica - Qualquer limitação, derivada da situação da rede de transporte, da rede de distribuição ou do sistema, para que o fornecimento de energia elétrica se possa realizar nas condições de segurança, qualidade e fiabilidade definidas no Capítulo VI;

eee) Unidade de Produção - Grupo gerador de uma Unidade Física de produção;

fff) 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;

ggg) 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;

hhh) 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;

iii) 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;

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

kkk) Unidade de Ofertas de aFRR - Grupo de Unidades Físicas habilitadas para a prestação do serviço de aFRR em agregação;

lll) Unidade Física Agregada - Agregação de instalações de consumo, produção e/ou de armazenamento com menos de 1 MW, por instalação, ou com UPAC com potência de ligação à RESP inferior a 1 MW, habilitadas para participar nos mercados de serviços de sistema;

mmm) Zona de controlo potência-frequência ou zona LFC portuguesa - corresponde à RESP, na qual o GGS assume as obrigações de controlo potência-frequência previstas no Regulamento SO, sendo responsável pela Zona de monitorização, pela Zona de controlo potência-frequência e pelo Bloco de controlo potência-frequência portugueses que integram a Zona Síncrona Europa Continental.

Artigo 6.º

Relatório de monitorização

1 - Em observação do Regulamento EB, o GGS publica no seu sítio na Internet um relatório sobre a gestão do sistema.

2 - Devem constar do relatório referido no número anterior os seguintes elementos:

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

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

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

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

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

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

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

3 - O relatório deve ser elaborado pelo menos a cada dois anos e cobrir o período correspondente a esse intervalo de tempo.

4 - O relatório deve ser publicado até 6 meses após o fim do período a que respeita.

5 - O relatório deve respeitar a confidencialidade das informações.

6 - O relatório sobre regulação deve ser redigido em inglês ou, pelo menos, conter um resumo em inglês.

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

Artigo 7.º

Relatório de monitorização das regras harmonizadas de desvios

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

2 - O relatório deve abordar o funcionamento da metodologia harmonizada de valorização de desvios, a verificação dos incumprimentos de limitações de potência e os processos de liquidação.

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

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

Artigo 8.º

Divulgação das características dos serviços de sistema

1 - O GGS deve publicar no seu sítio na Internet os termos e condições de habilitação e prestação dos vários serviços de sistema constantes nos Procedimentos do MPGGS e demais obrigações que decorrem do artigo 12.º do Regulamento EB.

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

Capítulo II

ESTATUTO DE AGENTE DE MERCADO

Secção I

Agente de Mercado e modalidades de participação

Artigo 9.º

Agente de mercado

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

a) Transacionar energia elétrica através de contratação bilateral ou através da participação nos mercados diário e intradiário; ou

b) Participar nos mercados de serviços de sistema; ou

c) Atuar como responsável perante o GGS pela liquidação dos desvios e outros encargos ou proveitos de regulação.

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

a) Participar nos mercados organizados ou através de contratação bilateral – entidade que pretenda transacionar energia elétrica no mercado diário, intradiário ou através de contratação bilateral, podendo, no âmbito desta atividade, intervir por conta própria, quando participa com instalações de que é proprietário, ou em representação de terceiros, quando agrega ou representa instalações que são de terceiros.

b) Participar nos mercados de serviços de sistema, como BSP – entidade habilitada pelo GGS para participar nos mercados de serviços de sistema e responsável pela liquidação dos encargos ou proveitos resultantes da participação nestes mercados, podendo, no âmbito desta atividade, intervir por conta própria, quando participa com instalações de que é proprietário, ou em representação de terceiros, quando agrega ou representa instalações que são de terceiros.

c) Assumir responsabilidade pela liquidação dos desvios e outros encargos ou proveitos de regulação perante o GGS, como BRP – entidade responsável perante o GGS pela liquidação dos desvios e outros encargos ou proveitos de regulação resultantes da participação nos

mercados de energia e da aplicação do presente Manual de Procedimentos, podendo, no âmbito desta atividade, intervir por conta própria, quando assume as responsabilidades financeiras e de prestação de caução junto do GIG que advêm da sua participação direta nos mercados organizados ou nos mercados de serviços de sistema, ou em representação de terceiros, quando assume as responsabilidades financeiras e de prestação de caução junto do GIG que advêm da participação de terceiros nos mercados organizados ou nos mercados de serviços de sistema.

Artigo 10.º

Participação nos mercados organizados ou através de contratação bilateral

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

a) Solicitar a inscrição de Unidades de Programação e Unidades Físicas para possibilitar as transações nos mercados organizados e através de contratação bilateral;

b) Celebrar contratos bilaterais;

c) Realizar transações de energia elétrica através de contratos bilaterais entre Agentes de Mercado;

d) Inscrever-se no NEMO para transacionar energia elétrica no mercado diário e intradiário.

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

a) Identificar a entidade em quem delega a responsabilidade pela liquidação de desvios e outros encargos ou proveitos de regulação, caso não pretenda assumir diretamente as obrigações de pagamento e direitos de recebimento atribuídos no Capítulo XXVII do presente Manual, sobre a liquidação;

b) Assegurar o acesso aos sistemas informáticos do GGS;

c) Assegurar o cumprimento dos requisitos técnicos e operacionais identificados na Secção II.

Artigo 11.º

Participação nos mercados de serviços de sistema

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

a) Solicitar a habilitação de Unidades Físicas para participar nos mercados de serviços de sistema;

b) Apresentar Ofertas nos mercados de serviços de sistema para as Unidades Físicas, grupos de Unidades Físicas ou Áreas de Ofertas em que estejam habilitadas a participar;

c) Receber retribuição pela contratação de serviços de sistema correspondente à sua participação nos mercados de serviços de sistema, de acordo com o estabelecido no presente Manual.

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

a) Assegurar a manutenção dos requisitos técnicos e operacionais necessários para participar no mercado de serviços de sistema;

b) Adquirir, instalar e manter em bom estado de funcionamento os equipamentos com as características indicadas pelo GGS e infraestruturas necessárias para a participação no mercado de serviços de sistemas;

c) Suportar os custos associados à aquisição, conservação e manutenção dos equipamentos e infraestruturas indicadas na alínea anterior;

d) Comunicar ao GGS quaisquer irregularidades que possam pôr em causa a sua participação nos mercados de serviços de sistema;

e) Estar apto, tecnicamente, para cumprir as instruções de despacho emitidas pelo GGS;

f) Cumprir as instruções de despacho e instruções afetas a limitações de potência emitidas pelo GGS;

g) Assumir as obrigações de pagamento e direitos de recebimento atribuídos no Capítulo XXVII, sobre liquidação;

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

Artigo 12.º

Agente de Mercado com múltiplos BSP

1 - Um Agente de Mercado pode optar por segmentar a sua carteira de instalações elétricas em mais de um BSP, para efeitos de participação nos mercados de serviços de sistema.

2 - Cada BSP do mesmo Agente de Mercado é tratado como um participante autónomo nos mercados de serviços de sistema, nomeadamente para efeitos de inscrição de Unidades Físicas, ofertas e apuramento da liquidação dos serviços de sistema.

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

Artigo 13.º

Responsabilidade pela liquidação dos desvios e outros encargos de regulação perante o GGS

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

a) Ter acesso à informação que suporte a liquidação realizada ao abrigo do presente Manual;

b) Receber um pagamento relativo aos proveitos resultantes da aplicação do presente Manual.

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

a) Assegurar a manutenção dos requisitos técnicos e operacionais necessários aos processos de liquidação do GGS;

b) Proceder ao pagamento dos encargos resultantes da aplicação do presente Manual.

Artigo 14.º

Agente de Mercado com múltiplos BRP

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

2 - Na circunstância do número anterior, o Agente de Mercado deve definir o BRP por defeito, ao qual são atribuídos os consumos ou injeções na rede de instalações não identificadas expressamente pelo Agente.

3 - O GGS deve coordenar com o ORD e com o OLMCA a troca de dados para permitir a segregação das carteiras de BRP, se aplicável.

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

5 - Até à definição dos mecanismos de ajuste da posição de desvio dos BRP relativamente a instalações integradas em carteiras de BSP, o Agente de Mercado que opte por múltiplos BRP, constitui Áreas de Ofertas distintas para as Unidades Físicas associadas a cada BRP.

Artigo 15.º

Obtenção do estatuto de Agente de Mercado

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

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

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

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

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

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

d) Comprovativo de que a entidade se encontra registada junto de uma Entidade Reguladora Nacional da União Europeia e da ACER, nos termos do artigo 9.º do REMIT;

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

f) Identificação das pessoas responsáveis para efeito do relacionamento com o GGS e indicação dos respetivos contactos, incluindo o endereço do correio eletrónico, nomeadamente para efeitos de notificação;

g) Informação necessária para efeitos de Liquidação e Faturação;

h) Formulário de Aceitação de Faturação e Autofaturação eletrónica;

i) Documento de representação, nos termos definidos pelo GGS, demonstrativo da transferência de responsabilidade perante o GGS, pela liquidação dos desvios e outros encargos de regulação resultantes da aplicação do presente Manual, para um BRP, se aplicável;

j) Comprovativo de constituição, no GIG, de garantia suficiente para cobertura das obrigações económicas que venham a decorrer da sua atuação como Agente de Mercado, nos termos estabelecidos no Contrato e no presente Manual;

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

4 - Os formulários referidos em f), g) e h) são disponibilizados no sítio da internet da entidade concessionária da RNT.

5 - O Agente de Mercado é responsável por manter atualizados, junto do GGS, todos os contactos disponibilizados.

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

7 - Após a receção do Pedido de Inscrição, o GGS analisa toda a documentação e demais informação apresentada devendo, em particular, verificar e confirmar que foi apresentada toda a documentação e informação exigida pelo presente Manual de Procedimentos.

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

a) Completar a documentação apresentada;

b) Realizar ensaios de verificação e aceitação dos meios técnicos e dos equipamentos necessários à realização das atividades que decorrem da sua participação.

9 - A informação e esclarecimentos adicionais referidos nas alíneas anteriores devem ser prestados nos 15 (quinze) dias úteis subsequentes ao da notificação efetuada pelo GGS.

10 - Decorrido o prazo previsto no número anterior e na falta de algum dos elementos adicionais solicitados, o Pedido de Inscrição é considerado sem efeito.

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

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

13 - O Contrato de Adesão é redigido de acordo com as Condições Gerais que constituem o Anexo II do presente Manual de Procedimentos.

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

15 - Os Agentes de Mercado podem solicitar a alteração das atividades que desempenham junto do GGS, devendo cumprir os requisitos estabelecidos para cada atividade, sendo que a alteração

só produz efeitos após a validação pelo GGS do cumprimento de todas as obrigações decorrentes das atividades que o Agente de Mercado pretende exercer.

Secção II

Requisitos financeiros, técnicos e operacionais

Artigo 16.º

Requisitos financeiros, técnicos e operacionais

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

Artigo 17.º

Participação nos mercados organizados ou através de contratação bilateral

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

a) A capacidade de trocar comunicações operacionais, nomeadamente, submissão de concretizações de contrato bilateral;

b) A instalação e manutenção em boas condições de funcionamento dos equipamentos e canais de comunicação que garantam a observabilidade e controlabilidade pelo GGS, quando aplicável.

Artigo 18.º

Participação nos mercados de serviços de sistema, como BSP

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

a) A capacidade de trocar comunicações operacionais, nomeadamente, submissão de ofertas e receção dos resultados da sua participação no mercado de serviços de sistema;

b) A instalação e manutenção em boas condições de funcionamento dos equipamentos e canais de comunicação que garantam a observabilidade e controlabilidade pelo GGS e o cumprimento do código de rede relativo aos estados de emergência e de restabelecimento em redes de eletricidade, quando aplicável.

c) A capacidade de trocar comunicações orais e escritas com o GGS em língua portuguesa;

d) A capacidade de trocar comunicações com o Sistema Informático da Liquidação, nomeadamente, para comunicação de informação necessária para a realização dos processos de liquidação e receção dos resultados do processo de liquidação da participação nos serviços de sistema.

2 - O GGS outorga ao Agente de Mercado a habilitação para participar nos mercados de serviços de sistema, como BSP, após demonstração, através de ensaios, da requerida capacidade técnica e operativa definida para cada serviço.

3 - O GGS mantém atualizada e pública a listagem dos BSP habilitados à prestação de cada serviço de sistema.

4 - O processo de habilitação para a prestação de cada serviço de sistema é aplicável a cada Unidade Física.

5 - O GGS e o operador da rede a que esteja ligada a Unidade Física (e o operador das redes de distribuição intermediárias entre esta e a RNT) estabelecem procedimentos de troca de informação e de tomada de decisão relativos à habilitação da Unidade Física para prestar serviços de reserva de potência ativa e às ofertas comunicadas ao GGS, de modo a garantir que não provocam congestionamentos de rede.

6 - Os procedimentos de troca de informação devem atender ao cumprimento dos prazos de habilitação e de ativação.

7 - Tendo em conta o Regulamento SO, estes procedimentos podem implicar o estabelecimento de limites, permanentes ou temporários, à habilitação ou ao fornecimento de reserva, com base em razões técnicas como a localização geográfica dos grupos ou unidades fornecedores de reserva.

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

Artigo 19.º

Responsável pela liquidação dos desvios e outros encargos perante o GGS, como BRP

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

2 - O GGS outorga ao Agente de Mercado a habilitação para exercer a responsabilidade pela liquidação de desvios e outros encargos perante o GGS, como BRP, após demonstração, através de ensaios, da capacidade financeira, técnica e operativa.

3 - O GGS mantém atualizada e pública a listagem dos BRP habilitados.

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

Secção III

Suspensão do contrato

Artigo 20.º

Suspensão do contrato

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

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

a) Suspensão do registo a que se refere o artigo 9.º do REMIT;

b) Falta de comunicação ao GGS de todas as alterações aos elementos apresentados no processo de inscrição do Agente de Mercado ou de registo de unidades;

c) Falta de comunicação ao GGS de qualquer alteração aos elementos constantes do Contrato, relativos à identificação, residência ou sede no prazo de 30 (trinta) dias a contar da data da alteração, nos termos previstos na lei;

d) Falta de pagamento ao GGS dos encargos decorrentes da sua atuação como Agente de Mercado, nos termos do presente Manual de Procedimentos;

e) Por instrução emitida pelo GIG, ao abrigo da legislação e regulamentação em vigor;

f) Falta de um Agente de Mercado terceiro, BRP, responsável pela liquidação dos desvios e outros encargos de regulação perante o GGS, por conta do Agente de Mercado, no caso de este último não assumir diretamente essa responsabilidade;

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

3 - Perante a ocorrência de uma situação de incumprimento, e salvo o disposto em contrário no presente Manual ou noutra regulamentação, o GGS notifica o Agente de Mercado em causa que dispõe do prazo de 5 (cinco) dias úteis, a contar do dia útil seguinte ao da data da notificação pelo Sistema Informático da Liquidação ou da notificação por correio eletrónico para o endereço registado como Representante do Agente de Mercado, para fazer prova de que se encontra, novamente, em condições de observar as disposições constantes do Contrato bem como do presente Manual de Procedimentos.

4 - A notificação prevista no número anterior deve ainda informar o Agente de Mercado de que, caso não regularize a situação nesse prazo, se considera suspenso o Contrato, e o GGS deve dar conhecimento dessa notificação à ERSE, ao NEMO, ao OLMCA, ao GIG e ao ORD.

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

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

a) No caso de um Agente de Mercado que participe nos mercados organizados ou através de contratação bilateral, à impossibilidade temporária de transacionar energia elétrica;

b) No caso de um Agente de Mercado BSP, que participa nos mercados de serviços de sistema, à impossibilidade temporária de participar nos mercados de serviços de sistema;

c) No caso de um Agente de Mercado BRP, que exerce a responsabilidade da liquidação de desvios e outros encargos perante o GGS, à impossibilidade temporária de exercer essa atividade.

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

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

Artigo 21.º

Notificação dos Agentes de Mercado que transferiram a responsabilidade pela liquidação dos desvios e outros encargos para um BRP

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

a) O BRP em causa comunique ao GGS a cessação dessa transferência de responsabilidade; ou

b) O GGS notifique o BRP em causa de uma situação de incumprimento suscetível de constituir causa de suspensão do seu Contrato.

2 - No caso da alínea a) do número anterior, o BRP deve comunicar ao GGS a cessação da transferência de responsabilidade pela liquidação com uma antecedência mínima de 10 (dez) dias úteis e na mesma data, notificar esse facto aos Agentes de Mercado envolvidos, de acordo com o Capítulo XXVIII.

3 - O GGS notifica os Agentes de Mercado até ao dia útil seguinte à receção da comunicação do BRP ou da emissão da comunicação ao BRP, dos factos referidos nos números anteriores.

4 - A notificação informa os Agentes de Mercado de que a concretização da cessação da transferência de responsabilidade pela liquidação para um BRP ou a suspensão do Contrato desse BRP terá como efeito a suspensão do Contrato do Agente de Mercado notificado, sem prejuízo do número seguinte.

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

Artigo 22.º

Cessação do contrato

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

2 - A cessação do contrato ocorre nas seguintes situações:

a) Acordo entre as partes;

b) Caducidade;

c) Caducidade do registo a que se refere o artigo 9.º do REMIT;

d) Rescisão, caso se mantenha por um período superior a 20 (vinte) dias úteis a contar da data da suspensão, a situação de incumprimento que tenha originado a suspensão do Agente de Mercado.

3 - O GGS notifica o Agente de Mercado através do Sistema Informático da Liquidação ou de notificação por correio eletrónico para o endereço registado como Representante do Agente de Mercado, da cessação do Contrato, dando conhecimento desse facto à ERSE, à DGEG, ao OLMCA, ao NEMO, ao GIG e ORD.

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

5 - No caso de um Agente de Mercado BRP que agregue entidades para efeitos de liquidação de desvios, a cessação do Contrato do primeiro segue o disposto no Artigo 422.º.

6 - Sem prejuízo da cessação do Contrato, as obrigações do Agente de Mercado só cessam após a liquidação de todos encargos inerentes à sua participação no mercado.

7 - Caso uma entidade que tenha perdido o estatuto de Agente de Mercado pretenda voltar a obter essa condição, deverá instruir um novo processo de inscrição nos termos do Artigo 15.º.

Capítulo III
UNIDADES DE PROGRAMAÇÃO

Artigo 23.º

Tipos de unidades de programação

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

a) Comercialização - Para poder concretizar a programação das aquisições e vendas de energia elétrica no mercado organizado ou através de contratação bilateral, cada Agente de Mercado que detenha uma licença de comercialização pode solicitar a inscrição de uma Unidade de Programação relativa ao fornecimento dos seus clientes.

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

   Um Agente de Mercado Produtor pode solicitar a inscrição de uma Unidade de Programação relativa ao consumo próprio de energia elétrica nos serviços auxiliares das suas instalações.

c) Consumo em Bombagem ou em armazenamento – Unidade de Programação registada por um Agente de Mercado para concretizar a programação do consumo realizado pelo conjunto de grupos reversíveis dos aproveitamentos hidroelétricos ou consumo em instalações de armazenamento que pertençam à mesma Área de Ofertas.

   Esta Unidade de Programação será distinta da relativa à produção de energia elétrica e da relativa ao consumo próprio de energia elétrica nos serviços auxiliares.

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

e) Portefólio - Unidade de Programação registada por um Agente de Mercado para estabelecer as transações no mercado intradiário contínuo.

Podem ser registadas Unidades de Programação de Portefólio que estejam associadas às Unidades de Programação de:

i) Consumo ou Comercialização do Agente de Mercado; ou

ii) Produção ou Bombagem do Agente de Mercado.

f) Produção – Cada Agente de Mercado que pretenda, para um conjunto de instalações de produção e/ou armazenamento, concretizar a programação das vendas e aquisições de energia elétrica no mercado organizado ou através de contratação bilateral, pode solicitar a inscrição de Unidades de Programação para programar a venda e aquisição de energia elétrica correspondente à sua produção.

Deve ser constituída uma Unidade de Programação por cada grupo de uma central termoelétrica que esteja incorporada numa Área de Ofertas, entendendo-se por central um conjunto de instalações de produção que pode funcionar autonomamente do resto das instalações com que partilha a ligação à rede de transporte ou de distribuição, e pelo conjunto de outros centros eletroprodutores e/ou instalações de armazenamento que pertençam à mesma Área de Rede.

2 - A classificação das unidades de programação acima indicada não prejudica as obrigações de comunicação da programação com outra desagregação, ao GGS, como previsto no Artigo 51.º.

3 - No caso de uma Unidade Física de Agregação de Instalações de Consumo, Produção e/ou de Armazenamento com menos de 1 MW, cada uma das instalações que a compõem integra uma unidade de programação de Comercialização ou uma unidade de programação de Produção em resultado do apuramento da energia consumida e injetada na rede, sem prejuízo do regime aplicável às instalações participantes em autoconsumo.

Artigo 24.º
Inscrição

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

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

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

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

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

6 - A informação e esclarecimentos adicionais solicitados referidos nas alíneas anteriores devem ser prestados nos 5 (cinco) dias úteis subsequentes ao da notificação efetuada pelo GGS, após o que e na falta de algum dos elementos adicionais, a solicitação de inscrição é considerada sem efeito.

7 - Após a verificação do cumprimento dos requisitos fixados, o GGS informa o Requerente da data de início de atividade das novas Unidades de Programação e dos códigos atribuídos, que identificam inequivocamente as Unidades de Programação.

8 - Os códigos referidos no número anterior devem ser utilizados pelo Agente de Mercado em todas as comunicações operacionais com o GGS.

Artigo 25.º

Alteração

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

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

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

4 - A informação e esclarecimentos adicionais referidos no número anterior devem ser prestados nos 5 (cinco) dias úteis subsequentes ao da notificação efetuada pelo GGS, após o que e na falta de algum dos elementos adicionais, a solicitação de inscrição é considerada sem efeito.

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

Artigo 26.º

Cancelamento

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

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

Artigo 27.º

Suspensão

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

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

3 - Entende-se por suspensão de uma Unidade de Programação, o processo pelo qual o GGS inibe temporariamente essa Unidade de transacionar energia elétrica através de contratação

bilateral e/ou de participar nos mercados organizados de energia elétrica e nos mercados de serviços de sistema geridos pelo GGS.

4 - Perante a ocorrência de uma situação de incumprimento, o GGS notifica o Agente de Mercado em causa que dispõe do prazo de 5 (cinco) dias úteis a contar da data de notificação por correio eletrónico para o endereço registado como Representante do Agente de Mercado, para fazer prova de que se encontra, de novo, em condições de observar as disposições constantes do presente Manual de Procedimentos.

5 - A notificação deve ainda informar o Agente de Mercado que, após o decurso desse prazo, caso não regularize a situação, se considera suspensa a participação da Unidade de Programação nos mercados organizados de energia elétrica e nos mercados de serviços de sistema geridos pelo GGS, nomeadamente no processo de resolução de restrições técnicas.

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

Artigo 28.º

Exclusão

1 - A exclusão de uma Unidade de Programação implica a perda definitiva da possibilidade de transacionar energia elétrica através de contratação bilateral e/ou de participar nos mercados organizados de energia elétrica e nos mercados de serviços de sistema geridos pelo GGS, nomeadamente no processo de resolução de restrições técnicas.

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

3 - Uma Unidade de Programação é automaticamente excluída quando:

a) Ocorrer a cessação do Contrato de Uso das Redes para o Agente de Mercado que detenha licença de comercialização ou seja um consumidor;

b) Ocorrer a cessação do Contrato de Uso das Redes e, por consequência, deixe de ter unidades físicas associadas;

c) Deixar de deter licença ou registo da atividade de comercialização de energia elétrica, junto da DGEG, no caso de um Agente de Mercado que detenha a licença de comercialização e para a Unidade de Programação de Comercialização;

d) Deixar de deter licença ou registo de agregação de energia elétrica, junto da DGEG, no caso de um Agente de Mercado que detenha a licença de agregação e para as Unidades de Programação de Comercialização e de Produção;

e) Deixar de ter Unidades Físicas associadas, desde que seja do tipo identificado nas alíneas b), c) e f) do 1 - do Artigo 23.º.

4 - O GGS informa o Agente de Mercado por meio escrito, da exclusão da Unidade de Programação, dando conhecimento desse facto à ERSE e ao NEMO.

5 - Todas as obrigações do Agente de Mercado relativamente à Unidade de Programação por si inscrita, continuam a persistir após a sua exclusão, só cessando em definitivo quando todas as obrigações financeiras inerentes à sua participação no mercado forem cumpridas.

Capítulo IV
UNIDADES FÍSICAS

Secção I
Inscrição de unidades físicas

Artigo 29.º
Tipos de unidades físicas

1 - É permitida a inscrição dos seguintes tipos de Unidades Físicas:

a) Instalação Consumidora de energia elétrica habilitada para participar nos mercados de serviços de sistema;

b) Instalação Consumidora de energia elétrica não-habilitada para participar nos mercados de serviços de sistema;

c) Instalação de Produção habilitada para participar nos mercados de serviços de sistema;

d) Instalação de Produção não-habilitada para participar nos mercados de serviços de sistema;

e) Instalação de armazenamento habilitada para participar nos mercados de serviços de sistema;

f) Instalação de armazenamento não-habilitada para participar nos mercados de serviços de sistema;

g) Agregação de Instalações de Consumo, Produção e/ou de Armazenamento com menos de 1 MW, por instalação, ou com UPAC com potência de ligação à RESP inferior a 1 MW, habilitadas, como Unidade Física Agregada ou Unidade Física de Agregação, para participar nos mercados de serviços de sistema;

h) Agregação de Instalações de Produção e/ou de Armazenamento com menos de 1 MW, não-habilitadas para participar nos mercados de serviços de sistema, como Unidade Física Agregada não-habilitada.

2 - Para efeitos de inscrição de Unidades Físicas, considera-se como Instalação de Produção um centro eletroprodutor correspondente a um aproveitamento hidroelétrico ou a um

aproveitamento hidroelétrico com bombagem, um grupo termoelétrico, ou um centro eletroprodutor eólico, solar ou de outra fonte renovável.

3 - As Unidades Físicas devem ser caracterizadas na dimensão de consumo e de injeção na rede, quando aplicável.

4 - No caso de um centro eletroprodutor híbrido ou de uma instalação hibridizada, deve ser constituída uma Unidade Física por cada tecnologia presente ou por cada instalação de produção objeto de registo, incluindo, se aplicável, unidade de armazenamento, sendo comunicadas ao GGS as limitações de capacidade de injeção do conjunto devido à partilha da rede interna da instalação e do ponto de ligação à RESP.

5 - A inscrição de unidades físicas separadas no caso de um centro eletroprodutor híbrido ou instalação hibridizada, prevista no número anterior, não impede que as mesmas sejam tratadas de forma integrada para efeitos do processo de habilitação, desde que isso corresponda à solicitação do respetivo representante e/ou titular, que os respetivos regimes de participação em mercado o permitam e não estejam associadas a agregadores, BRP ou BSP distintos.

6 - No caso da inscrição de Unidades Físicas Agregadas, o GGS pode definir requisitos de informação relativos às tecnologias de produção e tipos de instalação incluídas na Unidade Física Agregada, incluindo eventuais atualizações da lista de instalações agregadas, devendo consultar os agentes de mercado e o ORD previamente a essa definição.

7 - No caso das alíneas g) e h) do n.º 1 -, a potência referida diz respeito ao maior valor da potência injetada ou consumida da RESP.

8 - O GGS pode propor à ERSE a definição de um limite de potência habilitada para uma Unidade Física Agregada, através de uma proposta justificada e precedida de consulta aos agentes de mercado, não impedindo um BSP de inscrever mais do que uma Unidade Física Agregada.

9 - Um ativo localizado dentro de uma instalação ligada à RESP pode ser inscrito como Unidade Física habilitada, desde que assegurados os requisitos de habilitação aplicados ao ativo específico e sem prejuízo da determinação pelo GGS, ouvido o ORD, de condições de operação particulares relacionadas com a sua ligação indireta à RESP.

10 - No de caso de uma Unidade Física habilitada correspondente a um ativo localizado dentro de uma instalação ligada à RESP, referido no número anterior, as ativações em serviços de sistema são imputadas em ajustamento de desvio ao BRP da instalação e a verificação do cumprimento das ativações é baseada no equipamento de medição dedicado e atribuída ao respetivo BSP.

11 - A habilitação das Unidades Físicas para participar nos mercados de serviços de sistema é avaliada segundo os requisitos de cada serviço e nos termos da Secção II do presente Capítulo.

Artigo 30.º

Inscrição

1 - O Agente de Mercado cujo estatuto emitido ao abrigo do Capítulo II esteja válido deve inscrever junto do GGS todas as Unidades Físicas que pretenda utilizar nos mercados organizados, mercados de serviços de sistema geridos pelo GGS e/ou contratação bilateral.

2 - O Agente de Mercado que represente Unidades Físicas em mercado, ou o próprio titular da instalação, caso exerça essa participação diretamente, deve celebrar os contratos de uso das redes aplicáveis nos termos do RARI, previamente à inscrição de Unidades Físicas, sempre que aplicável.

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

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

a) Pedido de inscrição de Unidade Física, de acordo com o formulário disponibilizado no sítio da Internet do GGS onde são definidos os parâmetros dinâmicos e demais características da instalação;

b) Tratando-se de um Agente de Mercado que agrega ou representa instalações que são detidas por terceiros, documento emitido pelo proprietário da Instalação de Produção, nos termos do modelo aprovado pelo GGS, conferindo-lhe poderes de representação e de atuação perante o GGS, salvo para as instalações de produção com potência instalada até 1 MW em relação às quais esta formalidade fica dispensada.

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

   i) Licença de Produção, ou título de controlo prévio aplicável, emitidos pela DGEG, no caso das instalações de produção ou de armazenamento;

   ii) Comprovativos necessários à validação pelo GGS da alteração do regime remuneratório da instalação de produção, nos casos de instalações ao abrigo de regimes de apoio à remuneração;

d) A apresentação dos documentos previamente referidos não se aplica quando estes já tenham sido apresentados no âmbito do processo de obtenção do estatuto de Agente de Mercado.

e) Informação técnica, de acordo com o formulário disponibilizado pelo GGS, que caraterize a instalação de produção, de armazenamento ou de consumo, ou o conjunto de instalações agregadas;

f) Informação de acesso para Telecontagem;

g) Meios de comunicação implementados para a observabilidade da Unidade Física pelo GGS, quando aplicável nos termos do presente Capítulo;

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

5 - O GGS deve promover o acesso direto aos elementos referidos no número anterior, incluindo à plataforma eletrónica de licenciamento referida no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação atual, às plataformas do operador de rede de distribuição à qual a instalação esteja ligada, ou outra entidade relevante, substituindo, nesse caso, o requisito de apresentação dos elementos pelo Agente de Mercado, pela apresentação das autorizações de acesso aos mesmos, se aplicável.

6 - O GGS deve promover a simplificação do processo de inscrição de unidades físicas, adotando ferramentas digitais de submissão e de autenticação, formulários e guias de apoio ao processo, com especial enfoque na inscrição de unidades físicas de menor dimensão ou da mera alteração de representante.

7 - O GGS analisa toda a documentação do processo, e demais informação apresentada pelo Requerente, devendo, em particular, verificar e confirmar que:

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

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

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

a) Completar a documentação apresentada;

b) Realizar ensaios adicionais;

c) Proceder à regularização de pagamentos em falta ao GGS, relativos aos encargos decorrentes da sua atuação como Agente de Mercado, nos termos do presente Manual de Procedimentos.

9 - A informação e esclarecimentos adicionais referidos nas alíneas anteriores devem ser prestados nos 10 (dez) dias úteis subsequentes ao da notificação efetuada pelo GGS, prazo após o qual, na falta de algum dos elementos adicionais, a solicitação de inscrição deve ser considerada sem efeito.

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

11 -No prazo de 5 (cinco) dias úteis após a realização com sucesso dos ensaios referidos no número anterior, o GGS informa o Requerente dos códigos de Unidade Física atribuídos, que identificam inequivocamente as Unidades Físicas.

12 -O GGS deve oferecer ao Agente de Mercado a possibilidade de acordar previamente a data de efetividade da ativação da inscrição da unidade física, a qual deve ser a data considerada, salvo se os requisitos da inscrição não estiverem cumpridos.

13 - Os códigos referidos no número 11 - deste Artigo devem ser utilizados pelo Agente de Mercado em todas as comunicações operacionais com o GGS.

14 - Para as instalações com potência instalada superior ou igual a 1 MW, após confirmação junto do NEMO que o processo de inscrição no mercado diário e intradiário se encontra concluído, o GGS notifica o Agente de Mercado da data de início de atividade das novas Unidades Físicas.

15 - No âmbito da coordenação com o operador de rede à qual a instalação esteja ligada, o GGS deve facilitar a veiculação, pelo respetivo representante, de dados requeridos por esse operador para o registo e acesso da instalação à rede.

16 - A inscrição, por um Agente de Mercado, de uma unidade física que já esteja inscrita no GGS por outro Agente de Mercado, correspondendo assim a uma mera alteração de representante, deve apenas incluir a apresentação dos elementos estritamente necessários a essa alteração, bem como a verificação dos requisitos de operacionalidade do Agente de Mercado e da sua estrutura de controlo relativamente à unidade física.

17 - No caso do número anterior, o Agente de Mercado que inscreve a unidade física responsabiliza-se pela correção e atualização dos elementos de caracterização da unidade física já inscrita constantes do registo do GGS, o qual, para o efeito, deve conceder acesso a esses dados ao novo representante.

Artigo 31.º

Requisitos operacionais

1 - As Unidades Físicas habilitadas e as Unidades Físicas não-habilitadas associadas a instalações de produção ou de armazenamento sujeitas a condições de observabilidade e controlo pelo GGS e pelos operadores das redes, nos termos do ROR e da legislação, devem observar requisitos operacionais de medição, de controlo e de comunicação, tendo em conta o disposto no Regulamento das Redes e no presente Manual de Procedimentos.

2 - Para efeitos da aplicação da condição de observabilidade e controlo, em coerência com o previsto na Portaria n.º 73/2020, de 16 de março, deve considerar-se a soma das potências de todos os módulos geradores e unidades de armazenamento no mesmo ponto de ligação à RESP, aplicando-se os requisitos operacionais a todos os módulos geradores.

3 - No caso de instalações de produção ou de armazenamento com licença de exploração com data anterior à entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, e enquadráveis nas instalações sujeitas a condições de observabilidade e controlo, e ainda que, cumulativamente, estejam em regime de mercado, sejam não-habilitadas para a prestação de serviços de sistema e não cumpram os requisitos operacionais à data da entrada em vigor do presente Manual, as obrigações da presente secção só produzem efeitos no prazo de 18 meses após a entrada em vigor do presente Manual, sem prejuízo do disposto nos números seguintes.

4 - As instalações nas condições do número anterior e com potência de ligação inferior a 10 MW não estão obrigadas a cumprir os requisitos operacionais de observabilidade da presente secção, salvo disposição em contrário no Regulamento das Redes ou em outra regulamentação.

5 - O GGS deve comunicar aos titulares das instalações a obrigação de adaptação aos requisitos de observabilidade, no prazo de 30 dias após a entrada em vigor do MPGGS.

6 - O Agente de Mercado pode solicitar ao GGS a dispensa da aplicação das obrigações relativas aos requisitos operacionais definidos na presente secção a uma determinada Unidade Física pré-existente à data de publicação do Manual, apresentando um pedido justificado, designadamente quando as respetivas tecnologias e sistemas de controlo existentes na Unidade Física não sejam adaptáveis ao novo enquadramento com custos razoáveis ou quando tenham decorrido pelo menos 20 anos desde a entrada em exploração, não permitindo diluir o custo de adaptação por um período de exploração adequado, devendo o GGS, em coordenação, para este efeito, com o operador da rede à qual a instalação esteja ligadas, emitir a sua decisão justificada, no prazo de 30 dias, sem prejuízo do disposto no Regulamento das Redes ou nas condições de licenciamento ou ainda nos casos de alteração das instalações previstos na Portaria n.º 73/2020, de 16 de março.

7 - As Unidades Físicas devem estar dotadas de meios de comunicação, medição e controlo necessários e adequados, para que possam receber as Instruções de Despacho do GGS, diretamente ou através do respetivo Centro de Controlo.

8 - Cada Unidade Física, ou o respetivo Centro de Controlo, deve assegurar a comunicação com o GGS para efeitos da troca, em tempo real, de um conjunto de informações provenientes das Unidades Físicas, nomeadamente medidas, estado de órgãos de manobra e alarmes e,

provenientes do GGS, nomeadamente Instruções de Despacho para essas mesmas Unidades Físicas.

9 - Para as instalações ligadas na rede de distribuição sujeitas a obrigações de observabilidade e controlabilidade, o ORD e o GGS devem estabelecer requisitos técnicos de ligação aos respetivos SCADA em coordenação, nos termos do ROR e do Regulamento das Redes.

10 -O GGS, em coordenação com o ORD, publica, através de Aviso, os requisitos técnicos para os diferentes tipos de ligação ao seu SCADA.

11 -No caso das Unidades Físicas de Agregação, os requisitos técnicos devem ser adaptados, referindo-se, nomeadamente, à comunicação com o respetivo Centro de Controlo do Agente agregador ou do BSP.

Artigo 32.º

Disponibilidade dos canais de comunicação

1 - As comunicações em tempo real entre a Unidade Física e/ou o respetivo Centro de Controlo, e o SCADA do GGS são estabelecidas através de canais redundantes, um para o Despacho Nacional e outro para o Centro de Operação, e devem apresentar uma taxa de disponibilidade anual, em toda a cadeia de medida, não inferior a:

a) 99%, nos casos de Centros de Controlo ou de instalações ligadas à RNT;

b) 96%, nos casos de instalações ligadas às redes de distribuição.

2 - Quando, num determinado ano civil, se verificar um incumprimento da taxa de disponibilidade das comunicações, relativa aos canais redundantes associados a uma determinada Unidade Física ou Centro de Controlo, por causas não imputáveis ao GGS, esta deve notificar o respetivo Agente de Mercado.

3 - Na sequência da notificação prevista no número anterior, o Agente de Mercado deve, no prazo de 30 dias, apresentar ao GGS os motivos de força maior que justificaram o incumprimento ou, na sua ausência, apresentar ao GGS um plano de melhoria nas comunicações, que deve ser executado num prazo não superior a 90 dias, salvo acordo do GGS.

4 - Após o prazo definido no número anterior, a não implementação do plano de melhoria por razões imputáveis ao Agente de Mercado deve dar origem à aplicação, pelo GGS, de uma penalidade calculada da seguinte forma:

$P_{IncumpTxDisp}=máx(Tx_{mín}-Tx_{verif};0)\times P_{decl}\times 10\ 000€$

sendo:

$P_{IncumpTxDisp}$ – Penalidade a aplicar ao Agente de Mercado pelo incumprimento da taxa de disponibilidade das comunicações da Unidade Física ou Centro de Controlo [€];

$Tx_{mín}$ - Taxa de disponibilidade anual mínima de cada canal de comunicações associado à Unidade Física ou Centro de Controlo, nos termos do n.º 1 -;

Tx_{verif} – Taxa de disponibilidade anual verificada no conjunto dos canais de comunicações redundantes associado à Unidade Física ou ao Centro de Controlo;

P_{decl} – Potência declarada junto do GGS no processo de inscrição da Unidade Física ou soma das potências declaradas relativas às Unidades Físicas agregadas pelo Centro de Controlo [MW].

5 - Para efeitos de avaliação do cumprimento da taxa de disponibilidade das comunicações devem considerar-se como disponíveis todos os instantes em que pelo menos um dos canais redundantes entre a Unidade Física, ou o Centro de Controlo, e cada sala de comando do GGS assegurou essa comunicação.

6 - O Agente de Mercado deve ser proativo na deteção de falhas de comunicação da sua responsabilidade que impossibilitem a troca de dados em tempo real entre as suas Unidades Físicas ou Centro de Controlo e o SCADA do GGS.

7 - Caso o GGS deixe de receber em tempo real o conjunto de informações provenientes das Unidades Físicas ou do Centro de Controlo, durante um período de 5 (cinco) dias consecutivos, na sequência de causas não imputáveis ao GGS, este deve notificar o Agente de Mercado desse facto, sem prejuízo de uma notificação mais precoce.

8 - A não correção da falha total de comunicações pelo Agente de Mercado no prazo de 30 (trinta) dias consecutivos após a referida notificação, determina a suspensão da participação da

Unidade Física, ou das Unidades Físicas agregadas pelo Centro de Controlo, nos mercados organizados, nos termos do Artigo 46.º.

9 - Os proveitos que resultem da aplicação da penalidade a aplicar aos Agentes de Mercado pelo incumprimento da taxa de disponibilidade das comunicações são considerados nos proveitos permitidos da atividade do GGS.

Secção II
Habilitação de Unidades Físicas

Artigo 33.º
Habilitação de unidades físicas

1 - A habilitação de Unidades Físicas está associada à prestação de um serviço ou conjunto de serviços de sistema concretos, devendo o Agente de Mercado requerente da habilitação identificar os serviços a habilitar.

2 - Os requisitos de habilitação específicos de cada serviço são definidos nos respetivos capítulos neste Manual de Procedimentos.

3 - A habilitação de uma Unidade Física para os serviços de sistema deve ser feita pelo GGS em coordenação com o operador da rede a que esteja ligada a Unidade Física, de forma a evitar a duplicação de procedimentos e redundância de requisitos, e facilitando a comunicação entre os intervenientes não processo de habilitação, considerando, sempre que possível, os processos de habilitação e testes já efetuados por outros operadores.

4 - Após a solicitação de habilitação de uma Unidade Física, apresentada pelo Agente de Mercado que a representa no papel de BSP, o GGS tem 10 (dez) dias úteis para proceder à avaliação da respetiva capacidade técnica e operacional, incluindo, se necessário, o agendamento dos ensaios de habilitação.

5 - O agendamento do ensaio, se aplicável, é estabelecido por acordo entre o Agente de Mercado e o GGS, em coordenação com o ORD, no caso das instalações ligadas à rede de distribuição.

Artigo 34.º

Requisitos de habilitação

1 - A habilitação de uma Unidade Física depende da verificação do cumprimento dos requisitos específicos de cada serviço de sistema e dos seguintes requisitos gerais:

a) A ligação da Unidade Física ao sistema de telecontagem;

b) O correto funcionamento das comunicações em tempo real entre a Unidade Física e o SCADA do GGS, definidas nos termos do Artigo 31.º e do Artigo 32.º;

c) O correto funcionamento das comunicações de fonia entre o Despacho Nacional do GGS e as Salas de Comando da Unidade Física;

d) A qualidade das medidas em tempo real da Unidade Física;

e) O correto funcionamento dos equipamentos para a receção das Instruções de Despacho e limitações à produção ou consumo;

f) A capacidade de receção e resposta a Instruções de Despacho por parte da Sala de Comando da Unidade Física;

g) A capacidade da Sala de Comando da Unidade Física para comunicar alterações à sua potência disponível;

h) A existência de meios para o cumprimento de Instruções de Despacho em caso de falha total na Sala de Comando da Unidade Física, incluindo o ensaio dos planos de contingência estabelecidos.

2 - No caso de o BSP operar através de um Centro de Controlo habilitado de acordo com a Secção III, os requisitos do número anterior, com exceção de a) e d), devem aplicar-se à comunicação entre o GGS e o Centro de Controlo do BSP, o qual assegura a operacionalização das instruções de despacho para cada Unidade Física, incluindo a eventualidade de Instruções de Despacho que se dirijam a uma Unidade Física específica.

3 - No caso das Unidades Físicas Agregadas, o GGS, em coordenação com o ORD, deve definir requisitos gerais adaptados às características e dimensão das instalações que compõem a Unidade Física Agregada, realizando previamente uma consulta pública e devendo publicar esses requisitos através de Aviso do GGS.

4 - O GGS e o operador da rede a que esteja ligada a Unidade Física prestadora do serviço de sistema e, nos casos em que se aplique, o operador da rede de distribuição intermediária entre esta e a rede de transporte, estabelecem procedimentos de troca de informação e de tomada de decisão relativos à habilitação da Unidade Física para prestar serviços de balanço e aos respetivos requisitos, de modo a garantir que não provocam congestionamentos de rede, podendo implicar o estabelecimento de limites, permanentes ou temporários, à habilitação, com base em razões técnicas como a localização geográfica dos grupos ou unidades fornecedores de reserva.

Artigo 35.º

Procedimentos de habilitação

1 - A habilitação de cada Unidade Física ou instalação fica sujeita a um dos seguintes processos:

a) Pré-qualificação;

b) Verificação de produto.

2 - O processo de pré-qualificação inclui ensaio de habilitação e é realizado antes do início da participação no mercado de serviços de sistema, devendo garantir que as instalações cumprem os requisitos técnicos e operacionais para essa participação.

3 - Quando as instalações estejam em qualquer das seguintes circunstâncias aplica-se o processo de pré-qualificação:

a) O BSP que representa a instalação ainda não iniciou as transações no mercado de serviços de sistema;

b) A instalação não cumpriu os requisitos técnicos durante o processo de verificação de produto estabelecido no respetivo procedimento;

c) A potência a habilitar excede os 500 kW e destina-se à prestação do serviço de FCR ou de aFRR;

d) O produto a que se destina habilitação foi concebido para ser ativado caso o sistema esteja em “estado de alerta” ou “estado de emergência”.

4 - O processo de verificação de produto aplica-se às instalações não incluídas no número anterior e consiste na verificação do cumprimento dos requisitos técnicos e operacionais durante a prestação do serviço.

5 - As instalações sujeitas ao processo de verificação de produto, recebem uma habilitação provisória até terem cumprido:

a) Um mínimo de cinco ativações para a prestação do serviço, verificando o GGS que a resposta da instalações cumpriu os requisitos técnicos aplicáveis, no caso das instalações com potência habilitada inferior a 1 MW;

b) Pelo menos uma ativação para a prestação do serviço que represente, no mínimo, 80% da potência habilitada, verificando o GGS que a resposta da instalação cumpriu os requisitos técnicos aplicáveis, no caso das instalações com potência habilitada a partir de 1 MW.

6 - O BSP deve comunicar ao GGS as ativações e as instalações a verificar no âmbito do processo de verificação de produto.

7 - O GGS verifica a resposta da instalação às ativações, segundo a comunicação do BSP, para efeitos de validação ou suspensão da habilitação.

8 - Se o GGS verifica o cumprimento dos requisitos de acordo com o número 5 -, emite a respetiva habilitação ao BSP, no prazo de cinco dias úteis.

9 - A habilitação provisória é suspensa, assim como o respetivo pedido de habilitação, se ocorrer um dos seguintes casos:

a) Decorridos 3 meses desde a emissão da habilitação provisória, as ativações da instalação para prestar o serviço foram em número inferior ao mínimo exigido de acordo com a alínea a) do número anterior, no caso das instalações com potência habilitada inferior a 1 MW;

b) Decorrido um mês desde a emissão da habilitação provisória ou, no caso de instalações de produção, desde a data em que a fonte de energia primária da instalação possibilite a injeção de 80% da sua potência habilitada, a instalação não concluiu uma ativação verificada de acordo com o estabelecido na alínea b) do número anterior, no caso das instalações com potência habilitada a partir de 1 MW.

Artigo 36.º

Ensaios de habilitação

1 - A pré-qualificação de uma Unidade Física ou instalação deve incluir a realização de um ensaio de habilitação.

2 - Quando a prestação do serviço de sistema é feita por Área de Ofertas, por grupos de Unidades Físicas ou por Unidade Física Agregada, o respetivo ensaio de habilitação é aplicado ao conjunto de Unidades Físicas ou instalações que prestam o serviço.

3 - Caso o GGS considere viável, o ensaio referido no número anterior pode aplicar-se a uma amostra das Unidades Físicas ou das instalações associadas, a qual deve ser proposta pelo BSP ao GGS, podendo o GGS determinar alterações ao conjunto de Unidades Físicas ou instalações incluídas, justificando essa alteração junto do BSP.

4 - Quando um BSP solicita a criação de uma Área de Ofertas para prestação de um serviço de sistema devem realizar-se novos ensaios de habilitação, se aplicável.

5 - O GGS coordena com o ORD a realização dos ensaios de habilitação das unidades físicas, agregadas ou não, ligadas na rede de distribuição, respeitando as limitações indicadas pelo ORD quanto a data, horário e potência.

6 - A habilitação de uma Unidade Física ou grupo de Unidades Físicas para a prestação de um serviço deve ser reavaliada nos termos do Regulamento SO e do ROR, nomeadamente:

a) Pelo menos de 5 em 5 anos; e

b) Se os requisitos técnicos ou de disponibilidade sofrerem alterações ou se o equipamento sofrer modernização ou substituição nos termos previstos na Portaria n.º 73/2020, de 16 de março, e nos termos dos códigos de rede europeus de ligação do consumo, de requisitos para geradores ou ainda para a resposta da procura;

7 - O histórico de prestação efetiva de um determinado serviço de sistema por uma Unidade Física ou grupo de Unidades Físicas deve ser considerado pelo GGS para efeitos de ensaio de habilitação, se a verificação dessa prestação permitir aferir da capacidade para a prestação adequada do serviço.

8 - Durante o processo de reavaliação da habilitação mencionado no número anterior, a Unidade Física ou grupo de Unidades Físicas mantêm a habilitação e o direito de prestar os serviços para os quais estão habilitadas, salvo se o respetivo BSP não prestar a informação requerida pelo GGS ou não acordar o agendamento dos ensaios de habilitação, se aplicáveis, no prazo máximo de 30 dias consecutivos após a notificação.

9 - A necessidade de realização de ensaios de habilitação no âmbito de um processo de reavaliação da habilitação é determinada pelo GGS e deve atender ao disposto nos números 6 - e 7 -, devendo ainda o GGS comunicar aos representantes das Unidades Físicas um calendário indicativo anual desses ensaios, por Unidade Física, e informar sobre os procedimentos e requisitos aplicáveis aos ensaios.

Artigo 37.º

Alteração da habilitação de uma Unidade Física

1 - Quando um BSP solicita a alteração significativa da constituição de uma Área de Ofertas para prestação de um serviço de sistema, ou quando pretenda alterar o valor da potência habilitada para um determinado serviço, devem realizar-se novos ensaios de habilitação, se aplicável.

2 - No caso de uma Unidade Física Agregada e em consequência de entradas ou saídas de instalações na Unidade Física Agregada ou a modificações das instalações já agregadas, a repetição do processo de habilitação só deve ocorrer caso a respetiva potência habilitada varie mais de 25% ou mais de 10 MW, consoante o critério que resultar no menor valor face ao último valor habilitado e sujeito ao processo de habilitação.

3 - O número anterior não prejudica as obrigações de prestação de informação ao GGS, nem os mecanismos de verificação aplicáveis, nem ainda o direito do GGS requerer a reabilitação da Unidade Física Agregada caso apresente razões ponderosas para tal.

Artigo 38.º

Suspensão da habilitação de uma Unidade Física

O GGS pode retirar a habilitação a uma Unidade Física, nos termos previstos no Capítulo II e no presente Capítulo, observando o processo de suspensão de Unidades Físicas, quando detete uma falha de capacidade técnica para a prestação de um determinado serviço, de acordo com as condições exigidas para a sua habilitação, ou quando a qualidade do serviço prestado não cumpra os requisitos exigidos.

Secção III

Centro de Controlo de Agente de Mercado

Artigo 39.º

Centro de controlo de Agente de Mercado

1 - Os Agentes de Mercado podem constituir Centros de Controlo para centralizar os processos de troca de informação com o GGS e gerir as ativações e Instruções de Despacho para as Unidades Físicas integradas no Centro de Controlo.

2 - Uma Unidade Física não pode estar integrada em mais de um Centro de Controlo.

3 - A utilização de um Centro de Controlo pelo Agente de Mercado pode dispensar cada Unidade Física do cumprimento dos requisitos operacionais definidos no presente Capítulo, se indicado pelo GGS.

4 - O Centro de Controlo de um Agente de Mercado deve assegurar:

a) A localização no território nacional, com exceção da situação prevista na alínea d);

b) A operação em contínuo durante todos os dias e horas do ano;

c) O respeito pela regulamentação estabelecida no Regulamento ER, sendo que as salas redundantes associadas a utilizadores significativos de rede devem possuir as mesmas funcionalidades do que as salas principais;

d) No caso de recorrer a uma sala de comando redundante, pelo menos uma das salas de comando deve localizar-se em território nacional, assegurando um tempo de comutação entre as salas que não ultrapasse as três horas.

5 - A aquisição de dados, em tempo real, pelo sistema do GGS deve ser realizada através do protocolo de comunicação a designar por Aviso do GGS.

6 - Um Agente de Mercado pode constituir Centros de Controlo para:

a) As Unidades Físicas que representa no mercado organizado e/ou em contratação bilateral;

b) As Unidades Físicas com cujo representante tenha celebrado um acordo de delegação para este efeito. Para tal, o Agente de Mercado titular do Centro de Controlo deve apresentar ao GGS declaração que ateste a referida delegação de responsabilidades operacionais,

assumindo com isso a responsabilidade por eventuais penalidades relativas à disponibilidade dos canais de comunicação.

7 - O GGS manterá atualizada e pública a lista dos Agentes de Mercado que possuem Centros de Controlo habilitados no seu sítio na Internet.

8 - O GGS poderá retirar a habilitação ao Agente de Mercado que utilize um Centro de Controlo quando detete uma falha de capacidade técnica para a prestação de um determinado serviço, de acordo com as condições exigidas para a sua habilitação, ou quando a qualidade do serviço prestado não cumpra os requisitos exigidos.

9 - Para obter a habilitação de um Centro de Controlo, o Agente de Mercado deve solicitar ao GGS, com pelo menos 5 (cinco) dias úteis de antecedência, a realização de ensaios visando comprovar a respetiva capacidade técnica e operacional, nomeadamente nos seguintes aspetos:

a) Existência e funcionamento de canais de comunicação redundantes;

b) Existência e funcionamento de Centros de Controlo redundantes, se aplicável;

c) Capacidade de resposta a pedidos de variação da potência.

10 -Após a verificação do cumprimento dos requisitos fixados, para efeitos da conclusão do processo de habilitação do Centro de Controlo, o GGS e o Agente de Mercado devem estabelecer um protocolo de operação.

Secção IV

Período de Comissionamento

Artigo 40.º

Período de comissionamento

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

2 - Este regime excecional de participação emprega-se quer na valorização da energia produzida entregue à RESP, quer na valorização da energia consumida para bombagem ou em

armazenamento, quando aplicável, durante o respetivo período de aplicação definido no Artigo 42.º do presente Capítulo.

Artigo 41.º

Obrigações do Agente de Mercado

1 - 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 ao GGS o respetivo plano de ensaios da Unidade Física e todas as atualizações deste;

b) Cumprir todas as instruções emitidas pelo GGS que sejam tecnicamente viáveis.

2 - O incumprimento das referidas obrigações, determina a suspensão do presente regime.

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

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

Artigo 42.º

Período de aplicação

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

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

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

Artigo 43.º

Valorização da Energia entregue à rede ou consumida em bombagem ou em armazenamento durante o período de comissionamento

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

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

onde:

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

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

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

Secção V

Alteração, cancelamento, suspensão e exclusão

Artigo 44.º

Alteração de uma Unidade Física

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

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

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

a) Completar a documentação apresentada;

b) Realizar ensaios adicionais;

4 - A informação e esclarecimentos adicionais referidos no número anterior devem ser prestados nos 5 (cinco) dias úteis subsequentes ao da notificação efetuada pelo GGS, prazo após o qual, na falta de algum dos elementos adicionais, a solicitação de inscrição será considerada sem efeito.

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

Artigo 45.º

Cancelamento, de uma Unidade Física

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

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

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

Artigo 46.º

Suspensão de uma Unidade Física

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

2 - A suspensão do Centro de Controlo de um Agente de Mercado implica a suspensão das Unidades Físicas integradas nesse Centro de Controlo, salvo se as Unidades Físicas cumprirem os requisitos operacionais aplicáveis, a título individual, ou se forem integradas num outro Centro de Controlo ativo.

3 - A suspensão de uma Unidade Física para efeitos da prestação de serviços de sistema, denominada suspensão da habilitação, não implica a suspensão para efeitos de participação no mercado grossista, salvo se esta incumprir os requisitos aplicáveis nas duas situações.

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

5 - Uma Unidade Física suspensa pelo GGS fica temporariamente inibida de transacionar energia elétrica através de contratação bilateral, de participar nos mercados organizados de energia elétrica e nos mercados de serviços de sistema geridos pelo GGS, sem prejuízo do disposto no n.º 3 -.

6 - Ocorrendo uma situação de incumprimento, o GGS notifica o Agente de Mercado em causa por correio eletrónico para o endereço registado do Representante do Agente de Mercado.

7 - O Agente de Mercado notificado dispõe do prazo de 5 (cinco) dias úteis a contar da data de notificação para fazer prova de que se encontra, novamente, em condições de observar as disposições constantes do presente Manual de Procedimentos.

8 - A notificação do GGS deve ainda informar o Agente de Mercado que, após o decurso desse prazo, caso não regularize a situação, se considera suspensa a participação da Unidade Física nos mercados organizados de energia elétrica e nos mercados de serviços de sistema geridos pelo GGS, sem prejuízo do disposto no n.º 3 -.

9 - A suspensão da Unidade Física é interrompida se e quando o Agente de Mercado fizer prova perante o GGS de que a Unidade Física reúne de novo as condições exigíveis.

Artigo 47.º

Exclusão de uma Unidade Física

1 - 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 pelo GGS.

2 - A Unidade Física pode ser excluída por:

a) Termo da licença de produção ou da licença de exploração;

b) Cessação do Contrato de Uso de Redes, quando aplicável;

c) Caso se mantenha por um período superior a 20 (vinte) dias úteis contados a partir da data da suspensão, a situação de incumprimento que tenha originado a suspensão da Unidade Física, não se incluindo o caso de mera suspensão de habilitação.

3 - O GGS informa o Agente de Mercado, por escrito, da exclusão da Unidade Física, dando conhecimento desse facto à ERSE e ao NEMO.

4 - Todas as obrigações vencidas do Agente de Mercado relativamente à Unidade Física por si inscrita, com relação ao período anterior à exclusão, permanecem após a sua exclusão só cessando em definitivo após a liquidação de todos os encargos inerentes à sua participação no sistema.

Capítulo V
ÁREAS DE OFERTAS

Artigo 48.º
Âmbito

Uma Área de Ofertas corresponde a um conjunto de Unidades Físicas previstas nas alíneas a), c), e) e g) do n.º 1 - do Artigo 29.º, pertencentes a um mesmo Agente de Mercado e que se encontram ligadas à mesma área de rede, sem prejuízo das exceções previstas no presente Capítulo.

Artigo 49.º
Inscrição ou alteração de uma área de ofertas

1 - Podem ser incorporadas numa Área de Ofertas as Unidades Físicas previstas nas alíneas a), c), e) e g) do n.º 1 - do Artigo 29.º, que estejam devidamente habilitadas para participar nos mercados de serviços de sistema geridos pelo GGS e que constam do presente Manual de Procedimentos.

2 - No processo de inscrição de uma Unidade Física habilitada, o BSP deve solicitar ao GGS a sua integração numa Área de Ofertas existente ou numa nova Área de Ofertas a criar, segundo os seguintes critérios, a verificar pelo GGS:

a) O BSP titular da Área de Ofertas deve ser o Agente de Mercado responsável pela inscrição da Unidade Física;

b) A Área de Ofertas deve incluir Unidades Físicas com o mesmo BRP, nos termos do Artigo 14.º, salvo no caso das Unidades Físicas Agregadas;

c) A Área de Ofertas deve corresponder à Área de Rede em que a instalação (Unidade Física) se encontra ligada, sem prejuízo das alíneas seguintes;

d) Cada Unidade Física correspondente a uma central termoelétrica ligada à RNT deve ser inscrita numa Área de Ofertas própria;

e) As Unidades Físicas das tecnologias de produção renovável que se encontrem ligadas na mesma Área de Rede podem ser agregadas numa mesma Área de Ofertas;

f) As Unidades Físicas associadas a Instalações de Consumo habilitadas podem ser agregadas numa mesma Área de Ofertas, independentemente da Área de Rede a que se encontrem ligadas;

g) As unidades físicas de agregação de instalações de consumo, de produção e/ou de armazenamento com menos de 1 MW de potência contratada ou instalada, por instalação, habilitadas, como Unidades Físicas Agregadas, podem ser agregadas numa mesma Área de Ofertas, independentemente da Área de Rede a que se encontrem ligadas as instalações;

h) As Unidades Físicas de armazenamento habilitado podem ser incluídas em qualquer Área de Ofertas do mesmo BSP que correspondam à mesma Área de Rede, ou em Áreas de Ofertas específicas para essa Área de Rede;

i) As Unidades Físicas habilitadas que partilhem o ponto de ligação à RESP devem integrar a mesma Área de Ofertas, salvo se o GGS decida em contrário, por existência de conflito com os restantes critérios de inscrição de Áreas de Ofertas.

3 - O BSP pode optar por inscrever Unidades Físicas que representa em Áreas de Ofertas separadas, correspondendo a múltiplas Áreas de Ofertas do mesmo tipo, segundo os critérios indicados no número anterior.

4 - A ERSE pode definir restrições ao número e dimensão das áreas de ofertas do mesmo agente de mercado, sob proposta justificada do GGS, caso se verifique que esta desagregação pode resultar em riscos e dificuldades operacionais para a gestão do sistema.

5 - As unidades físicas, quando resultem da agregação de várias instalações agregadas numa única Unidade Física Agregada, não são desagregadas para efeitos da prestação de serviços de sistema.

6 - As Unidades Físicas de consumo habilitado e de armazenamento habilitado simultaneamente habilitadas para a participação em serviços de sistema na dimensão do consumo e da injeção na rede devem integrar a mesma área de ofertas nas duas dimensões.

7 - No caso de uma Unidade Física de consumo habilitado que tenha uma UPAC instalada com possibilidade de injeção na rede, o número anterior não prejudica a possibilidade de a injeção de excedentes estar associada a um BRP diferente do BRP de consumo, respeitando, nesse caso, a regra de prioridade do ajuste de desvio definida na Secção V do Capítulo XXVII.

8 - O GGS pode propor à ERSE a aprovação de critérios adicionais que, justificadamente, segreguem as Áreas de Ofertas definidas ou isentem essa segregação.

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

Artigo 50.º

Áreas de Rede

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

Tabela 1 – Áreas de Rede da RNT

Área de Rede	Instalações da RNT abrangidas (Subestações e Postos de Corte)
Área de Rede dos Trás-os-Montes e Douro Litoral	Armamar, Valdigem. Valpaços, Vila Pouca de Aguiar, Lagoaça, Macedo de Cavaleiros, Mogadouro, Picote, Pocinho, Carrapatelo, Custóias, Ermesinde, Prelada, Recarei, Torrão, Urrô, Vermoim, Canelas.
Área de Rede de 150 kV do Minho	Nível de 150 kV de Caniçada, Fafe, Frades, Riba d'Ave, Oleiros, Pedralva e Vila Fria.
Área de Rede de 400 kV do Minho	Nível de 400 kV de Alto Lindoso, Pedralva, Riba d'Ave, Vieira do Minho, V.N de Famalicão e Ribeira de Pena
Área de Rede do Centro-Litoral	Estarreja, Feira, Lavos, Mourisca, Paraimo, Penela, Pereiros, Pombal, Batalha, Carvoeira, Rio Maior e Santarém.
Área de Rede do Centro-Interior	Bodiosa, Chafariz, Ferro, Fundão, Tábua, Vila Chã, Castelo Branco, Falagueira, Pego e Zêzere.

Área de Rede	Instalações da RNT abrangidas (Subestações e Postos de Corte)
Área de Rede da Grande Lisboa	Alto do Mira, Alto de São João, Carregado, Carriche, Fanhões, Ribatejo, Sacavém, Sete Rios, Trajouce, Zambujal, Fernão Ferro, Palmela, Porto Alto, Setúbal, Trafaria e Alcochete
Área de Rede Sul	Alqueva, Ermidas do Sado, Estremoz, Évora, Ferreira do Alentejo, Panóias, Monte da Pedra, Sines, Estói, Ourique, Portimão, Sabóia, Tavira, Tunes, Divor e Pegões

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

Artigo 51.º

Obrigações de programação dos BSP para efeitos do mercado de serviços de sistema

1 - Os Agentes de Mercado que participem como BSP no mercado de serviços de sistema, devem comunicar ao GGS a programação das suas unidades físicas habilitadas, nos períodos de comunicação das repartições de Unidades Físicas estabelecidos.

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

3 - A comunicação referida neste artigo pode ser dispensada se o GGS obtiver os dados diretamente do operador de mercado ou através de outros mecanismos.

Artigo 52.º

Regras de programação aplicáveis a Unidades Físicas Agregadas ou a Unidades Físicas de consumo habilitado

1 - A programação das unidades físicas habilitadas correspondentes a unidades físicas agregadas ou unidades físicas de consumo habilitado, pelo respetivo BSP, pode seguir uma das seguintes modalidades:

a) Programação pelo BSP, nos termos do artigo anterior e sujeita à verificação de qualidade prevista no Capítulo XXVII;

b) Programação pelo GGS, através de algoritmos, segundo métodos de cálculo objetivos simples, replicáveis e não manipuláveis, observando os requisitos da regulamentação europeia aplicável.

2 - O GGS deve oferecer, pelo menos, uma opção de programação por algoritmo aos BSP, devendo publicar as metodologias disponíveis.

3 - As metodologias de programação por algoritmo são aprovadas pela ERSE, sob proposta do GGS, incluindo na elaboração da proposta um processo prévio, transparente, de consulta aos agentes de mercado e ao ORD, por um período não inferior a um mês.

4 - Cada metodologia de programação por algoritmo deve definir, além do método de cálculo, pelo menos, os dados utilizados na sua aplicação, a sua granularidade e frequência de disponibilização, as entidades responsáveis pela sua aplicação e um processo de avaliação periódica sobre a sua adequação e harmonização com as metodologias previstas na regulamentação europeia.

5 - O BSP deve comunicar ao GGS a modalidade de programação aplicável às suas áreas de ofertas, sendo que cada área de ofertas tem uma única modalidade de programação.

6 - A modalidade de programação tem validade mensal, podendo ser alterada pelo BSP com a antecedência prevista em Aviso do GGS.

7 - Se o GGS concluir, nos termos do n.º 1 -, que um BSP incorre em má programação de uma unidade física agregada ou unidade física de consumo habilitado, o GGS pode limitar a programação da respetiva unidade física ao método de programação por algoritmo durante um

período de seis meses, sem prejuízo da possibilidade de suspensão da respetiva Área de Ofertas nos termos do Artigo 53.º.

8 - Para efeitos da programação pelo BSP de uma Unidade Física de consumo habilitado que tenha uma UPAC instalada ou outro ativo interno, localizado dentro da instalação que corresponde à Unidade Física, com possibilidade de injeção na rede, distinguem-se duas situações:

a) Instalação de consumo com UPAC ou com ativo interno e sem possibilidade de injeção na rede;

b) Instalação de consumo com UPAC ou com ativo interno e com possibilidade de injeção na rede.

9 - No caso de uma instalação de consumo sem possibilidade de injeção na rede, prevista na alínea a) do número anterior:

a) O BSP deve assegurar a programação do consumo da instalação, para efeitos de verificação do cumprimento das ativações;

b) Em alternativa, o BSP pode programar o funcionamento do ativo interno, para o mesmo efeito da alínea anterior;

c) O GGS deve ajustar a posição inicial do BRP de consumo pelas ativações da instalação em serviços de sistema.

10 - No caso de uma instalação de consumo com possibilidade de injeção na rede, prevista na alínea b) do número8 -:

a) O GGS deve estabelecer um projeto-piloto para enquadrar este tipo de participação, para acolher um número limitado de instalações, por solicitação dos BSP interessados, no prazo máximo de 6 meses após a solicitação do BSP;

b) O BSP deve assegurar a programação do consumo e da injeção na rede, para apurar o ajuste de desvio, seja no BRP de consumo, seja no BRP de injeção, em função do sinal do trânsito de energia na instalação após o ajuste do programa;

c) Para efeitos da verificação do cumprimento das ativações, pode ser usada a programação referida na alínea anterior ou a programação do ativo interno;

d) O GGS pode solicitar à ERSE a derrogação de normas do MPGGS com vista a agilizar e simplificar a implementação destes casos.

Artigo 53.º

Suspensão

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

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

3 - Perante a ocorrência de uma situação de incumprimento, o GGS notifica o Agente de Mercado em causa, que dispõe do prazo de 5 (cinco) dias úteis, a contar da data da notificação por correio eletrónico para o endereço registado do Representante do Agente de Mercado, para fazer prova de que se encontra, de novo, em condições de observar as disposições constantes do presente Manual de Procedimentos.

4 - A notificação deve ainda informar o Agente de Mercado que, após o decurso desse prazo, caso não regularize a situação, se considera suspensa a participação da Área de Ofertas nos mercados de serviços de sistema geridos pelo GGS.

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

Artigo 54.º

Exclusão

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

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

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

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

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

Capítulo VI
FUNCIONAMENTO DO SISTEMA

Secção I
Objeto e Âmbito

Artigo 55.º
Objeto e âmbito

1 - O presente Capítulo estabelece os critérios de segurança e funcionamento aplicáveis à operação do SEN, na elaboração e execução das normas de segurança, tendo como objetivo a garantia da continuidade do abastecimento energia elétrica, 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 RNT;

c) As condições de entrega de energia elétrica em pontos fronteira da ligação da RNT 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 SEN, e que permitam levar a cabo a reposição do serviço após a ocorrência de um grande incidente.

2 - O presente capítulo aplica-se às seguintes entidades:

a) Entidade concessionária da RNT, no âmbito da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema;

b) Instalações particulares sujeitas à operação da RNT;

c) Operador da RND;

d) Clientes ligados à RNT;

e) Instalações ligadas à RNT ou que tenham influência direta sobre esta;

f) Agentes de Mercado.

3 - As instalações afetadas são as seguintes:

a) Instalações da RNT;

b) Instalações ligadas diretamente à RNT ou com influência direta no funcionamento desta;

c) Instalações da RND.

Secção II

Critérios de segurança e de funcionamento do SEN

Subsecção I

Estados de funcionamento do SEN

Artigo 56.º

Estados de funcionamento do SEN

Definem-se cinco possíveis estados de funcionamento do SEN:

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 Artigo 59.º e se cumprem os critérios de segurança face às contingências indicadas no Artigo 60.º;

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 Artigo 57.º, mas não se cumpre os critérios de segurança face às contingências indicadas no Artigo 58.º;

c) Estado de emergência - Situação na qual uma ou mais variáveis de controlo do sistema apresentam valores fora das margens de funcionamento normal, incluindo-se neste estado aqueles casos em que se regista alguma interrupção no fornecimento de energia elétrica de carácter local;

d) Estado de apagão - Situação caracterizada pela perda de fornecimento de energia elétrica numa parte do sistema elétrico (apagão regional) ou na totalidade do sistema elétrico (apagão nacional);

e) Estado de reposição - Situação na qual se inicia o restabelecimento da operação da rede e se mantém a segurança operacional, após um estado de apagão ou de emergência.

Artigo 57.º

Variáveis de controlo da segurança do SEN

As variáveis que permitem supervisionar o estado do SEN são as seguintes:

a) A frequência do sistema;

b) As tensões nos nós da RNT;

c) Os níveis de carga nos diferentes elementos da RNT (linhas, transformadores e equipamentos associados);

d) As reservas de regulação (potência ativa e reativa);

e) A inércia do SEN.

Artigo 58.º

Contingências a considerar na análise de segurança

1 - O GGS deve realizar os estudos de análise de segurança que sejam necessários, de modo a identificar quais os incidentes que possam provocar na RNT violação das margens estabelecidas para as variáveis de controlo da segurança do SEN de sua responsabilidade e aplicar os planos de segurança adequados.

2 - Os estudos de análise de segurança devem contemplar, como carácter geral, a falha simples de um qualquer dos elementos do sistema (Critério N-1): grupo gerador ou instalação de produção (no modo gerador ou bombagem, quando aplicável) ou de armazenamento (no modo de injeção ou de consumo), circuito de linha, transformador ou reactância, bem como considerar 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;

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 desconsiderar-se esta contingência na análise de segurança em tempo real;

b) Sempre que as condições operacionais ou meteorológicas sejam adversas e afetem negativamente o funcionamento de qualquer elemento do sistema, o GGS pode considerar contingências extraordinárias na análise de segurança em tempo real.

Subsecção II

Margens das variáveis de controlo operacionais

Artigo 59.º

Funcionamento do SEN em estado normal

No estado normal de funcionamento, as variáveis de controlo devem observar o seguinte:

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.

   i) Encontrando-se o SEN interligado com o sistema europeu (zona síncrona da Europa Continental), as margens de variação de frequência estão de acordo com as referências estabelecidas para manter a frequência em todo o sistema europeu sincronamente interligado.

   ii) Em caso de funcionamento em rede isolada de uma parte ou do total do SEN, desligado do restante sistema elétrico europeu, as margens indicadas podem ser excedidas temporariamente.

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

Tabela 2 – Margens dos níveis de tensão na RNT

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

Após a contingência, a tensão pode variar segundo o estabelecido no Artigo 60.º.

c) Carga - Os níveis de carga dos elementos da RNT não podem superar a capacidade nominal dos transformadores, nem a capacidade térmica permanente das linhas da RNT definidas para cada período sazonal, de acordo com o indicado na Secção III .

d) Em todo o caso, a capacidade em regime permanente pode ser limitada a um valor inferior ao indicado, quando tal 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 RNT pode atingir os valores estabelecidos no Artigo 60.º.

f) Desvios máximos nas interligações - As regras que regem o funcionamento do sistema elétrico continental europeu síncrono estão definidas no *Synchronous Area Framework Agreement*, que detalha, para a zona síncrona da Europa Continental, as regras gerais estabelecidas no Regulamento SO e fixa 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 elétrico 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 reservas de regulação que se estabelecem neste Capítulo, para fazer face às variações imprevistas do consumo e/ou da geração, às variações previstas de consumo das centrais hídricas em bombagem, bem como evitar que se possam produzir desvios de potência importantes nas interligações com o restante sistema elétrico europeu.

h) Com o mesmo fim, as reservas de regulação são complementadas, sempre que necessário, pelo produto estabelecido no Capítulo XVIII, evitando que as alterações de programas de intercâmbio internacional provoquem desvios nas interligações internacionais superiores aos valores máximos estabelecidos, quer nos acordos de operação bilateral, quer nas regras de funcionamento do sistema elétrico interligado.

i) Reservas de Regulação de Potência Ativa – na Secção V estabelecem-se os requisitos de FCR, aFRR, mFRR e RR.

j) Reserva de Regulação de Potência Reativa - Em cada zona elétrica deve-se dispor de reserva de potência reativa suficiente para fazer face às contingências consideradas no Artigo 58.º sem que se superem os limites estabelecidos no Artigo 60.º para as tensões nos nós.

Artigo 60.º

Critérios de segurança

1 - As variáveis de controlo de segurança do SEN devem permanecer dentro dos limites que se indicam em seguida para as contingências estabelecidas no Artigo 58.º não se produzindo para essas contingências cortes de consumos, devendo-se adicionalmente cumprir as condições estabelecidas na regulamentação vigente sobre a qualidade de serviço:

a) Falha Simples (critério n-1):

   i) Não se produzem sobrecargas permanentes nas linhas da RNT podendo, não obstante, admitir-se sobrecargas transitórias (de duração igual ou inferior a 15 minutos) até 15%.

   ii) 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.

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

Tabela 3 – Margens dos níveis de tensão na RNT, após recuperação de falha simples

	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 Artigo 59.º, nos termos do RQS	

b) Falha de linhas de circuito duplo:

i) Não se produzem sobrecargas permanentes nas linhas da RNT podendo, contudo, admitir-se sobrecargas transitórias (de duração igual ou inferior a 15 minutos) até 15% da sua capacidade nominal.

ii) 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.

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

Tabela 4 – Margens dos níveis de tensão na RNT, após recuperação de falha de linhas de circuito duplo

	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 Artigo 59.º, nos termos do RQS	

iv) O GGS publica e mantém atualizada uma lista das linhas de circuito duplo, definidas segundo o Artigo 58.º, 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, ou da maior instalação de produção solar ou eólica, ou da maior instalação de armazenamento e de uma 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 estabelecidos para o caso de falhas de linhas de circuito duplo.

2 - A figura seguinte resume os critérios de segurança face às contingências, sendo que, em todas as situações, deve-se verificar que:

a) Não existe corte de consumos;

b) A frequência se encontra dentro das margens estabelecidas pelas regras da ENTSO-E;

c) Existe disponível a FCR, aFRR e mFRR, estabelecida no presente Capítulo.

Figura 1 – Critérios de segurança face às contingências

Critério	Sobrecargas Transitórias (%)				Tensões	Desvios	Frequência	Interrupção do Abastecimento ou Degradação da Qualidade
	t < 2 h		t<15 min					
Contingência	Linhas	Transf.	Linhas	Transf.	kV			
Sem falha (N)	0	0	0	0	Dentro da banda estabelecida em funcionamento normal	De acordo com Capítulo VI	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 Capítulo VI	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 Capítulo VI	De acordo com regras ENTSO-E	Não existe

3 - Deve ainda considerar-se o seguinte:

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

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

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

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

d) Para intervenções planeadas em elementos dos sistemas de proteção, tem-se em conta o nível de criticidade dos diferentes nós da rede e os tempos críticos de eliminação do defeito, conforme disposto em procedimento específico, de forma a evitar que um defeito nessas condições possa ter uma repercussão grave para o sistema;

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

Artigo 61.º

Medidas extraordinárias de segurança

O GGS, perante situações especiais, tais como eventos importantes de caráter público e condições meteorológicas adversas, toma as medidas necessárias para garantir a segurança do abastecimento no SEN, aplicando, se o considerar necessário, critérios mais restritivos do que os descritos no Artigo 60.º.

Secção III

Estabelecimento dos níveis de carga admissíveis

Artigo 62.º

Níveis de carga admissíveis

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

Artigo 63.º

Limites térmicos

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

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

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

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

Tabela 5 – Períodos de limites térmicos sazonais

Limite Térmico Sazonal	Período
Verão	junho a setembro
Inverno	dezembro a fevereiro

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

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

Artigo 64.º

Metodologia de cálculo

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

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

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

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

d) Os meios de monitorização de indicadores climatéricos em tempo real podem ser usados para determinar a capacidade térmica em tempo real dos elementos da rede.

Artigo 65.º

Periodicidade do cálculo dos níveis admissíveis de carga

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

Secção IV

Condições de entrega de energia elétrica nos pontos fronteira da RNT

Artigo 66.º

Condições de entrega de energia elétrica nos pontos fronteira da RNT

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

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

3 - Relativamente às variações de frequência e tensão nos nós fronteira da RNT, aplica-se o estabelecido no Subsecção II da Secção II do presente Capítulo, considerando que os valores admitidos para as interrupções do abastecimento de energia elétrica e da qualidade da onda de tensão se encontram estabelecidos no Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS).

Secção V

Reservas para a regulação frequência

Artigo 67.º

Reservas para a regulação frequência

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

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

a) Reservas de contenção da frequência (FCR);

b) Reservas de Restabelecimento da Frequência com ativação automática (aFRR);

c) Reservas de Restabelecimento da Frequência com ativação manual (mFRR);

d) Reservas de reposição (RR).

3 - Sem prejuízo do indicado no presente Capítulo para as reservas de regulação referidas, para a gestão dos serviços de sistema correspondentes tem-se em conta os procedimentos específicos nos capítulos que se lhes aplicam, nos quais são detalhados de forma exaustiva os aspetos relativos a esta questão.

Artigo 68.º

Reservas de contenção da frequência

1 - O GGS determina e publica em cada ano as necessidades de FCR para a gestão do SEN, de acordo com as datas e os critérios de regulação do sistema elétrico sincronamente interligado da Europa Continental pela ENTSO-E.

2 - Estes critérios estabelecem que, em situação não perturbada, uma perda súbita de 3 000 MW de geração no sistema elétrico da Europa Continental, deve ser compensada unicamente mediante a ação da FCR 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) Considerando uma FCR mínima de 3 000 MW o desvio de frequência em regime quase-estacionário será inferior a 200 mHz, o que corresponde a uma constante de proporcionalidade entre a FCR usada e o desvio de frequência de 15 000 MW/Hz.

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

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

onde:

RP FCR exigida (MW);

RP_T FCR mínima estabelecida para o conjunto do sistema europeu sincronamente interligado (MW);

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.

4 - Os grupos geradores devem cumprir os requisitos de funcionamento no modo sensível à frequência, nos termos estabelecidos no Regulamento das Redes e da Portaria n.º 73/2020, de 16 de março, que estabelece os requisitos não exaustivos para ligação dos módulos geradores à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP).

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

6 - A FCR deve ser ativada nos seguintes intervalos:

a) Antes de 15 segundos, para perturbações inferiores a 1 500 MW;

b) Variar linearmente entre 15 e 30 segundos para perturbações compreendidas entre 1 500 e 3 000 MW.

Artigo 69.º

Reservas de Restabelecimento da Frequência com Ativação Automática

1 - As necessidades de reservas que se devem manter em aFRR no SEN são determinadas, nos termos do Capítulo XIII, pelo GGS para cada período de entrega, em função da evolução temporal previsível do consumo e da probabilidade esperada de falha das instalações ligadas, tendo ainda em conta a magnitude dos escalões de potência inerentes à programação das Unidades Físicas para diferentes períodos de entrega.

2 - O início da atuação da aFRR não deve demorar mais de 30 segundos e a sua atuação deve estar concluída, em caso de perda de uma instalação de geração, bombagem ou armazenamento importante, o mais tardar em 5 minutos.

3 - Para o estabelecimento da banda de aFRR, o GGS tem em consideração os critérios e recomendações que sejam publicados, para este efeito, pela ENTSO-E, tendo ainda presente, nas respetivas metodologias, os dados históricos e a evolução previsível dos consumos, da variabilidade da produção renovável, das variações dos programas na interligação e das Áreas de Ofertas, sendo que os níveis de reserva necessários deverão ser revistos sempre que se verifiquem alterações destes pressupostos.

Artigo 70.º

Reservas de Restabelecimento da Frequência com Ativação Manual

1 - As necessidades de reservas de mFRR para subir, em cada período de entrega, são determinadas, nos termos do Capítulo XVI, pelo GGS, tomando como referência a perda máxima de produção provocada de forma direta pela falha simples de um elemento do SEN, aumentada em 2% do consumo previsto, em 10% da produção eólica prevista e em 5% da produção solar fotovoltaica prevista, sem prejuízo dos critérios previstos no Capítulo XX.

2 - As necessidades de reservas de mFRR para baixar, em cada período de entrega, são determinadas, nos termos do Capítulo XVI, pelo GGS, tomando como referência a perda máxima de bombagem, ou consumo das instalações de armazenamento, provocada de forma direta pela falha simples de um elemento do SEN, incrementada em 2% do consumo previsto, em 10% da produção eólica prevista e em 5% da produção solar fotovoltaica prevista.

Artigo 71.º

Necessidades adicionais de Reservas de Restabelecimento da Frequência com ativação manual

1 - Além das FCR, aFRR e mFRR que se estabelecem neste Capítulo, o GGS deve dispor de uma reserva adicional de potência ativa que garanta a cobertura do consumo e o funcionamento do sistema nos seguintes casos:

a) Quando o consumo para cada período de entrega previsto pelo GGS, supere em mais de 2% o consumo resultante dos mercados organizados para esse mesmo período;

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

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

Artigo 72.º

Necessidades de Reservas de reposição

1 - As necessidades de reserva de RR para subir, em cada período de entrega, são estabelecidas pelo GGS, tomando como referência a perda máxima de produção provocada de forma direta pela falha simples de um elemento do SEN, aumentada em 2% do consumo previsto, em 10% da produção eólica prevista e em 5% da produção solar fotovoltaica prevista.

2 - As necessidades de reserva de RR para baixar, em cada período de entrega, são estabelecidas pelo GGS, tomando como referência a perda máxima de bombagem ou consumo das instalações de armazenamento provocada de forma direta pela falha simples de um elemento do SEN, incrementada em 2% do consumo previsto, em 10% da produção eólica prevista e em 5% da produção fotovoltaica prevista.

Secção VI

Estabelecimento dos Planos de Segurança

Artigo 73.º

Planos de Segurança

1 - O GGS deve, com a cooperação das instalações afetadas, estabelecer e pôr à disposição de todos os agentes os planos de segurança, que permitam responder às diferentes situações que podem apresentar-se na operação do SEN da sua responsabilidade, com o objetivo de garantir a sua segurança.

2 - 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.

Artigo 74.º

Planos de Salvaguarda

1 - Os Planos de Salvaguarda contemplam as medidas a adotar para evitar que o SEN 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 de energia elétrica como no funcionamento das instalações de produção, bombagem, armazenamento e de consumo.

2 - Nos Planos de Salvaguarda são estabelecidas:

a) As ações corretivas pós-contingência, incluindo planos de teledisparo das instalações de produção, bombagem, de armazenamento e de consumo, se aplicável, que os operadores devem adotar para devolver o sistema ao estado normal de funcionamento.

b) As ações preventivas necessárias para aqueles casos em que as repercussões possam ser graves para o sistema e em que as possíveis ações corretivas pós-contingência não tenham efeito em tempo útil para a operação.

3 - Nos planos de salvaguarda, o GGS pode estabelecer planos de teledisparo de instalações de produção, bombagem, de armazenamento e de consumo, se aplicável, ou outros elementos da RNT em zonas congestionadas, nas quais determinadas contingências possam provocar sobrecargas ou a perda de estabilidade nessa zona de rede, dando conhecimento destes planos ao ORD e da ativação em tempo real das instalações ligadas às redes de distribuição.

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

Artigo 75.º

Planos de Emergência

1 - O objetivo dos Planos de Emergência é minimizar o alcance e a extensão dos incidentes, uma vez que estes tenham ocorrido e devolver o SEN ao estado normal de operação no menor tempo possível.

2 - Só se consideram os planos de ações corretoras pós-contingência que sejam precisos em cada caso, incluindo a atuação dos relés de deslastre por mínimo de frequência e a ativação do deslastre de carga manual seletivo.

Artigo 76.º

Deslastre Automático de Cargas

1 - O GGS, considerando as propostas realizadas pelo operador da RND, define os Planos de Deslastre Automático de Cargas, no âmbito dos Planos de Emergência, comunicando os planos à ERSE, à DGEG e ao operador da RND.

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

3 - Os Planos de Deslastre Automático de Cargas estabelecem um deslastre escalonado, desligando em primeiro lugar os grupos de bombagem, em segundo, parte dos consumos abrangidos por mecanismos de deslastre automático de cargas e, posteriormente, para valores inferiores de frequência, conjunto de cargas não críticas pré-selecionadas.

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

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

6 - A localização, os critérios de atuação e as características destes relés não podem ser modificadas sem o acordo prévio do GGS.

7 - As instalações de produção e o operador da RND devem garantir, sempre que a proteção dos equipamentos internos o permita, que as proteções de mínimo de frequência dos grupos geradores estão coordenadas com o sistema de deslastre automático de cargas por frequência e apenas podem ser desligados da rede se a frequência cair abaixo dos 47,5 Hz.

8 - As instalações ligadas na rede de distribuição que tenham sido desligadas por atuação do deslastre automático por mínimo de frequência não devem religar-se sem a permissão do operador da rede de distribuição.

9 - Para efeito do número anterior, o ORD e o GGS devem coordenar-se para definir os cenários e as instalações em que a religação após deslastre automático deve estar sujeita a restrições técnicas.

Artigo 77.º

Deslastre Seletivo de Cargas

1 - 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, o GGS dá instruções de deslastre ao operador da rede de distribuição.

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

3 - Para este fim, devem estabelecer-se planos que são elaborados, agrupando as medidas mencionadas.

4 - A elaboração da secção dos planos referente aos deslastres deve contar com a colaboração do operador da rede de distribuição, para que a aplicação desta medida minimize o impacto sobre as instalações ligadas nas suas redes.

5 - A secção referida deve ser revista periodicamente e está necessariamente integrada nos protocolos de operação existentes entre a REN e o ORD, devendo incluir a seguinte informação:

a) Subestações das redes de transporte e distribuição envolvidas;

b) Saídas afetadas;

c) Potência deslastrável estimada;

d) Caracterização geográfica.

6 - Os deslastres devem produzir-se de acordo com as seguintes considerações:

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

   i) Sobrecargas em linhas de transporte com uma duração superior ou igual a 15 minutos;

   ii) Sobrecargas em linhas de transporte superiores ou iguais a 15%;

   iii) Tensões, em regime estacionário, inferiores a 360, 198 e 135 kV, para os níveis de tensão de 400, 220 e 150 kV respetivamente;

   iv) Tensões, em regime estacionário, inferiores a 59 kV, para o nível de tensão de 63kV, com capacidade de regulação em carga dos transformadores esgotada;

   v) Frequência em regime estacionário inferior a 49 Hz;

   vi) Sobrecargas permanentes nos transformadores superiores a 30% durante os meses de dezembro, janeiro e fevereiro, a 10% nos meses de junho, julho, agosto e setembro e a 15% nos restantes meses;

   vii) Situações de emergência de cobertura.

b) Cargas afetas à redução - O GGS determina:

   i) As zonas elétricas da rede de transporte nas quais se deve proceder à redução do consumo;

   ii) O valor da potência a deslastrar;

   iii) Hora de início do deslastre e a estimativa do período durante o qual se mantém.

c) Sobre as cargas afetas à redução deve ainda considerar-se o seguinte:

   i) Uma rede de distribuição em BT, que se encontre ligada à RND, é considerada como uma carga da RND.

   ii) No caso dos deslastres de carga, o operador da rede de distribuição escolhe os clientes a ser afetados, tentando minimizar o impacto sobre os utilizadores deste serviço e evitando, na medida do possível, afetar serviços essenciais, a repetição dos deslastres sobre um mesmo cliente ou conjunto de clientes e o corte de geração embebida.

   iii) Com o objetivo referido na alínea anterior, caso seja necessário, é aplicado um critério de deslastre rotativo dos clientes.

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

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

d) Relativamente à Comunicação da Instrução de Redução, o GGS observa o seguinte:

i) No caso das situações de deslastre poderem ser previstas antecipadamente, o GGS contacta o operador de rede de distribuição, informando que se deve proceder ao corte de consumos na rede de distribuição, transmitindo a informação recolhida nos termos dos planos de deslastres seletivos de carga.

ii) No caso das situações de deslastre não poderem ser previstas antecipadamente, os deslastres são executados imediatamente, procedendo o 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.

e) Confirmação do Deslastre - O ORD confirma ao GGS a execução dos deslastres de cargas.

f) Confirmação da Normalização do Abastecimento após Deslastre - O ORD confirma ao 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.

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

Artigo 78.º

Planos de Reposição do Serviço

1 - 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 RNT e interrupções do abastecimento de energia elétrica em grandes zonas do SEN.

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

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

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

5 - De um modo geral, a reposição das cargas deve ser levada a cabo nos termos estabelecidos nos Planos de Reposição do Serviço.

6 - Estes planos devem também referenciar os dispositivos automáticos de reposição de serviço instalados, nos casos em que estão autorizados, e a sua inter-relação com a atuação dos operadores.

7 - A atuação autónoma de dispositivos de reposição automática de carga é limitada aos casos contemplados nestes Planos.

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

Artigo 79.º

Articulação com o Código de Rede relativo aos estados de emergência e de restabelecimento

Os planos referidos no presente Capítulo, no Artigo 75.º e Artigo 78.º, estão no âmbito do Regulamento (UE) 2017/2196 da Comissão, de 24 de novembro de 2017, que estabelece um código de rede relativo aos estados de emergência e de restabelecimento em redes de eletricidade.

Capítulo VII

PROGRAMAÇÃO DE EXPLORAÇÃO E RESOLUÇÃO DE DESVIOS

Artigo 80.º

Âmbito

1 - Este Capítulo estabelece quer o processo de programação diária da exploração a partir dos resultados dos mercados organizados e das transações efetuadas através de contratação bilateral, de forma a garantir-se a cobertura do consumo e a segurança do sistema, quer o mecanismo para a resolução de desvios entre a geração e o consumo.

2 - O horizonte diário define-se como o período que tem por referência a hora oficial do mercado diário, compreendido entre as 00:00 horas CET/CETS do dia d e as 00:00 horas CET/CETS do dia d+1.

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

a) Criação do Programa Diário Viável Definitivo (PDVD);

b) Mercado de Banda de aFRR;

c) Mercado de banda diária de mFRR

d) Resolução de restrições técnicas após publicação do PDVD;

e) Criação dos Programas Finais resultantes das sessões do mercado intradiário;

f) Criação dos Programas Finais após o mercado contínuo;

g) Criação do Programa após o Mercado de Reservas de reposição;

h) Resolução de Desvios e de Resolução de Restrições técnicas após criação de PF.

Artigo 81.º

Criação do programa diário viável definitivo (PDVD)

1 - O NEMO, após a realização do processo de encontro de ofertas no mercado diário, envia ao GGS antes da hora estabelecida em Aviso do GGS, o Programa Diário Base de Contratação (PDBC), para o horizonte diário seguinte, correspondendo à discriminação por período de programação das vendas e aquisições concretizadas no mercado diário pelas Unidades de Oferta, tendo por

base o encontro de ofertas de compra e de venda recebidas após resolução dos congestionamentos na interligação.

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

a) Ofertas para Resolução de Restrições Técnicas no PDBF;

b) Repartição por Unidade Física, da energia contratada no mercado organizado e/ou, através de contratação bilateral, pelas distintas Unidades de Programação;

c) Para os períodos que o GGS solicite, as potências hidráulicas máximas que possam ser fornecidas, no caso de serem requeridas por razões de segurança do sistema, durante um tempo máximo de 4 e 12 horas.

d) Para o horizonte de programação, o agente de mercado deve fornecer indicação do número de minutos necessário para realização do paralelo dos grupos termoelétricos, tendo em atenção o estado em que se encontram os grupos.

3 - Para efeitos do número anterior, o agente de mercado comunica ao GGS as repartições por Unidade Física da programação resultante da participação no mercado diário e através de contratação bilateral, nos prazos definidos em Aviso do GGS.

4 - Tendo em conta a sua previsão do consumo e as indisponibilidades programadas na rede e afetas a instalações de produção, de armazenamento e de consumo, o GGS realiza análises de segurança para detetar possíveis restrições técnicas no PDBF e suas possíveis soluções.

5 - O GGS introduz as alterações na programação que sejam necessárias para resolução das restrições detetadas, sejam na rede de transporte ou na rede de distribuição, selecionando aquelas que impliquem um menor encargo para o sistema, e estabelece as limitações de segurança que sejam necessárias para evitar o aparecimento de novas restrições técnicas nos processos e mercados posteriores, de acordo com o estabelecido no Capítulo IX.

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

7 - O programa PDVD, programa diário com discriminação por período de programação que incorpora as modificações introduzidas no PDBF para resolver as restrições técnicas e posterior reequilíbrio entre geração e consumo, é publicado pelo GGS até ao prazo estabelecido em Aviso do GGS.

Artigo 82.º

Mercado de banda de aFRR

1 - O GGS estabelece diariamente as necessidades de Banda de aFRR, para cada um dos períodos de entrega do dia seguinte, de acordo com o estabelecido no Artigo 69.º.

2 - Estas necessidades de Banda de aFRR, para cada período de entrega do dia seguinte, são comunicadas pelo GGS a todos os BSP, antes da hora estipulada em Aviso do GGS.

3 - Salvo o disposto no Capítulo XIII relativo a situações excecionais, a comunicação das Ofertas de Banda de aFRR, para cada período de entrega, deve ser feita no período definido em Aviso do GGS.

4 - Com o encerramento do período para a receção de Ofertas, o GGS executa o processo de contratação descrito no Capítulo XIII e comunica aos BSP os resultados do mercado de Banda de aFRR, até à hora determinada em Aviso do GGS.

Artigo 83.º

Mercado de banda diária de mFRR

1 - O GGS estabelece diariamente as necessidades de banda diária de mFRR, para cada um dos períodos de entrega do dia seguinte, de acordo com o estabelecido no Artigo 70.º.

2 - Estas necessidades de banda diária de mFRR, para cada período de entrega do dia seguinte, são comunicadas pelo GGS a todos os BSP, antes da hora estipulada em Aviso do GGS.

3 - Salvo o disposto no Capítulo XVI relativo a situações excecionais, a comunicação das Ofertas de banda diária de mFRR, para cada período de entrega, deve ser feita no período definido em Aviso do GGS.

4 - Com o encerramento do período para a receção de Ofertas, o GGS executa o processo de contratação descrito no Capítulo XVI e comunica aos BSP os resultados do mercado de banda diária de mFRR, até à hora determinada em Aviso do GGS.

Artigo 84.º

Resolução de desvios e de restrições técnicas na fase de programação

1 - Até à hora estabelecida em Aviso do GGS, os BSP submetem ao GGS ofertas para resolução de restrições técnicas após publicação do PDVD.

2 - Durante a operação em tempo real, no momento em que ocorra um desequilíbrio entre a geração e o consumo, produz-se, de uma forma automática, a atuação imediata dos serviços de FCR e de aFRR para corrigir esse desequilíbrio com a consequente perda de reserva.

3 - Quando se preveja um desequilíbrio entre a geração e o consumo que origine valores de reservas abaixo do valor mínimo de segurança de mFRR ou de RR, o GGS recorre à instrução de arranque de grupos termoelétricos.

4 - Quando se preveja ou se verifique que a reservas de aFRR se encontram abaixo de um valor mínimo de segurança, o GGS recorre à utilização de mFRR e/ou de RR para repor a reserva de aFRR, utilizando para tal, o estabelecido no Capítulo XVII e no Capítulo XIX.

Artigo 85.º

Início da negociação do mercado intradiário contínuo

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

2 - O estabelecimento das transações de energia no mercado intradiário contínuo respeitantes a um determinado período de programação devem começar no momento de abertura do período de negociação deste e, salvo os períodos de interrupção da negociação associados a realização de sessões do mercado intradiário referidos no presente Capítulo, devem ser permitidas até ao instante de encerramento do mercado intradiário contínuo.

Artigo 86.º

Suspensão temporária das transações internacionais no mercado intradiário contínuo

Caso não seja possível a submissão atempada da capacidade de interligação à plataforma europeia responsável pela gestão do mercado intradiário contínuo ou perante um outro condicionalismo operativo que o justifique, o GGS pode suspender a possibilidade de efetuar transações internacionais no mercado intradiário contínuo, desenvolvendo os seus melhores esforços para abreviar o tempo dessa suspensão e informando os agentes de mercado.

Artigo 87.º

Interrupção da negociação do mercado intradiário contínuo para realização de sessões

O NEMO, após a interrupção momentânea da negociação do mercado intradiário contínuo, envia ao GGS o Programa Incremental de Base de Contratação Intradiária do Contínuo (PIBCIC), para o horizonte de programação em causa, com a discriminação por período de programação das transações estabelecidas no mercado intradiário contínuo, por Unidade de Programação ou de Portefólio.

Artigo 88.º

Criação do programa final (PF) após as sessões intradiárias

1 - O NEMO, após a realização do processo de encontro de ofertas de compra e de venda nas diversas sessões do mercado intradiário, envia ao GGS:

a) O Programa Incremental de Base de Contratação Intradiária (PIBCI), para o horizonte de programação associada a cada sessão intradiária, correspondendo às variações em cada período de programação das vendas e aquisições concretizadas pelas Unidades de Oferta em cada sessão do mercado intradiário;

b) As ofertas associadas a Unidades de Ofertas que intervieram na formação do preço marginal da sessão do mercado intradiário.

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

3 - Com a receção do PIBCI, o BSP ou o Agente de Mercado, no caso das Unidades Físicas não-habilitadas, comunica ao GGS as repartições por Unidade Física da programação resultante da participação nas diferentes sessões do mercado organizado e através de contratação bilateral.

4 - As repartições por Unidade Física apresentadas pelo BSP ou pelo Agente de Mercado devem respeitar as declarações de disponibilidade, as limitações impostas pelo GGS, quer tenham origem na rede de transporte ou de distribuição, a banda de mFRR e a Banda de aFRR contratada.

5 - No processo de apresentação das repartições por Unidade Física após as sessões do mercado intradiário, não é possível alterar as energias que foram contratadas no mercado organizado ou através de contratação bilateral para cada Unidade de Programação.

6 - Se, após uma sessão do mercado intradiário, o BSP ou o Agente de Mercado não procederem à atualização da repartição quarto-horária e por Unidade Física, a título excecional o GGS pode proceder à elaboração de uma repartição física dos programas contratados.

7 - As repartições quarto-horárias por Unidade Física devem ser apresentadas no período definido em Aviso do GGS.

8 - O PF por Unidade de Programação resultante após cada sessão de intradiário é posteriormente comunicado aos Agentes de Mercado e ao NEMO.

9 - Após a validação dos programas de interligação resultantes da sessão do mercado intradiário, o GGS comunicará à plataforma europeia responsável pela gestão do mercado intradiário contínuo a capacidade de interligação alocada.

10 - Caso não seja possível a submissão atempada, quer por atraso ou outro condicionante operativo, da capacidade de interligação à plataforma europeia que é responsável pela gestão do mercado intradiário contínuo após a realização de cada sessão, o GGS pode suspender a

possibilidade de efetuar transações internacionais no mercado intradiário contínuo, desenvolvendo os seus melhores esforços para abreviar o tempo em que essa suspensão vigora.

11 -Nas situações em que não seja possível a publicação do correspondente PF antes do início do horizonte de aplicação de uma sessão do mercado intradiário, o GGS procede à anulação das transações estabelecidas no período respetivo a essa sessão, comunicando este facto aos Agentes de Mercado e ao NEMO, para os devidos efeitos.

Artigo 89.º

Criação do programa final (PFC) após o mercado intradiário contínuo

1 - Após o fecho do mercado intradiário contínuo, o NEMO envia ao GGS o Programa Incremental de Base de Contratação Intradiária Contínuo (PIBCIC), para o horizonte de programação em causa, correspondendo as variações, em cada período de programação, das vendas e aquisições concretizadas durante o mercado intradiário contínuo pelas Unidades de Oferta, ou pelas Unidades em Portefólio já transpostas para Unidades de Oferta.

2 - O BSP ou o Agente de Mercado, no caso das Unidades Físicas não-habilitadas, comunica ao GGS as repartições quarto-horárias, por Unidade Física, da programação resultante da participação no mercado diário, no mercado intradiário e através de contratação bilateral.

3 - As repartições quarto-horárias, por Unidade Física, apresentadas pelo BSP ou pelo Agente de Mercado, devem respeitar as declarações de disponibilidade, as limitações impostas pelo GGS, a banda diária de mFRR e a Banda de aFRR contratadas.

4 - Nas situações em que a receção do PIBCIC após o mercado intradiário contínuo não ocorra até 10 minutos após o fecho de negociação:

a) O GGS considera, para efeitos da operação dos mercados de serviços de sistema, a repartição por Unidade Física comunicada pelo BSP ou o Agente de Mercado, no caso das Unidades Físicas não-habilitadas;

b) Se o BSP ou o Agente de Mercado não procederam à atualização da repartição por Unidade Física, o GGS utiliza a última repartição por Unidade Física válida.

5 - Devem ser apresentadas as repartições por Unidade Física até 10 minutos após o fecho do mercado intradiário contínuo.

6 - Em caso de incoerência entre a informação das repartições por Unidade Física após o mercado intradiário contínuo e as ofertas de reservas de reposição, o GGS considera válida a repartição por Unidade Física e procede à correção da oferta de Reservas de reposição apresentada, de acordo com o disposto no Capítulo XIX.

7 - Em caso de incoerência entre a informação das repartições por Unidade Física e as ofertas de mFRR, o GGS considera válida a repartição por Unidade Física e procede à correção da oferta de mFRR apresentada, de acordo com o disposto no Capítulo XVII.

8 - Em caso de incoerência entre a informação das repartições por Unidade Física e as ofertas de aFRR, o GGS considera válida a repartição por Unidade Física e procede-se à correção da oferta de aFRR apresentada, de acordo com o disposto no Capítulo XIV.

9 - O PFC por Unidade de Programação é posteriormente comunicado pelo GGS aos Agentes de Mercado e ao NEMO.

10 - Nas situações em que não seja possível o processamento dos resultados do mercado intradiário contínuo pelo GGS, esta pode anular as transações estabelecidas no período de programação subsequente, comunicando este facto aos Agentes de Mercado e ao NEMO, para os devidos efeitos.

Artigo 90.º

Criação do programa incorporando as contratações de reservas de reposição após o mercado de reservas de reposição

1 - A plataforma europeia de contratação de RR envia ao GGS as mobilizações de Reservas de reposição, até ao prazo definido em Aviso do GGS, para os períodos de entrega relativos ao próximo período de programação.

2 - O GGS comunica aos BSP as contratações de RR, até ao prazo definido em Aviso do GGS.

3 - O BSP apresenta as repartições por período de entrega e por Unidade Física, até ao prazo definido em Aviso do GGS.

4 - O BSP comunica ao GGS as repartições, por período de entrega e por Unidade Física, da programação resultante da participação nos diversos mercados anteriores.

5 - As repartições referidas no número anterior devem respeitar as declarações de disponibilidade, as limitações impostas pelo GGS e as contratações de Banda de aFRR , de banda diária de mFRR contratada e de Reservas de reposição.

6 - Nas situações em que a receção dos resultados da plataforma europeia de contratação de Reservas de reposição não ocorra antes do minuto 35 de cada hora, o GGS considera, para efeitos da operação dos restantes mercados de serviços de sistema, a repartição por período de entrega e por Unidade Física comunicada pelo BSP.

7 - Se, até ao minuto 35 de cada hora, não forem recebidos os resultados da plataforma europeia de contratação de Reservas de reposição e o BSP não tiver procedido à atualização da repartição por Unidade Física, o GGS utiliza a última repartição por Unidade Física válida.

8 - Em caso de incoerência entre a informação das repartições por Unidade Física após o mercado de Reservas de reposição e as ofertas de mFRR, o GGS considera válida a repartição por Unidade Física e corrige a oferta de mFRR apresentada, de acordo com o disposto no Capítulo XVII.

9 - Em caso de incoerência entre a informação das repartições por Unidade Física e as ofertas de aFRR, o GGS considera válida a repartição por Unidade Física e corrige a oferta de aFRR apresentada, de acordo com o disposto no Capítulo XIV.

10 - O programa resultante é posteriormente comunicado aos BSP pelo GGS.

Artigo 91.º

Mecanismos excecionais de resolução

Caso, por razões de emergência, por falta de ofertas válidas suficientes, por indisponibilidade dos sistemas informáticos de gestão ou por outra causa justificada, não seja possível resolver desvios mediante os mecanismos previstos no presente Capítulo, o GGS adota as decisões de programação que considere necessárias, justificando as suas atuações posteriormente perante os agentes de mercado afetados e perante a ERSE, sem prejuízo da retribuição económica das mesmas a aplicar em cada caso.

Capítulo VIII
CONTRATAÇÃO BILATERAL

Artigo 92.º
Âmbito

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

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

Artigo 93.º
Celebração

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

2 - A informação de celebração de contratos bilaterais deve ser submetida ao GGS por escrito, até às 12:00h do dia útil anterior à data em que se pretenda iniciar o envio das respetivas comunicações de concretização e conter os seguintes dados:

a) Identificação das entidades contraentes;

b) Códigos das Unidades de Programação;

c) Quantidade máxima de energia admissível no contrato (devendo esta ser limitada pelo minorante da capacidade máxima de aquisição da Unidade de Programação adquirente e a capacidade de produção da Unidade de programação fornecedora, quando aplicável);

d) Datas de início e fim do contrato.

e) Identificação do Agente de Mercado representante, sendo este quem realiza as comunicações operacionais com o GGS relativas ao contrato bilateral, em especial no que

diz respeito à concretização do mesmo, para efeitos de programação diária, assumindo todas as responsabilidades daí decorrentes.

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

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

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

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

d) Verificação de que os Agentes de Mercado contraentes dispõem de garantia suficiente, perante o GIG, para dar cobertura às obrigações económicas que venham a decorrer da sua atuação como Agente de Mercado, nos termos estabelecidos no Contrato e no presente Manual de Procedimentos;

e) Verificação de que os Agentes de Mercado contraentes não têm pagamentos em falta ao GGS, relativos aos encargos decorrentes da sua atuação como Agente de Mercado, nos termos do presente Manual de Procedimentos.

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

Artigo 94.º

Rescisão

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

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

3 - A informação de rescisão de contratos bilaterais deve ser apresentada ao GGS, pelo menos 5 (cinco) dias antes da data em que os Agentes de Mercado pretendam cessar as transações de energia.

Artigo 95.º

Articulação entre o GGS e o operador da rede de distribuição

1 - Em caso de receção de informação de celebração ou rescisão de um contrato bilateral por um Agente de Mercado com Unidade de Programação do tipo Cliente, o GGS transmite a informação recebida ao ORD respetivo, para permitir a parametrização articulada dos respetivos sistemas de informação no que respeita ao intercâmbio diário de informação de suporte à liquidação.

2 - Os operadores das redes de distribuição devem a comunicar ao GGS, na mesma data em que ocorra, qualquer suspensão de um Contrato de Uso das Redes, para efeitos de início do processo de suspensão, quando aplicável.

Artigo 96.º

Concretização

1 - Para efeitos de relacionamento com o GGS, apenas o Agente de Mercado representante definido para o efeito deve efetuar as comunicações de concretização de contratos bilaterais, assumindo a inteira responsabilidade pelo seu conteúdo.

2 - A comunicação efetuada responsabiliza ambos os intervenientes no que respeita ao cumprimento dos valores comunicados.

3 - O formato, o conteúdo e os procedimentos a observar na apresentação das comunicações referidas no presente Capítulo, devem ser publicados pelo GGS no seu sítio na Internet.

4 - As comunicações de concretização da contratação bilateral devem ser apresentadas no dia anterior ao que se aplicam, no prazo definido em Aviso do GGS.

5 - Apenas as comunicações de concretização válidas, que envolvam Unidades de Programação Genéricas ou de Venda, são comunicadas ao NEMO para consideração no mercado diário.

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

a) As duas entidades contraentes detêm o estatuto de Agente de Mercado;

b) O Agente de Mercado que efetua a comunicação é aquele que, na informação de celebração de contrato submetida, é apresentado como responsável pela comunicação de concretização do contrato bilateral;

c) A hora de receção da comunicação é anterior à hora limite de fecho do período utilizado para a receção de comunicações;

d) O contrato continua válido e os valores de energia declarados não excedem o máximo admitido pelo contrato;

e) O GGS verifica, para cada período de programação, que a energia total declarada adicionada de eventuais participações no mercado organizado e da concretização de outros contratos bilaterais, é igual ou inferior à capacidade máxima de venda/aquisição das Unidades de Programação intervenientes.

7 - Define-se capacidade máxima de venda como:

a) A soma das potências máximas declaradas das Unidades Físicas que constituem a Unidade de Programação, no caso particular de uma Unidade de Programação de Produção ou de Consumo em Bombagem ou em Armazenamento; ou,

b) A potência máxima declarada, para uma Unidade de Programação Genérica.

8 - Define-se capacidade máxima de aquisição como:

a) A soma das potências máximas declaradas das Unidades Físicas que constituem a Unidade de Programação, no caso particular de uma Unidade de Programação de Produção ou de Consumo em Bombagem ou em Armazenamento; ou,

b) A potência máxima declarada, no caso particular de uma Unidade de Programação de Cliente ou Comercialização; ou,

c) A potência máxima declarada, para uma Unidade de Programa Genérica.

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

10 - Na eventualidade de uma Unidade de Programação de Cliente ou Comercialização não adquirir energia elétrica no mercado diário, em quantidade suficiente para satisfazer as posições vendedoras assumidas através de contratos bilaterais, o GGS rateia proporcionalmente a quantidade de energia elétrica comunicada nos contratos bilaterais, por forma a que esta seja idêntica à adquirida no mercado diário.

Capítulo IX
RESOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES TÉCNICAS INTERNAS

Secção I
Âmbito

Artigo 97.º
Âmbito

1 - Este Capítulo estabelece o processo para resolução de restrições técnicas na RNT e na RND resultantes das contratações efetuadas nos mercados organizados e através de contratação bilateral, assim como as que surjam em tempo real.

2 - Entende-se por restrição técnica aplicável na RNT, qualquer circunstância ou incidência derivada da situação de produção-transporte que, por afetar as condições de segurança, qualidade ou fiabilidade do fornecimento estabelecidas no presente Manual de Procedimentos, requeira, de acordo com a avaliação técnica do GGS, a modificação dos programas.

3 - Entende-se por restrição técnica aplicável na RND, qualquer circunstância ou incidência, identificada pelo ORD, derivada da situação de produção-distribuição que, por afetar as condições de segurança, qualidade ou fiabilidade no fornecimento de energia elétrica estabelecidas para a RND, requeira a modificação dos programas.

Secção II
Resolução de restrições técnicas no PDBF

Subsecção I
Exequibilidade técnica e resolução de restrições

Artigo 98.º
Verificação e resolução de restrições

1 - O GGS deve verificar diariamente a exequibilidade técnica do PDBF, de acordo com os critérios de segurança definidos no Capítulo VI, introduzindo as modificações necessárias no

PDBF, refletidas no PDVD, para resolver as restrições técnicas que forem identificadas, sejam na rede de transporte ou na rede de distribuição, recorrendo a ofertas para resolução de restrições técnicas no PDBF que minimizem os encargos para o SEN.

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

a) Fase 1: Modificação da programação do PDBF por critérios de segurança;

b) Fase 2: Modificação da programação do PDBF para reequilíbrio entre geração e consumo.

Artigo 99.º

Desagregação do PDBF e informações adicionais para verificação técnica

1 - Após a publicação do PDBF e até ao prazo estabelecido em Aviso do GGS, o GGS deve dispor da seguinte informação:

a) Informação correspondente à repartição por Unidade Física habilitada dos programas de venda e aquisição de energia incorporados no PDBF;

b) Informação correspondente à repartição por Unidade Física, habilitada e não-habilitada, dos programas de venda e aquisição de energia incorporados no PDBF por instalação de produção ou de armazenamento com acesso à rede com restrições nos termos do RARI, desde que com potência de ligação superior ou igual a 1 MW;

c) Informação correspondente à repartição dos programas de aquisição de energia incorporados no PDBF por instalação de consumo com acesso à rede com restrições nos termos do RARI, se aplicável nos termos do respetivo acordo de acesso com restrições;

d) Informação correspondente à repartição por Unidade Física não-habilitada de produção ou de armazenamento, nos termos do mecanismo de controlo de injeção definido no Capítulo X, dos programas de venda e aquisição de energia incorporados no PDBF;

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

f) Informação relativa ao período de tempo que as instalações de armazenamento podem manter a potência nominal;

g) Informação sobre o estado de operação dos grupos termoelétricos;

h) Restrições ao funcionamento das Unidades Físicas que tenham sido previamente identificadas pelo ORD.

2 - Para efeitos do número anterior, os Agentes de Mercado devem enviar ao GGS a seguinte informação:

a) A repartição, por Unidade Física habilitada e por Unidade Física não-habilitada de produção ou de armazenamento nos termos do mecanismo de controlo de injeção definido no Capítulo X, da energia programada no PDBF, em cada Unidade de Programação;

b) A repartição por Unidade Física habilitada dos programas contratados no mercado diário e/ou através de contratação bilateral, correspondentes a Unidades de Programação de:

   i) Consumo em bombagem;

   ii) Injeção em instalação de armazenamento;

   iii) Produção;

   iv) Injeção na rede a partir de instalação de armazenamento.

c) A repartição por Unidade Física, habilitada e não-habilitada, dos programas contratados no mercado diário e/ou através de contratação bilateral, correspondentes a Unidades de Programação de:

   i) Consumo ou injeção na rede em instalações de produção ou armazenamento com acesso à rede com restrições nos termos do RARI, desde que com potência de ligação superior ou igual a 1 MW;

   ii) Consumo ou injeção na rede em instalações de consumo com acesso à rede com restrições nos termos do RARI, se aplicável nos termos do respetivo acordo de acesso com restrições.

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

e) Nos períodos de maior consumo de energia elétrica, quando o GGS o solicite, os Agentes de Mercado detentores de Unidades Físicas hídricas devem facultar ao GGS, para a sua consideração nas análises de segurança do SEN, a informação referente aos valores máximos de potência, expressos em MW, que podem ser fornecidos pela Unidade Física, de forma

adicional à potência incorporada no PDBF para a dita unidade, e que podem ser mantidos durante um tempo máximo de 4 e 12 horas.

f) Nos períodos de maior consumo de energia elétrica, quando o GGS o solicite, os Agentes de Mercado detentores de Unidades Físicas habilitadas associadas a instalações de armazenamento devem facultar ao GGS, para a sua consideração nas análises de segurança do SEN, a informação referente ao período de tempo, expresso em minutos, durante o qual a instalação de armazenamento pode injetar potência à sua potência nominal, em substituição do respetivo programa no PDBF.

3 - Na ausência de comunicação de uma repartição por Unidade Física válida e em situações excecionais, para possibilitar a realização da análise de segurança da programação e detetar a existência de eventuais restrições técnicas, o GGS deve produzir, por meios próprios, uma repartição por Unidade Física dos programas contratados.

Subsecção II

Ofertas para resolução de restrições técnicas no PDBF

Artigo 100.º

Apresentação de ofertas

1 - Devem apresentar Ofertas para Resolução de Restrições Técnicas no PDBF, os Agentes de Mercado que representem Unidades de Programação correspondentes a:

a) Unidades Físicas habilitadas de produção, consumo em bombagem ou em instalação de armazenamento;

b) Unidades Físicas não-habilitadas de produção ou de armazenamento nos termos do mecanismo de controlo de injeção definido no Capítulo X;

c) Unidades Físicas não-habilitadas de produção ou de armazenamento com acesso à rede com restrições nos termos do RARI, desde que com potência de ligação superior ou igual a 1 MW;

d) Unidades Físicas de consumo com acesso à rede com restrições nos termos do RARI, se aplicável nos termos do respetivo acordo de acesso com restrições;

e) Unidades Físicas obrigadas à participação no mecanismo de resolução de restrições técnicas por via da lei ou das respetivas licenças.

2 - As Ofertas para Resolução de Restrições Técnicas no PDBF, devem ser apresentadas até ao prazo estabelecido em Aviso do GGS, não sendo utilizadas as ofertas apresentadas pelos Agentes de Mercado no mercado diário.

3 - Caso o Agente de Mercado incumpra a obrigação prevista nos números anteriores, as respetivas Unidades de Programação podem, ainda assim, ser mobilizadas pelo GGS para resolução de restrições técnicas no PDBF, sendo essas mobilizações valorizadas tendo em conta os pares potência-preço incluídos pelo GGS, no processo de resolução de restrições técnicas, nos termos definidos no Artigo 102.º, e os critérios gerais de valorização previstos na Subsecção III e na Subsecção V da presente Secção.

Artigo 101.º

Características das ofertas

1 - O Agente de Mercado deve comunicar, por período de programação e para cada Unidade de Programação com obrigação de participar no processo de resolução de restrições técnicas, a seguinte informação:

a) Ofertas para arranque de grupos térmicos compostas por termo fixo, em €, e um termo variável, em €/MWh, e o estado dos grupos, possibilitando a oferta a possibilidade da colocação do grupo térmico em qualquer ponto de funcionamento estável;

b) Oferta Simples, composta por:

   i) Número de blocos: blocos divisíveis de 1 a 10 (número máximo de blocos);

   ii) Potência média por período de programação (MW);

   iii) Preço da energia oferecida (€/MWh).

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

Artigo 102.º

Validação das ofertas

1 - Para cada período de programação, o GGS verifica, para cada Unidade de Programação, que a potência declarada para baixar corresponde à diferença entre a potência mínima, corrigida por

eventuais indisponibilidades, e a potência média, correspondente à energia contratada no mercado diário e/ou através de contratação bilateral.

2 - Na eventualidade de o Agente de Mercado comunicar potências a baixar superiores, em valor absoluto, ao valor exequível como determinado no número anterior, o GGS deve retirar a totalidade, ou parte, dos pares potência-preço com preço inferior, até que a potência total disponível para baixar declarada não exceda a potência exequível a baixar.

3 - Na eventualidade de o Agente de Mercado comunicar potências a baixar inferiores, em valor absoluto, ao valor exequível como determinado no n.º 1 -, o GGS deve aceitar a Oferta para Resolução de Restrições Técnicas no PDBF, notificando o Agente de Mercado para o facto de não ter oferecido toda a potência disponível para baixar.

4 - Para cada período de programação e para cada Unidade de Programação, o GGS verifica que a potência oferecida para subir, adicionada da potência média contratada no mercado diário e/ou através de contratação bilateral, é igual ou inferior à sua potência máxima, corrigida por eventuais indisponibilidades.

5 - Na eventualidade de o Agente de Mercado comunicar potências a subir superiores ao valor exequível como determinado no número anterior, o GGS deve retirar a totalidade, ou parte, dos pares potência-preço com preço superior até que a potência total não exceda a potência exequível a subir, corrigida por eventuais indisponibilidades.

6 - Na eventualidade de o Agente de Mercado comunicar potências a subir inferiores ao valor exequível como determinado no n.º 4 -, o GGS aceita a Oferta para Resolução de Restrições Técnicas no PDBF, notificando o Agente de Mercado para o facto de não ter oferecido toda a potência disponível para subir.

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

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

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

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

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

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

Subsecção III

Fase 1 - modificação da programação do PDBF por critérios de segurança

Artigo 103.º

Objetivo da Fase 1

O objetivo desta fase é a determinação das restrições técnicas que possam afetar a execução do PDBF, identificando as modificações à programação necessárias para a resolução das restrições técnicas detetadas no SEN, estabelecendo as limitações de segurança necessárias para evitar o aparecimento de novas restrições técnicas na segunda fase do processo de resolução de restrições técnicas e nos subsequentes mercados.

Artigo 104.º

Identificação das restrições técnicas

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

2 - Consideram-se as instalações da RNT, de acordo com a situação prevista para o dia seguinte, tendo em conta as indisponibilidades autorizadas e as indisponibilidades por avarias existentes, bem como as indisponibilidades previstas para as Unidades Físicas e as limitações ao funcionamento de Unidades Físicas ligadas à RND que tenham sido comunicadas previamente pelo ORD.

3 - Previamente à análise de restrições técnicas a realizar pelo ORD, o GGS coloca à sua disposição a repartição por Unidade Física das instalações ligadas na RND, que foi submetida pelos Agentes de Mercado.

4 - A responsabilidade da identificação das restrições técnicas na RND é do ORD, que deve comunicar ao GGS as limitações às Unidades Físicas, para que o GGS as incorpore nas diferentes fases da programação.

5 - Sobre os cenários anteriores, o GGS efetua as análises de segurança necessárias para todo o horizonte da programação e identifica as restrições técnicas que afetam o PDBF, de acordo com os critérios de segurança, qualidade e fiabilidade, detalhados no Capítulo VI.

Artigo 105.º

Resolução das restrições e valorização

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

2 - Para resolver as restrições técnicas, o GGS define esquemas especiais de exploração, através da introdução de alterações topológicas na RNT e, caso a solução das restrições não seja viável

através da reconfiguração da rede, o GGS estabelece incrementos ou reduções da potência média programada no PDBF.

3 - Para efeitos do número anterior, são utilizados os seguintes meios:

a) Incremento da potência média programada no PDBF – Mobilização das Unidades de Programação, por incremento de injeção na rede em instalações de produção ou de armazenamento (potência a subir), ou por incremento de consumo em instalações de consumo habilitadas ou em clientes com acesso com restrições, se aplicável nos termos do acordo de acesso com restrições, em bombagem ou em instalações de armazenamento (potência a baixar), mediante a utilização das ofertas para resolução de restrições técnicas no PDBF identificadas na Subsecção II.

b) Redução de potência média programada no PDBF - Mobilização das Unidades de Programação, por redução da injeção na rede em instalações de produção ou de armazenamento (potência a baixar), ou por redução de consumo em instalações de consumo habilitadas, em bombagem ou em instalações de armazenamento (potência a subir), sendo todas as reduções durante a Fase 1 do processo de resolução de restrições técnicas no PDBF valorizadas a preço de encontro.

c) No caso da redução de potência média programada, devem ser mobilizadas preferencialmente as Unidades de Programação que contribuam para a resolução de restrições técnicas cuja a potência média verificada esteja associada a um acesso à rede com restrições, segundo a ordem de prioridade definida nas condições gerais do acordo de acesso com restrições previstas no RARI, e depois as unidades cuja potência esteja associada a um reequipamento.

4 - No caso de existir mais do que uma solução tecnicamente válida, o GGS deve efetuar uma avaliação económica das diferentes soluções e eleger aquela que representa um menor encargo para o sistema e, caso exista igualdade de encargos entre soluções, o GGS deve selecionar a solução que representa um menor movimento de energia.

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

6 - Os arranques de grupos termoelétricos e os incrementos de energia programada em relação ao PDBF que seja necessário introduzir, são valorizados com base nas ofertas para resolução de restrições técnicas no PDBF identificadas no Subsecção II.

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

8 - No caso de o ORD ter comunicado previamente ao GGS a existência de limitações ao funcionamento de Unidades Físicas ligadas à RND, o GGS deve incorporar essas mesmas limitações na Fase 1 da resolução das restrições técnicas.

Subsecção IV

Implementação e resolução de restrições técnicas no PDBF

Artigo 106.º

Implementação e resolução de restrições técnicas no PDBF

1 - Para o estabelecimento das mobilizações de potências médias necessárias para a resolução de restrições técnicas no PDBF, são respeitadas as potências mínimas e máximas técnicas das Unidades Físicas e têm-se em consideração possíveis limitações transitórias desses valores de potência que tenham sido comunicados ao GGS.

2 - Para efeitos do número anterior as mobilizações de potência não consideram outras limitações distintas, próprias de cada Unidade Física, tais como rampas máximas de subida e descida de carga de grupos termoelétricos, entre outras, as quais devem ser geridas nos mercados intradiários subsequentes, sempre que necessário, pelos Agentes de Mercado titulares das Unidades de Programação correspondentes a esses grupos.

3 - Na determinação de mobilizações de potência a subir sobre Unidades de Programação correspondentes a centrais reversíveis de bombagem, o GGS deve ter em conta a capacidade da albufeira a montante da dita central , tanto em termos de exequibilidade do programa total de venda de energia que pode ser requerido para resolução de restrições técnicas no PDBF, como

em termos de exequibilidade de um programa de consumo para bombagem, que se mostre necessário estabelecer, para poder corresponder ao dito programa de venda de energia, resultante do processo de resolução de restrições técnicas no PDBF, devido a mobilizações prévias de reserva de potência ativa.

4 - Quando necessário, o programa de consumo para bombagem ou em instalação de armazenamento deve ser estabelecido de forma direta pelo Agente de Mercado titular da Unidade de Programação mobilizada para resolução de restrições técnicas no PDBF, mediante a sua participação nas sessões do mercado intradiário subsequentes.

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

a) UDO (Unidade de Despacho Obrigatório):

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

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

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

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

b) UDL (Unidade de Despacho Limitado):

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

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

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

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

6 - Em todos os casos em que a solução de restrições implique a entrada em serviço, aumento ou redução de produção/injeção na rede de Unidades Físicas concretas, não sendo suficiente uma modificação global da Unidade de Programação correspondente, o GGS define estes requisitos de forma detalhada, incorporando esta informação complementar no PDVD.

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

8 - Estas limitações nos redespachos podem cessar caso o GGS elimine as limitações, perante modificações no SEN e que tenham feito cessar as condições que provocavam a restrição.

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

10 - As limitações por Unidade de Programação impostas durante o presente processo serão aplicadas em Unidades de Físicas, ou em Áreas de Ofertas sempre e quando existir uma correspondência entre as duas.

11 - O GGS, aquando da atribuição de etiquetas a Unidades de Programação, deve salvaguardar as situações em que a mesma agregue Unidades Físicas habilitadas e não habilitadas.

Subsecção V

Fase 2 – modificação da programação do PDBF para reequilíbrio entre a geração e o consumo

Artigo 107.º

Fase 2 – modificação da programação do PDBF para reequilíbrio entre a geração e o consumo

1 - Uma vez resolvidas as restrições técnicas identificadas no PDBF, o GGS procede à realização das modificações necessárias para assegurar o equilíbrio entre os programas da produção e do consumo, respeitando apenas as limitações estabelecidas por razões de segurança do sistema, na Fase 1 do processo de resolução de restrições técnicas no PDBF.

2 - Para o efeito de assegurar o equilíbrio entre produção e consumo no programa, o GGS utiliza os seguintes meios:

a) Incremento da potência média programada no PDBF – Mobilização das Unidades de Programação por incremento de injeção na rede em instalações de produção ou de armazenamento (potência a subir) ou por incremento de consumo em instalações de consumo, em bombagem ou em instalações de armazenamento (potência a baixar), mediante a utilização das ofertas para resolução de restrições técnicas no PDBF identificadas na Subsecção II;

b) Redução de potência média programada no PDBF - Mobilização das Unidades de Programação por redução da injeção na rede em instalações de produção ou de armazenamento (potência a baixar) ou por redução de consumo em instalações de consumo habilitadas, em bombagem ou em instalações de armazenamento (potência a subir), mediante a utilização das ofertas para resolução de restrições técnicas no PDBF identificadas na Subsecção II da presente secção.

3 - As entradas em serviço de grupos e os incrementos de produção em relação ao PDBF que seja necessário mobilizar, são valorizados mediante a utilização das ofertas para resolução de restrições técnicas no PDBF, identificadas na Subsecção II.

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

5 - Todas as reduções de produção/injeção na rede efetuadas no PDBF, durante a Fase 2 do processo de resolução de restrições técnicas no PDBF, devem ser valorizadas tendo em conta as ofertas para resolução de restrições técnicas no PDBF, identificadas na Subsecção II .

6 - Ao mesmo tempo, todas as reduções de consumo, incluindo em instalação de armazenamento, efetuadas no PDBF, durante a Fase 2 do processo de resolução de restrições técnicas no PDBF, são valorizadas tendo em conta as ofertas para resolução de restrições técnicas no PDBF, identificadas na Subsecção II da presente secção.

Subsecção VI

Indisponibilidades das Unidades Físicas após publicação do PDBF

Artigo 108.º

Indisponibilidades das Unidades Físicas após publicação do PDBF

1 - No caso de uma indisponibilidade parcial ou total, para o dia objeto da programação, de uma Unidade Física programada e limitada para a resolução de restrições técnicas no PDBF, que tenha sido comunicada ao GGS até à publicação do PDBF, o GGS reajusta o programa previsto para a resolução de restrições técnicas no PDBF, de acordo com a última informação disponível em relação às indisponibilidades das Unidades Físicas.

2 - Se a informação sobre a indisponibilidade da Unidade Física for recebida após a publicação do PDBF, o GGS procede à publicação do PDVD sem considerar a referida indisponibilidade da

Unidade Física, abordando a resolução da restrição técnica após a publicação do PDVD, utilizando para o efeito as ofertas referidas na Subsecção II da presente secção.

3 - Uma vez declarada a indisponibilidade de uma Unidade Física e tendo ela sido considerada no processo de resolução de restrições técnicas no PDBF sem que tenham sido aplicadas, sobre a dita Unidade Física, limitações de programa por razões de segurança, o Agente de Mercado pode recorrer aos mercados intradiários subsequentes para ajustar o programa previsto no PDVD e que não pode cumprir.

Subsecção VII

Informação ao NEMO, ao ORD e aos agentes de mercado

Artigo 109.º

Informação ao NEMO, ao ORD e aos agentes de mercado

1 - Como resultado do processo de resolução de restrições técnicas no PDBF, o GGS põe à disposição do NEMO, do ORD, dos Agentes de Mercado e dos BSP, nos prazos estabelecidos neste Manual, a seguinte informação:

a) Informação que o GGS coloca à disposição do NEMO:

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

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

b) Informação que o GGS coloca à disposição do ORD:

   i) A repartição por Unidade Física das instalações ligadas à RND, resultante do processo de resolução de restrições técnicas;

   ii) As limitações por segurança aplicadas pelo ORD e pelo GGS às Unidades Físicas ligadas à RND.

c) Informação que o GGS coloca à disposição dos Agentes de Mercado:

   i) A informação colocada à disposição do NEMO;

ii) As limitações por segurança aplicadas sobre os programas das Unidades Físicas;

iii) As mobilizações de potência média efetuadas sobre os programas das Unidades de Programação, para resolver restrições técnicas identificadas no PDBF (Fase 1 do processo de resolução de restrições técnicas no PDBF);

iv) As mobilizações de potência média aplicadas sobre as Unidades de Programação de venda e de aquisição para o reequilíbrio entre geração e consumo (Fase 2 do processo de resolução de restrições técnicas no PDBF).

d) Informação que o GGS coloca à disposição dos BSP: As limitações por segurança aplicadas sobre os programas das Unidades Físicas.

2 - O GGS coloca à disposição do NEMO, do ORD, dos Agentes de Mercado e dos BSP qualquer atualização da informação resultante do processo de resolução de restrições técnicas no PDBF.

3 - O GGS publica diariamente, conjuntamente com o PDVD, as limitações às ofertas que se devem ser impostas às Unidades de Programação e/ou às Unidades Físicas, para não modificar as condições previstas na segurança do sistema.

4 - O ORD, tendo em atenção a alteração das condições de exploração prevista para a RND, pode enviar ao GGS alterações às limitações às transações que as Unidade Físicas ligadas na RND podem estabelecer.

5 - No seguimento da comunicação prevista no número anterior, o GGS comunica, por Unidade de Programação, ao NEMO, todas as limitações que forem impostas pelo ORD.

6 - Ao longo do dia, o GGS pode modificar as limitações ou incorporar novas restrições, de acordo com a situação real do SEN em cada momento.

Secção III

Resolução de restrições técnicas após publicação do PDVD

Subsecção I

Ofertas para resolução de restrições técnicas após publicação do PDVD

Artigo 110.º

Apresentação de ofertas

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

2 - As Ofertas para Resolução de Restrições Técnicas após publicação do PDVD devem ser apresentadas por todos os BSP que detenham Unidades Físicas relativas a grupos termoelétricos, até ao prazo estabelecido em Aviso do GGS, não sendo utilizadas as ofertas apresentadas pelos Agentes de Mercado no mercado diário.

Artigo 111.º

Características das ofertas

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

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

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

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

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

e) Tempo do primeiro arranque (minutos) necessário, desde o paralelo, até atingir o mínimo técnico, para o primeiro arranque realizado num determinado dia;

f) Tempo dos arranques subsequentes (minutos), necessário para atingir o mínimo técnico para arranques subsequentes no mesmo horizonte de programação;

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

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

3 - As Ofertas que não tenham sido mobilizadas pelo GGS podem ser atualizadas nos parâmetros previstos no n.º 1 - até ao momento definido em Aviso do GGS.

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

Artigo 112.º

Parâmetros dinâmicos

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

2 - A comunicação de novos parâmetros dinâmicos deve ser efetuada até ao prazo estabelecido em Aviso do GGS, sempre que se justifique, por forma a produzir efeitos nas mobilizações que ocorram no dia seguinte.

Subsecção II

Processo de resolução de restrições técnicas após publicação do PDVD

Artigo 113.º

Processo de resolução de restrições técnicas após publicação do PDVD

1 - O GGS analisa de uma forma permanente, ao longo de todo o horizonte de programação, o estado de segurança do SEN e deteta as restrições técnicas existentes em cada período de programação.

2 - Para a resolução de uma violação dos critérios de segurança que exija a modificação dos programas de uma ou várias Unidades Físicas, o GGS adota a solução que representa o menor custo nas situações em que se evita que o SEN entre no estado de alerta e a mais rápida nas situações em que se evita que o SEN entre no estado de emergência.

3 - A potência mobilizada pelo GGS no âmbito do presente mecanismo tem em atenção os parâmetros dinâmicos do grupo termoelétrico, incluindo o tempo necessário para atingir o mínimo técnico.

4 - O arranque de um grupo termoelétrico efetuado no presente mecanismo torna-se firme após o início dos procedimentos de arranque do respetivo grupo termoelétrico.

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

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

7 - Para um período de programação em que a potência média programada seja superior ao mínimo técnico e uma vez instruída uma antecipação, ou prolongamento ou um arranque de um

grupo termoelétrico, para a resolução de restrições técnicas, o GGS atribui, para cada Unidade de Programação e Unidade Física, a etiqueta correspondente a UDO (Unidade de Despacho Obrigatório) e a UDL (Unidade de Despacho Limitado), indicando que, por razões relacionadas com a segurança do abastecimento do SEN, não podem existir contratações, nos mercados intradiários subsequentes, superiores ao previamente contratado, devendo, no entanto, o BSP continuar a oferecer toda a reserva exequível no mercado de serviços de sistema.

8 - Nas Unidades Físicas associadas a grupos termoelétricos, tem-se em conta o tempo mínimo de permanência na rede e de paragem dos grupos, considerando-se 4 horas como tempo mínimo.

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

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

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

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

13 -Se a antecedência da alteração do programa referida no n.º 9 - não for verificada, o prolongamento do programa de arranque pode ser concretizado com recurso a mobilização da Unidade Física no mercado de Resolução de Restrições Técnicas após publicação do PF.

14 -O custo associado à programação de um grupo gerador termoelétrico para a solução das restrições técnicas resulta, cumulativamente, de:

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

b) Termo variável da oferta aplicado à energia programada.

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

16 - O GGS pode cancelar o arranque de um grupo termoelétrico que anteriormente tenha solicitado no presente processo resolução de restrições técnicas, sendo que, caso o cancelamento ocorra:

a) Antes do início dos procedimentos de arranque: Não é pago ao BSP qualquer custo associado à solicitação de arranque enviada, considerando-se, para este efeito, que o início dos procedimentos de arranque ocorre no início do período de programação determinado como a subtração ao período de programação em que ocorre a primeira programação de energia e o tempo de arranque comunicado na Oferta para Resolução de Restrições Técnicas após publicação do PDVD;

b) Depois do início dos procedimentos de arranque: o custo de arranque aplicável até ao instante do cancelamento é repartido, para efeitos dos encargos de regulação, pelos períodos de programação previstos para o horizonte de arranque inicialmente solicitado e esse custo, a pagar ao BSP, é determinado por uma fração do termo fixo apresentado na Oferta para Resolução de Restrições Técnicas após publicação do PDVD, de acordo com a seguinte equação:

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

Sendo:

TF' – Parcela do Termo Fixo a pagar ao BSP;

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

T – Período de tempo, em minutos, que decorreu desde o início dos procedimentos de arranque e o seu cancelamento;

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

17 - O GGS pode efetuar antecipações do paralelo dos grupos termoelétricos que já foram programados pelo mecanismo previsto na presente secção ou por outros.

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

19 - Na sequência do processo de resolução de restrições técnicas após publicação do PDVD, o GGS publica:

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

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

20 - O BSP ao qual tenha sido solicitado um arranque de grupo termoelétrico através do processo resolução de restrições técnicas após a publicação do PDVD, pode solicitar a alteração da Unidade Física que presta o serviço, desde que ambas sejam equivalentes do ponto de vista técnico e operacional e não se verifique uma sobreposição no mesmo período de programação.

21 - Para o efeito, o BSP deve apresentar o pedido de troca ao GGS, até ao prazo definido em Aviso do GGS, identificando as Unidades Físicas abrangidas, o qual é aceite, desde que tecnicamente válido.

22 - Caso aceite o pedido do BSP referido no número anterior, o GGS deve proceder à transferência da programação da energia mobilizada, até ao prazo definido em Aviso do GGS, através do processo de resolução de restrições técnicas após a publicação do PDVD, mantendo-se as potências solicitadas, o termo fixo e o termo variável inicialmente contratados.

23 - Ao longo do dia, o GGS pode modificar as limitações ou incorporar novas restrições, de acordo com a situação real do SEN em cada momento.

Subsecção III

Informação ao NEMO e aos BSP

Artigo 114.º

Informação ao NEMO e aos BSP

1 - Como resultado do processo de resolução de restrições técnicas, o GGS põe à disposição do NEMO e dos BSP, nos prazos estabelecidos neste Manual, a seguinte informação:

a) Ao NEMO: as limitações por segurança aplicadas sobre os programas das Unidades de Programação, para evitar que em processos e mercados posteriores se gerem novas restrições.

b) Aos BSP:

   i) A informação colocada à disposição do NEMO;

   ii) Os redespachos de potência efetuados sobre os programas das Unidades Físicas que participam no processo de resolução de restrições técnicas para o estabelecimento de reserva.

2 - O GGS coloca à disposição do NEMO e dos BSP qualquer atualização da informação resultante do processo de resolução de restrições técnicas para o estabelecimento de reserva ou de alterações das limitações e restrições definidas pelo GGS nos termos do n.º 23 - do artigo anterior.

Secção IV

Resolução de restrições técnicas após publicação do PF

Artigo 115.º

Resolução de restrições técnicas após publicação do PF

1 - O GGS analisa de uma forma permanente, ao longo de todo o horizonte de programação, o estado de segurança do SEN e deteta as restrições técnicas existentes em cada período de entrega.

2 - Para a resolução de uma violação dos critérios de segurança identificada após a elaboração do PF que exija a modificação dos programas de venda ou aquisição de uma ou várias unidades,

o GGS adota a solução que representa o menor custo nas situações em que se evite que o SEN entre no estado de alerta.

3 - Adicionalmente, a pedido do ORD, o GGS também pode modificar os programas de venda ou de aquisição de uma ou várias Unidades Físicas, para resolução de restrições técnicas na RND.

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

a) UDO (Unidade de Despacho Obrigatório):

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

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

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

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

b) UDL (Unidade de Despacho Limitado):

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

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

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

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

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

6 - Caso exista potência programada correspondente a unidades físicas não-habilitadas, enquadrável em acordos de acesso com restrições ou em reequipamento e que possa contribuir para a resolução de um congestionamento local, essas unidades físicas devem ser instruídas para reduzir a injeção na rede, prioritariamente sobre a mobilização das unidades físicas habilitadas, devendo o GGS recorrer primeiro às unidades físicas com acesso com restrições respeitando a ordem de prioridade prevista nas condições gerais dos acordos de acesso com restrições e depois às unidades físicas com reequipamento, considerando um preço de ativação a baixar igual ao preço marginal do mercado diário.

7 - Todas as energias que resultem de mobilizações efetuadas para resolução de restrições técnicas após a publicação do PF, são valorizadas ao preço do par potência/preço mobilizado, sem prejuízo do número 6 -.

8 - As ofertas de mFRR utilizadas nestas circunstâncias têm uma etiqueta própria e não são usadas para a definição do preço de valorização da energia mobilizada no mercado de mFRR.

9 - Caso os preços afetos aos blocos mobilizados para resolução de restrições técnicas sejam respetivamente, em mobilizações a subir, inferiores ao preço marginal de mFRR a subir, no

processo de ativação programada ou ativação direta, ou, em mobilizações a baixar, superiores ao preço marginal de mFRR a baixar, no processo de ativação programada ou ativação direta, os blocos mobilizados são valorizados ao preço marginal de mFRR, no processo de ativação programada ou ativação direta, afeto a cada um dos sentidos de regulação.

10 -Todas as energias mobilizadas de mFRR para resolução de restrições técnicas após a publicação do PF, na ausência do par potência/preço correspondente, são valorizadas a preço marginal de mFRR, no processo de ativação programada ou ativação direta afeto a cada um dos sentidos de regulação ou, na sua ausência, com a média aritmética dos preços marginais de mFRR no processo de ativação programada ou ativação direta afeto a cada um dos sentidos de regulação dos últimos sete dias, tendo em conta o período de entrega homólogo.

11 -Na eventualidade de não ser possível calcular a média aritmética mencionada no número anterior, considera-se o preço marginal do mercado diário para o período de entrega em causa.

12 -O GGS comunica aos BSP afetados a programação realizada para resolver as restrições técnicas, que se considera como firme.

13 -O GGS, conforme o caso, uma vez que constate a sua necessidade e tendo verificado não dispor de outros meios disponíveis para o efeito, pode solicitar a ativação de um programa de apoio ao Operador do Sistema Elétrico espanhol, conforme expresso no Capítulo XXV, limitando a aplicação desta troca de energia ao horizonte temporal em que a segurança do SEN assim o exija.

Secção V

Falha e incumprimentos da instrução de arranque

Artigo 116.º

Falha e incumprimento da instrução de arranque

1 - Considera-se que ocorreu uma falha que impediu o arranque, quando o grupo de um centro eletroprodutor termoelétrico não consiga atingir, durante o período em que foi solicitado o arranque e em pelo menos um período de integração quarto-horário, uma potência média igual ou superior ao mínimo técnico e esta seja resultado de uma falha diretamente imputável ao respetivo centro eletroprodutor.

2 - Na eventualidade de ocorrer um incumprimento durante o horizonte de programação do arranque em que se valorize o termo fixo do grupo gerador termoelétrico, seja para Resolução de Restrições Técnicas após Publicação do PDVD ou após Publicação do PDBF, conforme o caso, aplica-se uma penalização obtida pela seguinte equação:

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

Sendo:

TF'' – Parcela do Termo Fixo a devolver pelo BSP;

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

T' – Número de períodos de integração quarto-horários, em que o grupo termoelétrico esteve a injetar na rede um valor de energia abaixo do solicitado, com uma tolerância por defeito de 5 MW;

T – Número de períodos de integração quarto-horários afetos ao horizonte de programação do arranque solicitado.

3 - Nas situações de exceção referidas no Artigo 296.º, não é aplicável o número anterior.

Secção VI

Mecanismos excecionais de resolução

Artigo 117.º

Mecanismos excecionais de resolução

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

2 - A energia programada para a resolução de restrições técnicas no PDBF ou após a publicação do PDVD é valorizada ao preço marginal do mercado diário, do mesmo período de programação e, na sua ausência, à média aritmética dos preços marginais do mercado diário dos últimos sete dias, tendo em conta o período de programação homólogo.

3 - No caso dos arranques programados, tanto para a resolução de restrições técnicas no PDBF como após a publicação do PDVD, é considerado como termo fixo a média aritmética do termo fixo mais baixo das Ofertas apresentadas para a resolução de restrições técnicas no PDBF ou após a publicação do PDVD, respetivamente, dos últimos sete dias relativas às mesmas tecnologias de produção.

4 - A energia programada para a resolução de restrições técnicas após a publicação do PF, é valorizada ao preço marginal de mFRR das ativações programadas ou diretas do mesmo período de entrega e, na sua ausência, à média aritmética dos preços marginais de mFRR no processo de ativação programada ou direta dos últimos sete dias, tendo em conta o período de programação homólogo.

5 - Na eventualidade de não ser possível calcular a média aritmética mencionada no número anterior, considera-se o preço marginal do mercado diário para o período de entrega em causa.

Secção VII

Divulgação de informação

Artigo 118.º

Divulgação de informação

1 - No âmbito da prestação de informação referente ao mercado de resolução de restrições técnicas Internas, o GGS divulga, no seu sítio na Internet, a informação relativa às matérias e prazos assinalados, referida nos artigos seguintes.

2 - O GGS deve classificar cada ação tomada nos mercados de resolução de restrições técnicas segundo uma grelha de categorização das causas técnicas que a justificam.

3 - A divulgação pelo GGS dos encargos de regulação associados à resolução de restrições técnicas deve ser desagregada pelas categorias referidas no número anterior.

Artigo 119.º

Resolução das Restrições Técnicas no PDBF

Relativamente à resolução das restrições técnicas no PDBF, o GGS divulga a seguinte informação:

a) Listagem das restrições técnicas identificadas e das mobilizações de potência média aplicadas, por Unidade de Programação e Unidade Física, em cada período de programação do dia d (a publicar em d+1);

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

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

Artigo 120.º

Reequilíbrio entre geração e consumo

Relativamente ao reequilíbrio entre geração e consumo, o GGS divulga a seguinte informação:

a) Listagem das mobilizações de potência média aplicadas, por Unidade de Programação e Unidade Física, em cada período de programação do dia d (a publicar em d+1);

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

Artigo 121.º

Divulgação de informação sobre a Resolução de Restrições Técnicas no PDBF

1 - Relativamente à resolução das restrições técnicas após publicação do PDVD, o GGS divulga a seguinte informação:

a) Listagem das mobilizações de potência média aplicadas, por Unidade de Programação e Unidade Física, em cada período de programação do dia d (a publicar em d+1);

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

2 - Relativamente à resolução das restrições técnicas após publicação do PF, o GGS divulga a seguinte informação:

a) Listagem das mobilizações de potência média aplicadas, por Área de Ofertas e por Unidade Física, em cada período de entrega do dia d (a publicar em d+1);

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

3 - A informação a divulgar pelo GGS referida no presente artigo, deve ser desagregada consoante a classificação das restrições técnicas em função das motivações que as justificaram.

Secção VIII

Relatório sobre impactes dos redespachos

Artigo 122.º

Relatório sobre impactes dos redespachos

1 - Nos termos do artigo 13.º do Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativo ao mercado interno da eletricidade, o GGS deve enviar à ERSE, anualmente e até 31 de maio, um relatório sobre a utilização de ações de redespacho, seja através de mecanismos de mercado no âmbito do presente Capítulo, seja através de outros mecanismos, nomeadamente o mecanismo previsto no Capítulo X.

2 - O relatório referido no número anterior deve, nomeadamente:

a) Quantificar a energia e o sobrecusto das ações de redespacho, incluindo a caracterização das instalações mobilizadas para resolver o redespacho e das causas técnicas que justificaram o redespacho;

b) Caracterizar os resultados da monitorização da inércia do SEN em tempo real e do avaliar o cumprimento dos objetivos de segurança da operação na zona síncrona da Europa Continental;

c) Avaliar as causas que justificaram o redespacho, identificando os nós da rede mais sujeitos a restrição e os cenários mais frequentes de ocorrência;

d) Avaliar o impacto direto na produção renovável;

e) Caracterizar as ações tomadas pelo GGS e pelo ORT para minimizar o recurso aos redespachos e o seus impactos.

Capítulo X

MECANISMO DE CONTROLO DA INJEÇÃO NA REDE POR UNIDADES FÍSICAS NÃO-HABILITADAS

Artigo 123.º

Objeto e âmbito

1 - Este capítulo estabelece os mecanismos a adotar pelo GGS na mobilização das Unidades Físicas em mercado e não-habilitadas a participar no mercado de serviços de sistema, ao abrigo do mecanismo de controlo da injeção na rede previsto no artigo 40.º do ROR, que não estejam abrangidas pela aplicação do Despacho n.º 10835/2020, de 4 de novembro, da DGEG.

2 - A mobilização de Unidades Físicas ao abrigo do presente capítulo deve ter lugar em situações de excesso de injeção na rede ou para gestão de congestionamentos, quando se verifique que os recursos de serviços de balanço contratados ou disponíveis estejam esgotados ou não sejam adequados à resolução do problema de segurança, ou ainda que sejam insuficientes os meios disponíveis nos processos de resolução de restrições técnicas, nos prazos de operação compatíveis com a resolução do risco identificado, e em que estejam também esgotados os recursos de balanço previstos em regimes especiais de licenciamento, com o intuito de resolver restrições técnicas existentes na RESP ou para assegurar a exploração do SEN em condições de segurança e fiabilidade.

3 - O mecanismo aplica-se a Unidades Físicas correspondentes a instalações de produção ou de armazenamento com potência instalada superior a 1 MW e de UPAC com injeção de energia excedentária superior a 1 MVA, que estejam em regime de mercado e não se encontrem habilitadas para participar nos mercados de serviços de sistema e ainda que cumpram os requisitos operacionais definidos no Capítulo IV.

4 - Excecionam-se da aplicação do mecanismo as Unidades Físicas enquadráveis no número anterior e acolhidas no AUR, a título de agregação supletiva, apenas enquanto se mantenham nessa circunstância e desde que a sua exclusão não prejudique a segurança da operação do SEN.

5 - O mecanismo aplica-se ainda a Unidades Físicas sujeitas à obrigação de participação no mercado de resolução de restrições técnicas após o mercado diário e de apresentação de ofertas

a descer nos mercados de RR ou de mFRR, quando não estejam devidamente habilitadas para participar nos referidos processos.

6 - Este capítulo estabelece ainda as regras aplicáveis aos incumprimentos das instruções de despacho emitidas pelo GGS ao abrigo do Despacho n.º 10835/2020, de 4 de novembro, da DGEG.

Artigo 124.º

Informação a prestar ao GGS pelo Agente de Mercado

1 - O Agente de Mercado que represente Unidades Físicas no âmbito do presente Procedimento deve enviar ao GGS a seguinte informação:

a) Programação de cada Unidade Física – O Agente de Mercado deve enviar ao GGS a programação da produção, por Unidade Física, nos prazos estabelecidos neste Manual de Procedimentos para receção das repartições por Unidade Física, ou, por omissão do envio da programação, aceitar tacitamente a repartição automática determinada pelo GGS, nos termos do número seguinte.

b) Indisponibilidades das Unidades Físicas - O Agente de Mercado deve comunicar, tempestivamente, ao GGS qualquer indisponibilidade ou anomalia que se verifique na Unidade Física e que afete a programação enviada, bem como as indisponibilidades de equipamentos de comunicação, medição e controlo.

c) Produção em Tempo Real de cada Unidade Física – Os sistemas de medição e comunicação de cada Unidade Física, ou do respetivo Centro de Controlo, devem disponibilizar ao GGS, com uma periodicidade não superior a 12 segundos, os valores instantâneos da potência ativa e reativa da Unidade Física.

2 - Se o Agente de Mercado não enviar ao GGS a programação da produção por Unidade Física, nos prazos estabelecidos, o GGS pode proceder à elaboração de uma repartição física dos programas contratados, tomando essa repartição para os efeitos previstos no Artigo 125.º.

Artigo 125.º

Mobilização de Unidades Físicas não-habilitadas

1 - Quando esteja em causa a segurança no equilíbrio produção-consumo do SEN e não seja possível a mobilização de reservas que participem no mercado de serviços de sistema sem pôr em causa a segurança do abastecimento, o GGS pode enviar Instruções de Despacho para reduzir ou interromper a injeção na rede aos Agentes de Mercado que detenham ou representem Unidades de Físicas não-habilitadas, conforme previstas no Artigo 123.º e que estejam capacitadas para concretizar as Instruções de Despacho, observando a seguinte ordem de prioridade:

a) Unidades Físicas não-habilitadas que apresentem um desvio por excesso, em relação ao PFC por Unidade Física: a Instrução de Despacho a emitir por Unidade Física deve ter um valor igual ou superior ao respetivo PFC;

b) Unidades Físicas sujeitas à obrigação de participação no mercado de resolução de restrições técnicas após o mercado diário e de apresentação de ofertas a descer nos mercados de RR ou de mFRR, e que não estejam devidamente habilitadas para participar nos referidos processos;

c) Todas as Unidades Físicas não-habilitadas, assumindo um rateio da potência injetada antes da Instrução de Despacho.

2 - Quando se verifiquem congestionamentos que não sejam passíveis de resolução através da mobilização de Unidades Físicas que participem no mercado de serviços de sistema sem pôr em causa a segurança do abastecimento, o GGS e o ORD podem determinar a redução da injeção na rede das Unidades Físicas não-habilitadas, conforme previstas no Artigo 123.º e que estejam capacitadas para concretizar as Instruções de Despacho e tenham influência na resolução do congestionamento, sucessivamente, pela seguinte ordem:

a) Unidades Físicas não-habilitadas que apresentem um desvio por excesso em relação ao PFC por Unidade Física: a Instrução de Despacho a emitir por Unidade Física deve ter um valor igual ou superior ao respetivo PFC;

b) Unidades Físicas sujeitas à obrigação de participação no mercado de resolução de restrições técnicas após o mercado diário e de apresentação de ofertas a descer nos mercados de RR ou de mFRR, e que não estejam devidamente habilitadas para participar nos referidos processos;

c) Todas as Unidades Físicas não-habilitadas, assumindo um rateio da potência injetada antes da Instrução de Despacho.

3 - Aos critérios de seleção previstos nas alíneas a) e b) dos números anteriores aplica-se um mecanismo de rateio pela potência elegível, sempre que as necessidades de redução de potência sejam inferiores à potência elegível total.

4 - A comunicação de uma instrução de despacho a uma unidade física não-habilitada que esteja integrada num centro de controlo habilitado de um agente de mercado deve ser feita pelo GGS diretamente para o centro de controlo.

5 - Quando, por aplicação do presente artigo, o GGS decidir enviar instruções de despacho ou determinar a redução da injeção na rede a unidades físicas não-habilitadas ligadas na rede de distribuição, deve informar o ORD.

6 - O ORD e o GGS devem coordenar-se para efeitos da determinação da viabilidade das instruções de despacho sobre unidades físicas ligadas à rede de distribuição e, se for o caso, identificar alternativas que obtenham o mesmo resultado necessário à segurança da operação.

7 - O GGS pode definir, por um Aviso do GGS, um limite mínimo para as instruções de despacho que resultem do presente mecanismo, abaixo do qual não será emitida a instrução de despacho à respetiva Unidade Física, de forma a assegurar a operacionalidade e proporcionalidade do mecanismo, devendo, nesse caso, reportar anualmente à ERSE as situações em que o limite mínimo definido não pôde ser observado, juntamente com o relatório previsto no Capítulo IX.

8 - As Instruções de Despacho referidas neste artigo devem ser cumpridas num tempo máximo de 15 minutos, salvo se, por razões operacionais, o GGS ou o ORD determinarem um horizonte temporal mais longo para esse cumprimento.

9 - O GGS pode excluir determinadas unidades físicas não-habilitadas das instruções de redução de injeção por razões operacionais, se considerar que essa redução seria prejudicial à segurança da operação do sistema.

Artigo 126.º

Efeitos da mobilização de Unidades Físicas nos procedimentos de liquidação

1 - A energia mobilizada a baixar, resultante da integração quarto-horária do sinal emitido pelo SCADA não é valorizada e, nos termos do artigo 40.º do ROR, não produz direito de recebimento ou obrigação de pagamento pelos titulares das instalações mobilizadas.

2 - A energia mobilizada a baixar pelo presente mecanismo deve ser considerada no ajustamento do desvio do respetivo BRP.

3 - Para cálculo da energia do ajustamento de desvios previsto no número anterior, o GGS deve considerar o tempo de ativação referido no Artigo 125.º e a respetiva rampa de potência.

4 - As Instruções de Despacho referidas anteriormente podem abranger mais do que um período de liquidação de desvios.

Artigo 127.º

Incumprimentos das instruções de despacho para redução da injeção na rede

1 - Os incumprimentos das Instruções de Despacho pelas Unidades Físicas não-habilitadas devem ser registados pelo GGS e notificados ao respetivo Agente de Mercado.

2 - O BRP que integra uma Unidade Física em incumprimento de uma Instrução de Despacho nos termos do número anterior fica sujeito ao pagamento de uma penalidade, calculada com base na energia associada ao incumprimento, apurada em cada período de liquidação de desvios, sendo valorizada ao dobro do preço de desvio por excesso, se positivo, ou nula, se o preço de desvio por excesso for negativo.

3 - O incumprimento das instruções de despacho no âmbito do mecanismo de controlo da injeção na rede por unidades físicas não-habilitadas não está sujeito à aplicação das regras de incumprimento de limitações de potência previstas no Artigo 405.º.

4 - O incumprimento reiterado das Instruções de Despacho no âmbito do presente Procedimento por uma Unidade Física não-habilitada constitui causa para suspensão da Unidade Física, nos termos do Capítulo IV.

Artigo 128.º

Incumprimentos das instruções de despacho para redução da injeção na rede ao abrigo do Despacho n.º 10835/2020, de 4 de novembro

1 - Os incumprimentos das Instruções de Despacho para redução da injeção na rede ao abrigo do Despacho n.º 10835/2020, de 4 de novembro, da DGEG, pelas Unidades Físicas sujeitas a esse regime, devem ser registados pelo GGS e notificados ao respetivo Agente de Mercado.

2 - As regras definidas no Artigo 128.º aplicam-se aos incumprimentos referidos no número anterior, salvo se o respetivo regime legal ou contratual específico determinar as fórmulas de penalização de incumprimentos.

Artigo 129.º

Divulgação de informação sobre as mobilizações de controlo de injeção

No âmbito da prestação de informação referente ao mecanismo de controlo da injeção na rede por unidades físicas não-habilitadas, o GGS divulga, no seu sítio na Internet, a potência média correspondente ao conjunto das instruções de despacho de redução de injeção, em cada período de programação do dia d, até ao final de d+1.

Capítulo XI
CONTROLO DE TENSÃO

Artigo 130.º

Objeto e âmbito

1 - Este Procedimento estabelece os critérios gerais para o controlo de tensão nos nós da RNT, de acordo com os critérios de segurança e funcionamento para a operação do SEN, exigíveis de acordo com o estabelecido no Capítulo VI.

2 - Este Procedimento aplica-se ao GGS, às instalações de produção, de armazenamento e de consumidores diretamente ligadas à RNT e ao operador da rede de distribuição.

Artigo 131.º

Atuações para o controlo de tensões

1 - O GGS emite, em tempo real, as Instruções de Despacho necessárias para a operação dos meios de controlo de tensão, tais como:

a) Solicitar o fornecimento ou absorção de potência reativa pelas instalações ligadas à RNT ou a prestação do serviço de regulação automática de tensão;

b) Efetuar manobras nos elementos de compensação de reativa ligados à RNT ou ligados aos enrolamentos terciários dos transformadores pertencentes à mesma;

c) Ligar/desligar baterias de condensadores;

d) Ligar/desligar reatâncias shunt;

e) Manobras de linhas da RNT;

f) Mudança nas tomadas de regulação nos transformadores.

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

Artigo 132.º

Serviços de prestação obrigatória

1 - O fornecimento e absorção de potência reativa pelas instalações de produção e de armazenamento, nos intervalos definidos no Regulamento das Redes, é um serviço de sistema de carácter obrigatório e não remunerado, tendo como objetivo manter as tensões nos diferentes nós da rede dentro dos limites estabelecidos.

2 - No caso das instalações de produção ligadas à RNT, com exceção das instalações eólicas não sujeitas aos requisitos da Portaria n.º 73/2020, de 16 de março, o serviço de regulação de tensão é obrigatório e não remunerado nos intervalos definidos no Regulamento das Redes, devendo para o efeito o fornecedor do serviço assegurar que as regulações automáticas de tensão se mantêm sempre em serviço, a menos que o GGS o liberte desta obrigação.

3 - A aparelhagem de controlo de tensão, sob a forma de controlo manual das tomadas dos transformadores de grupo, deve ser mantida sempre operacional pelo fornecedor do serviço, em complemento dos reguladores automáticos de tensão do alternador.

4 - Qualquer alteração, limitação técnica ou avaria nas instalações produtoras ou de armazenamento que afetem a banda máxima de emissão/absorção de potência reativa e/ou regulação de tensão deve ser prontamente comunicada ao GGS, assim como deve ser prestada informação relativamente a eventuais incrementos da referida capacidade decorrentes de modificações efetuadas nas instalações e respetivos equipamentos.

Artigo 133.º

Serviços de prestação não obrigatória

1 - Na sequência da análise efetuada sobre as necessidades futuras de potência reativa, efetuadas no PDIRT (Plano de Desenvolvimento e Investimentos da RNT), o GGS pode aceitar propostas de investimento dos titulares das instalações, estabelecendo contratos bilaterais de fornecimento desses serviços.

2 - O estabelecimento dos contratos referidos no número anterior é efetuado de acordo com o referido no Capítulo XXI e está sujeito à aprovação da ERSE.

3 - No caso de o GGS identificar necessidades de potência reativa que possam ser supridas através do estabelecimento de condições de funcionamento das instalações produtoras ou de armazenamento diferentes das obrigatórias, referidas no artigo anterior, pode propor à ERSE o estabelecimento de contratos bilaterais com esses fornecedores de serviço, nos termos definidos no Capítulo XXI.

4 - Após o estabelecimento dos referidos contratos, a mobilização em tempo real dos serviços de sistema não obrigatórios de regulação de tensão faz-se de acordo com os princípios contratualizados, tendo por objetivo manter as tensões dos nós da RNT nos intervalos definidos no Capítulo XXI com o menor custo possível para o SEN.

Capítulo XII

RESERVAS DE CONTENÇÃO DA FREQUÊNCIA

Artigo 134.º

Objeto e âmbito

1 - Este Procedimento, para além de definir as Reservas de Contenção da Frequência (FCR), determina quer as necessidades de FCR do SEN, quer a respetiva metodologia de afetação pelas instalações que prestam este tipo de serviço.

2 - Entende-se por Banda de FCR do SEN, a margem de variação de potência no conjunto dos centros eletroprodutores e outras instalações em serviço, que pode atuar de forma automática e nos dois sentidos, na sequência de um desvio de frequência.

Artigo 135.º

Definição do serviço

1 - O serviço de FCR é um serviço de sistema de carácter obrigatório e não remunerado fornecido pelas instalações de produção e outras instalações em serviço, onde seja tecnicamente viável.

2 - Este serviço visa corrigir automaticamente os desequilíbrios instantâneos entre a produção e o consumo.

3 - O fornecimento do serviço de FCR realiza-se através da variação de potência das instalações de produção e outras instalações em serviço, onde seja tecnicamente viável, de forma imediata e autónoma, nomeadamente por atuação dos reguladores de velocidade das turbinas como resposta às variações da frequência.

Artigo 136.º

Identificação das necessidades

As necessidades de FCR do SEN encontram-se definidas no Artigo 68.º do Capítulo VI.

Artigo 137.º

Instalações prestadoras do serviço

1 - Nos termos do Regulamento das Redes, todas as instalações de produção, com exceção dos centros eletroprodutores eólicos ao abrigo de regimes de apoio à remuneração, que estejam diretamente ligadas à RNT devem dispor de capacidade de prestar o serviço de FCR.

2 - Caso seja tecnicamente inviável dispor do equipamento adequado, os titulares das instalações obrigadas à prestação do serviço devem contratar essa prestação diretamente a outras entidades que o possam prestar em seu nome.

3 - O contrato referido no número anterior deve ser comunicado ao GGS, que certifica o serviço efetivamente prestado na execução do contrato referido, cabendo às partes a sua liquidação.

4 - O serviço de FCR pode ser prestado por outras instalações em serviço, onde seja tecnicamente viável, de forma voluntária, devendo o serviço ser prestado nas condições gerais, detalhadas no artigo seguinte.

Artigo 138.º

Regulação dos grupos geradores

1 - O Regulamento das Redes estabelece que os grupos geradores que estejam diretamente ligados à RNT devem permitir a prestação de FCR de, pelo menos, 5% da potência nominal em torno de cada ponto de funcionamento estável, devendo o estatismo dos grupos ser ajustável entre valores limite, nos quais se inclua o intervalo de 4% a 6%.

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

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

Artigo 139.º

Comunicação de dados

Os titulares das instalações que se encontram a prestar o serviço devem declarar ao GGS as características dos reguladores das instalações, nomeadamente o estatismo regulado e a banda de insensibilidade, antes do dia 30 de novembro de cada ano.

Artigo 140.º

Controlo do cumprimento dos requisitos

1 - A comprovação das declarações realizadas é efetuada através de auditorias e inspeções técnicas independentes, promovidas pelo titular da instalação, após comunicação do GGS das instalações a auditar no ano subsequente, emitida até 31 de dezembro de cada ano.

2 - As auditorias das instalações são realizadas ao longo de um período cíclico de cinco anos, devendo o GGS selecionar, mediante um sistema aleatório, as instalações cujos equipamentos devem ser auditados em cada ano.

3 - Para a verificação do cumprimento da prestação do serviço, os titulares das instalações devem fornecer, mediante solicitação do GGS, a informação técnica relativa ao comportamento das mesmas.

Capítulo XIII
BANDA DE RESERVA DE RESTABELECIMENTO DA FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO AUTOMÁTICA

Secção I
Objeto, âmbito e definição do serviço

Artigo 141.º
Objeto e âmbito

1 - O presente Procedimento define o produto de Banda de Reserva de Restabelecimento da Frequência com ativação Automática (Banda de aFRR), a metodologia de determinação das necessidades de Banda de aFRR, o modelo de contratação e a respetiva valorização.

2 - O produto de banda, ou capacidade, de aFRR é um produto normalizado, previsto no ROR e estabelecido no Regulamento SO e no Regulamento EB e as disposições do presente Procedimento obedecem à Metodologia para uma lista de produtos normalizados de capacidade de balanço para o restabelecimento da frequência e reposição da frequência aprovada pela ACER no contexto do artigo 25.º, n.º 2, do Regulamento EB, através da Decisão da ACER n.º 11/2020, de 17 de junho, na redação vigente.

Artigo 142.º
Definição do serviço

1 - A correta exploração do SEN, tanto do ponto de vista económico, como de garantia do abastecimento e segurança da operação no curto e médio prazos, exige que um regulador central execute a função de controlo de potência – frequência com o objetivo de regular o erro de controlo de restabelecimento da frequência para zero dentro do período de restabelecimento da frequência, anulando o desvio da interligação internacional em relação ao programado, colaborar na manutenção da frequência conjunta da zona síncrona Europa Continental, ou em caso de funcionamento em ilha, controlar o desvio da frequência do SEN em relação à frequência nominal.

2 - Para o cumprimento dos objetivos referidos no número anterior o GGS deve garantir em permanência a contratação das necessidades de Banda de aFRR para a zona LFC portuguesa, de acordo com o dimensionamento realizado nos termos do Artigo 145.º.

3 - A participação de cada Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR, na Banda de aFRR estabelecida no SEN, é determinada em mercado, através da participação dos BSP na plataforma respetiva, nos termos previstos no presente Capítulo.

4 - Para cada produto contratado de Banda de aFRR, o BSP deve prestar a respetiva capacidade sob a forma de ofertas de energia de aFRR na respetiva plataforma, em todos os períodos de contratação de energia de aFRR correspondentes ao período de contratação da Banda de aFRR, nos termos do Capítulo XIV, relativo ao serviço de energia de aFRR.

5 - Nas situações em que, por motivos de segurança, a contratação de Banda de aFRR, não se possa realizar com base em critérios económicos, aplicam-se os mecanismos de emergência estabelecidos no presente Manual de Procedimentos.

6 - As características básicas do produto de Banda de aFRR são definidas pela ACER, na Metodologia para uma lista de produtos normalizados de capacidade de balanço para o restabelecimento da frequência e reposição da frequência, aprovado no âmbito do Regulamento EB, sendo complementadas por características definidas no presente Capítulo, correspondendo aos parâmetros nas tabelas seguintes:

Tabela 6 – Características do produto de Banda (capacidade) de aFRR definidas na Metodologia para uma lista de produtos normalizados de capacidade de balanço para as reservas de restabelecimento da frequência e reservas de reposição, nos termos da Decisão da ACER n.º 11/2020, de 17 de junho, na redação vigente

Caraterística	Descrição
Quantidade mínima das Ofertas	1 MW
Resolução da quantidade da oferta	1 MW
Divisibilidade	Ofertas divisíveis e/ou indivisíveis são permitidas
Preço da oferta	Preço positivo ou nulo, em (€/MW)/quarto-de-hora, com resolução de 0,01 (€/MW)/quarto-de-hora
Preço Mínimo e Máximo das Ofertas	Nos termos da metodologia definida ao abrigo do Regulamento EB
Localização	Zona LFC portuguesa
Sentido de regulação	A subir ou a baixar

Tabela 7 – Características complementares do produto de Banda (capacidade) de aFRR definidas nos termos e condições nacionais

Caraterística	Descrição
Período de contratação e período de validade das ofertas	15 minutos
Nível de Agregação das Ofertas	As ofertas devem ser feitas por Unidade Física ou por Unidades de Ofertas de aFRR

7 - As características do produto de Banda de aFRR definidas pela ACER, na Metodologia para uma lista de produtos normalizados de capacidade de balanço para o restabelecimento da frequência e reposição da frequência, podem ser sujeitas a alteração, por via do processo previsto no artigo 5.º do Regulamento ACER.

Artigo 143.º

Entidades participantes no mercado de Banda de aFRR

Para poder participar no mercado de Banda de aFRR, os Agentes de Mercado devem ter a correspondente habilitação como BSP junto do GGS, nos termos do Capítulo II, mediante demonstração de cumprimento dos requisitos de capacidade técnica e operativa.

Artigo 144.º

Unidades físicas participantes

1 - Para poderem oferecer o produto de Banda de aFRR, as Unidades Físicas ou Unidades de Ofertas de aFRR devem estar habilitadas a prestar o serviço de energia de aFRR, de acordo com o estabelecido no Capítulo XIV deste Manual de Procedimentos.

2 - Se a habilitação para prestar o serviço de energia de aFRR for atribuída a uma Unidade de Ofertas de aFRR constituída por um grupo de Unidades Físicas, a participação no mercado de Banda de aFRR deve ser assegurado pelo nível de agregação que foi habilitado.

3 - As Unidades Físicas correspondentes aos geradores mencionados no ROR como tendo obrigação de prestação do serviço de aFRR, ou as Unidades Físicas para quem as primeiras tenham transferido contratualmente essa obrigação, sob validação do GGS, devem obter a respetiva habilitação nos termos do presente artigo.

4 - No caso das Unidades Físicas sujeitas a obrigação de prestação do serviço de aFRR referidas no número anterior, o respetivo BSP deve apresentar ofertas de Banda de aFRR para toda a potência exequível associada a essas Unidades Físicas ou Unidade de Ofertas de aFRR.

Artigo 145.º

Determinação das necessidades de Banda de aFRR

1 - Atendendo à situação de exploração e aos critérios referidos no Capítulo VI, o GGS determina as necessidades de Banda de aFRR para a zona LFC portuguesa, comunica aos BSP e publica, antes da hora estabelecida em Aviso do GGS, as necessidades a subir e a baixar de Banda de aFRR requeridas para cada período de contratação do dia seguinte.

2 - As necessidades de Banda de aFRR são inelásticas.

3 - A determinação das necessidades de Banda de aFRR pelo GGS segue a metodologia aprovada pela ERSE para o dimensionamento das reservas de restabelecimento da frequência, nos seguintes termos:

a) A metodologia deve ser proposta pelo GGS nos termos previstos no Regulamento SO, no prazo de 6 meses após a entrada em vigor do presente Manual, sem prejuízo de o GGS poder submeter posteriores propostas de alteração nos mesmos termos.

b) A metodologia aplica-se a cada período de 15 minutos do dia seguinte, para cada sentido de regulação, devendo considerar os princípios estabelecidos no Regulamento SO e os critérios e recomendações emitidas pela ENTSO-E, incluindo, pelo menos, os registos históricos dos desvios na zona LFC por um período anual completo terminado não menos de seis meses antes da data do cálculo, e devendo o dimensionamento assegurar a cobertura do desvio histórico registado em 99% do tempo.

c) A metodologia deve ser publicada pelo GGS.

4 - O GGS deve definir a proporção de reserva de aFRR e de mFRR, nomeadamente através do dimensionamento da Banda de aFRR ou de mFRR, se aplicável, considerando a disponibilidade de mFRR ou de RR, que permita assegurar uma resposta adequada do sistema, não excedendo o tempo de restabelecimento da frequência, perante um incidente de referência, como definido pelo Regulamento SO, nomeadamente a maior variação de potência ativa de um único grupo

gerador ou de bombagem, instalação de consumo ou interligação em corrente contínua ou um disparo de uma linha de corrente alternada.

5 - No dimensionamento das reservas de restabelecimento da frequência o GGS deve ainda ter em conta os momentos de transição significativa no programa de interligação ou de produção e as alterações significativas previsíveis da distribuição dos desvios na zona LFC portuguesa ou outros fatores com influência relevante no período considerado, tal como situações especiais decorrentes de eventos públicos, fenómenos climatéricos adversos, situações de perturbação da ordem social ou incidentes previsíveis com potencial de perturbação da operação do sistema, aplicando, se necessário, critérios de dimensionamento que assegurem necessidades de reserva superiores.

Artigo 146.º

Mercado de contratação da Banda de aFRR

1 - A contribuição de cada Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR na satisfação das necessidades de Banda de aFRR é determinada a partir do correspondente mercado.

2 - Os BSP que detenham ou representem Unidades Físicas ou Unidades de Ofertas de aFRR habilitadas para prestar o serviço de energia de aFRR, submetem ofertas no mercado de Banda de aFRR.

3 - Cada oferta é apresentada tendo em conta os parâmetros definidos no Artigo 142.º, incluindo, nomeadamente, a Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR, o período de contratação do dia seguinte, o sentido de regulação, o valor da banda de regulação, em MW, e o respetivo preço unitário da banda, em €/MW/ quarto-de-hora .

4 - Para efeitos do mercado de contratação de banda de aFRR, o horizonte diário de contratação considerado tem por referência o horizonte de programação do dia seguinte.

5 - Cada oferta de Banda de aFRR apresenta ainda o preço por defeito de energia de aFRR, em €/MWh, que será utilizado pelo GGS na eventualidade do BSP não apresentar ofertas de aFRR no mercado de energia de aFRR para a totalidade da Banda de aFRR contratada.

6 - Na circunstância referida no número anterior, para um dado período de contratação e em cada sentido de regulação, e ainda na medida em que a Unidade Física ou Unidade de Ofertas de

aFRR afeta à Banda de aFRR contratada apresentar banda disponível suficiente, o GGS considera uma oferta instrumental de energia de aFRR, em nome do BSP e para a Unidade Física ou Unidade de ofertas de aFRR com insuficiência de ofertas, na quantidade de potência em falta, ao preço por defeito incluído pelo BSP na sua oferta de Banda de aFRR contratada em último lugar na ordem de mérito.

7 - No caso de existirem várias ofertas na sua oferta de Banda de aFRR contratadas em último lugar na ordem de mérito, é adotada a oferta com preço mais vantajoso para o BSP.

8 - A comunicação das ofertas pelo BSP, para cada período de contratação e por Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR habilitadas e disponíveis para prestar o serviço de Banda de aFRR, deve ocorrer no período estabelecido em Aviso do GGS, respeitando as características obrigatórias das ofertas e os limites técnicos da respetiva Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR, nomeadamente, a Banda de aFRR habilitada e as indisponibilidades.

9 - Após o encerramento do período para a receção de ofertas, o GGS contrata a Banda de aFRR associada às ofertas que, em conjunto, representem um menor encargo para o SEN, observando o algoritmo definido na Secção II e tendo por base os seguintes critérios:

a) Preço unitário das Ofertas de Banda de aFRR;

b) No caso de igualdade de custo entre várias Ofertas, realiza-se um rateio proporcional da Banda a atribuir, em função da banda oferecida, assegurando que as quantidades adjudicadas por Área de Ofertas têm uma resolução de 1 MW;

c) O valor mínimo de Banda de aFRR contratada a uma Unidade Física ou a uma Unidade de Ofertas de aFRR é de 1 MW;

d) A soma das ofertas de Banda de aFRR contratadas está compreendida num intervalo de ± 5% em torno das necessidades de Banda de aFRR requeridas.

10 - A contratação realizada pelo GGS é considerada firme e os BSP responsáveis pelas ofertas contratadas adquirem a obrigação de prestar o serviço de Banda de aFRR atribuída à respetiva Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR.

11 - O BSP deve garantir que a repartição, por Unidade Física, dos programas que resultam da contratação bilateral e dos mercados diário, intradiário e de reservas de reposição, permite fornecer a Banda de aFRR atribuída.

12 - Em situações excecionais, e mediante informação aos BSP, o GGS pode:

a) Adiar o fim do período de receção de Ofertas de Banda de aFRR;

b) Definir um novo período de apresentação de Ofertas de Banda de aFRR.

Secção II

Algoritmo de contratação da banda de aFRR

Artigo 147.º

Dados de Entrada do Processo de Contratação

O algoritmo de contratação tem os seguintes dados de entrada:

a) As necessidades de Banda de aFRR para o funcionamento do SEN, para cada período de contratação *t*, calculadas e comunicadas aos BSP pelo GGS, e incluindo os seguintes dados:

   i) Necessidades de Banda de aFRR a Subir no sistema, $RSSub_t$ (MW);

   ii) Necessidades de Banda de aFRR a Baixar no sistema, $RSBai_t$ (MW);

b) As ofertas de Banda de aFRR apresentadas pelos BSP, para cada período de contratação *t*, incluindo os seguintes dados sobre cada oferta *k*:

   i) Número da Oferta, *k*;

   ii) Valor de Banda de aFRR a subir ou a baixar, $BaFRRSub_{k,t}$ e $BaFRRBai_{k,t}$ (MW), respetivamente;

   iii) Preço unitário de Banda de aFRR a subir, $PUBaFRRSub_{k,t}$, ou a baixar $PUBaFRRBai_{k,t}$ (€/MW/quarto-de-hora);

   iv) Preço por defeito da oferta de energia de aFRR a subir $PUEaFRRSub_{k,t}$ (€/MWh) ou a baixar $PUEaFRRBai_{k,t}$ (€/MWh), nos termos previstos no Artigo 146.º.

Artigo 148.º

Validação das ofertas

O GGS procede à validação das ofertas de Banda de aFRR, anulando as ofertas consideradas inválidas, tendo em conta os seguintes critérios:

a) As ofertas relativas a uma Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR que, em conjunto, para um dado sentido de regulação, representem um valor acumulado de Banda de aFRR oferecida superior ao limite máximo técnico disponível da Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR;

b) As ofertas que não cumpram as características obrigatórias definidas no Artigo 142.º.

Artigo 149.º

Contratação da Banda de aFRR

1 - No processo de contratação de Banda de aFRR, o GGS deve ter em conta os seguintes critérios, em cada período de contratação e por sentido de regulação:

a) O programa resultante é o de menor custo para o SEN e que satisfaça as necessidades de Banda de aFRR publicadas pelo GGS;

b) O custo de uma oferta de Banda de aFRR é o produto da Banda de aFRR oferecida pelo preço unitário da Banda de aFRR.

2 - Para cada período de contratação e por sentido de regulação, o processo de contratação segue os seguintes passos de forma sequencial:

a) Ordenam-se as ofertas consideradas como válidas e aceites, por preço unitário da Banda de aFRR crescente;

b) Realiza-se a contratação das necessidades de Banda de aFRR estabelecidas pelo GGS, segundo a lista ordenada das ofertas.

c) O processo de contratação de Banda de aFRR, a subir ou a baixar, termina quando o valor acumulado da Banda de aFRR contratada se encontra no intervalo de ±5% em torno da necessidade de Banda de aFRR estabelecido para o período de contratação e para o respetivo sentido de regulação.

3 - No caso de existir igualdade de preço entre várias ofertas no último passo da contratação, reparte-se o valor de Banda de aFRR a contratar pelas várias ofertas que apresentem o mesmo preço, de maneira proporcional à Banda de aFRR oferecida.

Artigo 150.º

Transferência de banda de aFRR

1 - O BSP que tenha contratado o produto de Banda de aFRR, pode solicitar a transferência desse contrato para outra Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR que preste esse serviço, desde que as mesmas sejam equivalentes, do ponto de vista técnico e operacional.

2 - Para o efeito, o BSP deve apresentar o pedido de transferência ao GGS, até ao momento estabelecido em Aviso do GGS, para qualquer período de contratação compreendido entre o quinto quarto de hora subsequente e o final do horizonte de programação, identificando as Unidades Físicas ou Unidades de Ofertas de aFRR abrangidas.

3 - O pedido de transferência deve ser aceite pelo GGS, desde que seja tecnicamente válido.

4 - O GGS confirma ou recusa o pedido, até ao prazo estabelecido em Aviso do GGS.

Secção III

Valorização do serviço de banda de aFRR

Artigo 151.º

Valorização da Banda de aFRR contratada

As ofertas de Banda de aFRR contratadas em cada período de contratação, num determinado sentido de regulação, são valorizadas ao preço da última oferta aceite nesse sentido, sem prejuízo da aplicação do Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril.

Secção IV

Ajustamento de liquidação e incumprimentos do serviço de banda de AFRR

Artigo 152.º

Ajustamento da liquidação da Banda de aFRR por aplicação do Despacho n.º 4694/2014

1 - A liquidação do serviço de Banda de aFRR aos BSP está sujeita a um ajustamento trimestral em virtude da aplicação do Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril, nos termos dos números seguintes.

2 - O GGS deve refletir o ajustamento trimestral à liquidação da Banda de aFRR nos valores liquidados aos BSP, recorrendo preferencialmente ao momento da liquidação de acerto, relativa a cada semana, a partir do final do trimestre ajustado.

3 - Quando a média aritmética trimestral do preço da Banda de aFRR da zona LFC portuguesa, calculado para cada sentido de regulação, supera a média do preço do serviço equivalente na zona LFC espanhola, o GGS calcula os preços marginais ajustados para cada período de contratação *t* do trimestre, no sentido de regulação em que se observa a condição limitadora, observando a seguinte regra:

$$PMBaFRRS'^{PT}_t = \text{mín}\left(PMBaFRRS^{PT}_t; PMBaFRRS^{ES}_t; 1{,}2\ Cmg^{CCGT}\right)$$

$$PMBaFRRB'^{PT}_t = \text{mín}\left(PMBaFRRB^{PT}_t; PMBaFRRB^{ES}_t; 1{,}2\ Cmg^{CCGT}\right)$$

onde,

$PMBaFRRS'^{PT}_t$ e $PMBaFRRB'^{PT}_t$ Preço marginal ajustado da Banda de aFRR, a subir e a baixar, na zona LFC portuguesa, para o período de contratação *t*;

$PMBaFRRS^{PT}_t$ e $PMBaFRRB^{PT}_t$ Preço marginal da Banda de aFRR, a subir e a baixar, na zona LFC portuguesa, para o período de contratação *t*, resultante do mercado de contratação da Banda de aFRR;

$PMBaFRRS^{ES}_t$ e $PMBaFRRB^{ES}_t$ Preço marginal da Banda de aFRR na zona LFC espanhola, a subir e a baixar, respetivamente, para o período de contratação *t*, resultante do respetivo mercado de contratação.

Cmg^{CCGT} Custo marginal estimado de uma central de ciclo combinado a gás através da metodologia descrita no Anexo I, para o período trimestral em causa, apurado e publicado trimestralmente pelo GGS.

4 - Caso ocorra uma divergência na contratação dos serviços equivalentes de banda de aFRR entre a zona LFC portuguesa e espanhola, designadamente na segregação dos dois sentidos de regulação, a metodologia de ajustamento trimestral deve aplicar-se com as necessárias adaptações quanto ao preço marginal de banda de aFRR na zona LFC espanhola usado como referência, nomeadamente, a adaptação do disposto no número seguinte.

5 - Se são determinados preços marginais de banda de aFRR a subir e a baixar na zona LFC espanhola, mas não na zona LFC portuguesa, considera-se o máximo, em cada período de 15 minutos, entre os preços marginais de banda de aFRR a subir e a baixar, em €/MW/quarto-de-hora , na zona LFC espanhola.

Artigo 153.º

Incumprimentos do serviço de banda de aFRR

1 - Uma Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR para a qual tenha sido contratada Banda de aFRR num determinado período de contratação, está sujeita à verificação pelo GGS da disponibilização da potência, a subir ou a baixar, contratada em serviço de banda, bem como do correto seguimento do sinal de controlo emitido pelo regulador central do GGS.

2 - Se a verificação referida no número anterior revelar um incumprimento do serviço de Banda de aFRR por causas imputáveis ao respetivo BSP, este incorre numa penalização determinada nos termos previstos no presente artigo.

3 - A penalização por incumprimento do serviço de Banda de aFRR contratada, aplicável por Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR, por período de contratação t, consiste no encargo dado pelas seguintes expressões:

$$VIBaFRR(t,uf)=VIBaFRRS(t,uf)+VIBaFRRB(t,uf)$$

$$VIBaFRRS(t,uf)=KS_i \times PMBaFRRS_t \times IBaFRRS(t,uf)$$

$$VIBaFRRB(t,uf)=KB_i \times PMBaFRRB_t \times IBaFRRB(t,uf)$$

Em que,

$$IBaFRRS(t,uf)=Máx(|BaFRRS(t,uf)|-|BaFRRSD(t,uf)|;0)$$

$$IBaFRRB(t,uf)=Máx(|BaFRRB(t,uf)|-|BaFRRBD(t,uf)|;0)$$

Sendo a banda disponível calculada por:

$$BaFRRSD(t,uf)= Máx(|PMáx(t,uf)|-|PBF(t,uf)|;0) \times FT(t,uf)$$

$$BaFRRBD(t,uf)= Máx(|PBF(t,uf)|-|PMín(t,uf)|;0) \times FT(t,uf)$$

Onde,

VIBaFRR (t,uf) Valorização do incumprimento da Banda de aFRR, afeto à Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR uf, para o período de contratação t;

VIBaFRRS (t,uf) Valorização do incumprimento da Banda de aFRR a subir contratada para o período de contratação t, afeto à Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR uf;

VIBaFRRB (t,uf) Valorização do incumprimento da Banda de aFRR a baixar contratada para o período de contratação t, afeto à Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR uf;

KS_i Coeficiente de penalização por incumprimento da Banda de aFRR a subir, que assume o valor de 1,5, salvo se o incumprimento decorrer de uma indisponibilidade fortuita declarada pelo agente de mercado, situação em que o valor é de 1,2;

KB_i Coeficiente de penalização por incumprimento da Banda de aFRR a baixar, que assume o valor de 1,5, salvo se o incumprimento decorrer de uma indisponibilidade fortuita declarada pelo agente de mercado, situação em que o valor é de 1,2;

$PMBaFRRS_t$ Preço Marginal de Banda de aFRR a subir, para o período de contratação t;

$PMBaFRRB_t$ Preço Marginal de Banda de aFRR a baixar, para o período de contratação t;

IBaFRRS (t,uf) Incumprimento da Banda de aFRR a subir contratada para o período de contratação t, afeto à Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR uf;

IBaFRRB (t,uf) Incumprimento da Banda de aFRR a baixar contratada para o período de contratação t, afeto à Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR uf;

BaFRRS(t,uf) Banda de aFRR a subir contratada para o período de contratação t, afeta à Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR uf;

BaFRRSD(t,uf) Banda de aFRR a subir disponível no período de contratação t, afeta à Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR uf;

PMáx(t,uf) Média da potência máxima da Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR uf, registada no Equipamento Local de Telerregulação (ELT) e comunicada ao regulador

central do GGS, durante o período de contratação t, quando a flag da telerregulação está a 1;

PBF(t,uf) Média do Programa Base de Funcionamento do Regulador Central da Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR uf, durante o período de contratação t, quando a flag da telerregulação está a 1;

FT(t,uf) Fração de tempo em que a Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR uf está em telerregulação, durante o período de contratação t, quando a flag de telerregulação está a 1;

BaFRRB(t,uf) Banda de aFRR a baixar contratada para o período de contratação t, afeta à Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR uf;

BaFRRBD(t,uf) Banda de aFRR a baixar disponível no período de contratação t, afeta à Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR uf;

PMín(t,uf) Média da potência mínima da Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR uf, registada no Equipamento Local de Telerregulação (ELT) e comunicada ao regulador central do GGS, durante o período de contratação t, quando a flag da telerregulação está a 1;

4 - Quando a Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR com Banda de aFRR contratada falha o seguimento do sinal de telerregulação do regulador central no âmbito da ativação de energia de aFRR, nos termos definidos no Capítulo XIV, é considerada em incumprimento de Banda de aFRR, sendo aplicável a penalização por incumprimento nos períodos de contratação afetados, considerando simultaneamente o incumprimento da totalidade da Banda contratada, a subir e a baixar.

5 - A não apresentação de ofertas de energia de aFRR pelo BSP em volume suficiente para cumprir a Banda de aFRR contratada, desde que substituída por uma oferta instrumental feita pelo GGS nos termos do Capítulo XIV e do Artigo 146.º, não é considerada incumprimento do serviço de Banda de aFRR.

6 - Se não for possível perfazer a totalidade da Banda de aFRR contratada através da inscrição de uma oferta instrumental pelo GGS, devido a restrições técnicas das Unidades Físicas ou das

Unidades de Ofertas de aFRR, o incumprimento do serviço de Banda de aFRR por causas imputáveis ao BSP é aplicável à banda não oferecida.

7 - Nos períodos de contratação em que haja lugar à aplicação de penalização por incumprimento do serviço de Banda de aFRR contratada nos termos do presente artigo, e na quantidade de Banda de aFRR em incumprimento, não se aplica o ajustamento trimestral do preço marginal de Banda de aFRR descrito no Secção IV .

8 - Nas situações de exceção previstas no Artigo 296.º do Capítulo XXII, não é considerado o incumprimento do serviço de Banda de aFRR.

Secção V

Prestação de informação

Artigo 154.º

Prestação de informação

1 - O GGS disponibiliza à ERSE, por meios, formatos e prazos acordados, dados detalhados das ofertas, necessidades e contratação de banda de aFRR, bem como sobre eventuais incumprimentos.

2 - O GGS publica no seu sítio na Internet um documento com a descrição detalhada do processo de contratação de banda de aFRR e do respetivo algoritmo, até ao prazo correspondente ao início da implementação do serviço, mantendo essa informação atualizada.

3 - No âmbito da prestação de informação referente ao mercado de Banda de aFRR, o GGS divulga, no seu sítio na Internet, a seguinte informação relativa às matérias e prazos assinalados:

a) Necessidades de Banda de aFRR a subir e a baixar, para cada período de contratação do dia d (a publicar em d);

b) Banda de aFRR contratada pelo GGS, a subir e a baixar, em cada período de contratação do dia d (a publicar em d);

c) Preço marginal da Banda de aFRR contratada, a subir e a baixar, em cada período de contratação do dia d (a publicar em d);

d) Banda de aFRR contratada por Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR, em cada período de contratação do dia d (a publicar em d+7);

e) Ofertas de Banda de aFRR, a subir e a baixar, incluindo o preço e a quantidade, para cada período de contratação do dia d (a publicar em d+7).

Capítulo XIV

ENERGIA DE REGULAÇÃO PROVENIENTE DE RESERVAS DE RESTABELECIMENTO DA FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO AUTOMÁTICA

Secção I

Objeto, âmbito e definição do serviço

Artigo 155.º

Objeto e âmbito

1 - O presente Capítulo define o produto de energia de regulação proveniente de Reservas de Restabelecimento da Frequência com ativação automática (*Frequency Restoration Reserves with automatic activation* – aFRR), a metodologia de determinação das necessidades de aFRR do SEN, a respetiva metodologia de mobilização e a correspondente valorização.

2 - O serviço de aFRR enquadra-se no processo automático de restabelecimento da frequência previsto no artigo 145.º do Regulamento SO.

3 - A troca de energia de aFRR entre ORT é estabelecida no Regulamento EB e as disposições do presente Procedimento obedecem ao enquadramento de implantação para a plataforma europeia de troca de energia de regulação proveniente de aFRR, aprovado pela ACER no contexto do artigo 21.º do EB.

4 - A troca de energia de aFRR é implementada na plataforma europeia referida no número anterior, que efetua uma alocação otimizada de ofertas e necessidades de aFRR enviadas por cada ORT, em tempo real, tendo em conta a capacidade de interligação disponível, estabelecendo o valor de potência a trocar na interligação para restabelecimento automático da frequência.

5 - O presente Capítulo estabelece igualmente as regras de funcionamento da plataforma nacional de contratação de energia de aFRR, a qual, recebendo o valor de potência trocada na interligação fixado pela plataforma europeia, assegura a otimização e mobilização das ofertas nacionais de energia de aFRR.

Artigo 156.º

Definição do Serviço

1 - Para efeitos de uma correta exploração do SEN, tanto do ponto de vista económico, como de garantia do abastecimento e segurança da operação no curto e médio prazo, e nos termos previstos no artigo 145.º do Regulamento SO, o GGS é responsável pela função de regulador central de controlo de potência – frequência, com o objetivo de manter dentro dos limites definidos o desvio calculado como a diferença entre a potência instantânea na interligação e o valor programado e colaborar na manutenção da frequência da zona síncrona Europa continental, ou em caso de funcionamento em ilha, controlar o desvio da frequência do sistema em relação à frequência nominal.

2 - Para garantir o processo de restabelecimento da frequência com ativação manual, o GGS deve dispor dos meios adequados para instruir e monitorizar, em tempo real, a ativação de aFRR de cada Unidade Física fornecedora de reserva ou Unidade de Ofertas de aFRR.

3 - As características básicas do produto de energia de aFRR são definidas pela ACER, no enquadramento de implantação da plataforma europeia de aFRR, aprovado no âmbito do Regulamento EB, sendo complementadas por características definidas no presente Procedimento, correspondendo aos parâmetros nas tabelas seguintes:

Tabela 8 – Características do produto de energia de aFRR definidas no enquadramento de implantação da respetiva plataforma europeia, nos termos da Decisão da ACER n.º 2/2020, de 24 de janeiro, alterada pela Decisão da ACER n.º 15/2022, de 30 de setembro

Caraterística	Descrição
Modo de ativação	Automático
Período de validade das ofertas	Períodos de 15 minutos consecutivos, com início às 0h00 de cada dia
Tempo de ativação total	5 minutos
Quantidade mínima das Ofertas	1 MW
Resolução da quantidade da oferta	1 MW
Quantidade máxima das Ofertas	9 999 MW
Preço da oferta	€/MWh, com resolução de 0,01 €/MWh
Preço Mínimo e Máximo das Ofertas	Nos termos da metodologia definida ao abrigo do Regulamento EB
Momento de ativação	As Ofertas de aFRR podem ser ativadas e desativadas em qualquer instante dentro do período de validade

Caraterística	Descrição
Divisibilidade	As Ofertas de aFRR são divisíveis
Direção	Energia positiva (regulação a subir) ou energia negativa (regulação a baixar)
Localização	Zona LFC portuguesa

Tabela 9 – Características complementares do produto de energia de aFRR definidas nos termos e condições nacionais

Caraterística	Descrição
Período de desativação	5 minutos
Nível de Agregação das Ofertas	As ofertas devem ser feitas por Unidades Físicas ou por Unidades de Ofertas de aFRR

4 - As características do produto de energia de aFRR definidas pela ACER, no enquadramento de implantação da plataforma europeia de troca de energia de aFRR, podem ser sujeitas a alteração, por via do processo previsto no artigo 5.º do Regulamento ACER.

5 - A ativação do produto de energia de aFRR é feita através do envio de sinais de telerregulação pelo regulador central do GGS ao ELT da Unidade Física ou da Unidade de Ofertas de aFRR, tendo em conta:

a) O programa de mercado, segundo a repartição por Unidade Física fornecida pelo Agente de Mercado ao GGS;

b) Eventuais ativações de mFRR relativas à Unidade Física em causa, segundo uma repartição por Unidade Física elaborada pelo GGS a qual prioriza a atribuição das ativações de mFRR a Unidades Físicas que não estejam a prestar o serviço de aFRR e considerando os perfis temporais de referência para resposta a essas ativações;

c) As rampas de subida e descida de potência de aFRR de acordo com as características habilitadas de cada Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR.

6 - A prestação do serviço de aFRR é feita por Unidades Físicas habilitadas ou por grupos de Unidades Físicas habilitadas, designadas Unidades de Ofertas de aFRR, nos termos definidos no Capítulo V, sem prejuízo do número seguinte.

7 - Até à definição pelo GGS dos requisitos de habilitação de aFRR aplicáveis a Unidades de Ofertas de aFRR, a prestação do serviço de aFRR é feita por Unidade Física.

8 - O GGS deve promover projetos-piloto, nos termos do ROR, relativos à prestação do serviço de aFRR, incluindo a prestação do serviço por Unidade de Ofertas de aFRR, no sentido de preparar a definição dos requisitos aplicáveis.

9 - Para efeitos do número anterior, o GGS deve apresentar à ERSE, para aprovação, uma proposta de projeto-piloto para a prestação do serviço de aFRR em grupos de Unidades Físicas em portefólio, no prazo de 6 meses após a entrada em vigor do MPGGS, incluindo uma consulta prévia aos BSP.

Artigo 157.º

Entidades participantes no mercado de aFRR

1 - Para poder participar na prestação do serviço de energia de aFRR, os Agentes de Mercado devem obter a correspondente habilitação como BSP junto do GGS, nos termos do Capítulo II, mediante demonstração de cumprimento dos requisitos de capacidade técnica e operativa.

2 - O GGS pode retirar a habilitação a um BSP 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.

Artigo 158.º

Unidades Físicas Participantes

1 - Para poder participar na prestação do serviço de aFRR, as Unidades Físicas devem obter a correspondente habilitação junto do GGS, mediante demonstração de cumprimento dos requisitos de capacidade técnica e operativa, nomeadamente, as disposições referidas no Artigo 31.º do Capítulo IV.

2 - As Unidades Físicas e as Unidades de Ofertas de aFRR habilitadas devem ter uma capacidade de telerregulação, a subir ou a baixar, superior ou igual a 1 MW.

3 - Para efeitos do número anterior, admite-se a participação de Unidades Físicas agregadas, previstas no Capítulo IV, nomeadamente as correspondentes a agregação de Instalações de

Consumo, Produção e/ou de Armazenamento com menos de 1 MW, desde que, no conjunto tenham uma capacidade de telerregulação, a subir ou a baixar, superior ou igual a 1 MW.

4 - O GGS publica no seu sítio na Internet os requisitos técnicos específicos do serviço de aFRR, sob a forma de Aviso do GGS, tendo em conta o presente Procedimento, podendo estabelecer limites máximos à banda habilitada por Unidade Física agregada e por Unidade de Ofertas de aFRR.

5 - Os requisitos técnicos específicos referidos no número anterior devem incluir informação sobre a possibilidade de agregação de Unidades Físicas habilitadas para a prestação de aFRR por Unidades de Ofertas de aFRR.

6 - O GGS pode retirar a habilitação a uma Unidade Física, nos termos previstos no Capítulo IV, 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, ou ainda quando verifique uma alteração de condições técnicas não comunicada pelo BSP.

7 - As Unidades Físicas correspondentes aos geradores mencionados no ROR como tendo obrigação de prestação do serviço de aFRR, ou as Unidades Físicas para quem as primeiras tenham transferido contratualmente essa obrigação, sob validação do GGS, bem como as instalações que tenham contratado a prestação do serviço de aFRR, nomeadamente através do mercado de banda previsto no Capítulo XIII, devem obter a respetiva habilitação nos termos do presente artigo.

8 - Os Agentes de Mercado podem requerer a habilitação de outras Unidades Físicas, para além das mencionadas no número anterior, nos termos do presente artigo.

9 - Para obter a habilitação de uma Unidade Física, o respetivo BSP deve solicitar ao GGS, com pelo menos 10 (dez) dias úteis de antecedência, a realização de ensaios visando avaliar a capacidade técnica e operacional, devendo verificar, para além dos requisitos operacionais gerais referidos no Capítulo IV, os seguintes requisitos:

a) O cumprimento dos requisitos aplicáveis à Unidade Física para a prestação do produto de energia de mFRR referidos no n.º 9 -, do Artigo 197.º;

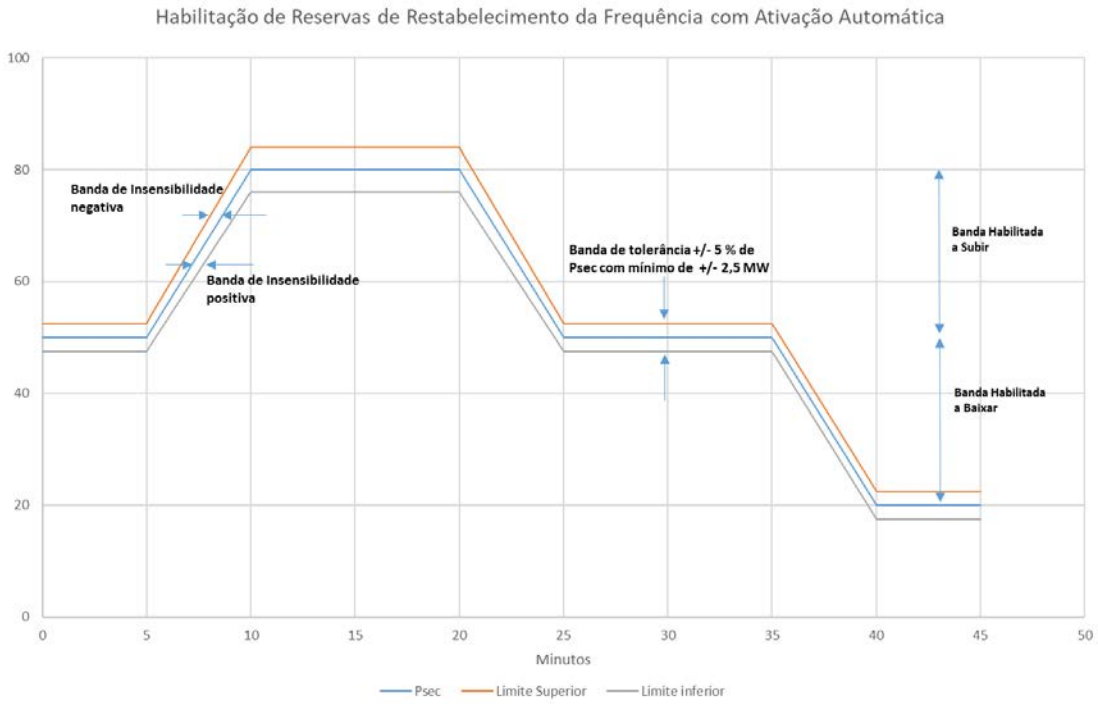
b) A capacidade de comunicação com o regulador central, do GGS;

c) A capacidade de manter a geração ou consumo real em regime de carga fixa;

d) O gradiente de variação em contínuo da geração ou consumo e a manutenção desse valor;

e) A resposta a setpoints para variação da geração ou do consumo, incluindo inversão do sentido da instrução, de acordo com a Figura 2.

Figura 2 – Curva de habilitação do produto de energia de aFRR



Onde:

i) A Banda de Insensibilidade Negativa deverá ser inferior a 2 s;

ii) A Banda de Insensibilidade Positiva deverá ser inferior a 10 s;

iii) A Amplitude da tolerância (positiva e negativa) ao sinal emitido pelo regulador central, deve ser determinada pelo valor mínimo de duas condições, 5% × $|P_{sec}|$ e $2{,}5MW$, onde P_{sec} corresponde ao sinal emitido pelo regulador central.

10 -A resposta das Unidades Físicas ou Unidades de Ofertas de aFRR ao longo dos ensaios de habilitação é avaliada de acordo a resposta esperada para mobilizações do tipo aFRR, tendo em conta a experiência com Unidades Físicas semelhantes.

11 - O GGS pode adaptar os valores das bandas de insensibilidade e de amplitude de tolerância, por Aviso do GGS, para efeitos de habilitação de Unidades Físicas ou Unidades de Ofertas de aFRR de tipologia específica, tendo em conta, nomeadamente, o princípio da proporcionalidade dos requisitos.

12 - No caso de Unidades de Ofertas de aFRR, os requisitos de habilitação relativos à comunicação com o regulador central devem aplicar-se à comunicação entre o GGS e o Centro de Controlo do BSP, o qual assegura a operacionalização dos setpoints para cada Unidade Física, incluindo a eventualidade de instruções de despacho que se dirijam a uma Unidade Física específica.

13 - Nos períodos de contratação em que se realizem ensaios para verificar a capacidade técnica e operativa de uma Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR, o BSP não deve participar nos mercados de Banda ou de energia de aFRR para a Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR em causa.

14 - Durante o período de realização do ensaio para verificar a capacidade técnica e operativa de uma Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR, o BSP deve declarar-se indisponível para a prestação do serviço de aFRR antes do Mercado de Banda de aFRR em que será contratada a Banda de aFRR para esse período de contratação e limitar a sua participação no Mercado de mFRR, submetendo um condicionamento de potência para a Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR por forma a assegurar que não incorre em incumprimento de Banda de aFRR.

15 - Os eventuais desvios que decorram da realização dos ensaios de habilitação e que não sejam assegurados pelo BSP, são imputáveis ao respetivo BRP.

16 - Quando um BSP solicita a criação ou a alteração da constituição de uma Unidade de Ofertas de aFRR para prestação do serviço de aFRR devem realizar-se novos ensaios de habilitação.

17 - O ensaio de habilitação referido no número anterior é feito por Unidade de Ofertas de aFRR, podendo, caso o GGS o determine, recorrer a uma amostra das Unidades Físicas associadas, proposta pelo BSP ao GGS.

18 - Caso o GGS considere que a amostra de Unidades Físicas proposta pelo BSP não é representativa, pode propor alterações ao conjunto de Unidades Físicas incluídas.

Artigo 159.º

Determinação das Necessidades

1 - Atendendo à situação de exploração e aos critérios referidos no Capítulo VI, o GGS determina as necessidades de aFRR para a zona LFC portuguesa e submete as mesmas à plataforma europeia de troca de energia de aFRR.

2 - As necessidades de aFRR para a zona LFC portuguesa correspondem ao Erro de Controlo de Zona (ou ACE - *Area Control Error*), na aceção do Regulamento SO.

3 - As necessidades de energia de aFRR são inelásticas, onde o GGS apenas indica a respetiva quantidade, sem prejuízo do número seguinte.

4 - Nos termos do enquadramento de implantação da plataforma europeia de aFRR, o GGS pode propor à aprovação da ERSE uma metodologia de definição do limiar de necessidades elásticas e de cálculo do respetivo preço.

5 - As necessidades de aFRR são recalculadas a cada ciclo de otimização definido na plataforma europeia.

Secção II

Ofertas de Energia de Regulação proveniente de aFRR

Subsecção I

Apresentação de Ofertas de energia de aFRR

Artigo 160.º

Apresentação de Ofertas de energia de aFRR

1 - Para cada período quarto-horário do dia de programação seguinte, o BSP pode apresentar as suas ofertas de energia de aFRR a partir da hora estabelecida em Aviso do GGS e até 25 minutos antes do período quarto-horário a que se referem.

2 - O BSP submete ao GGS ofertas de energia de aFRR a subir e/ou a baixar.

3 - Relativamente às Unidades Físicas e/ou Unidades de Ofertas de aFRR com banda de aFRR contratada, nos termos do Capítulo XIII do presente Manual, o respetivo BSP deve apresentar ofertas de energia de aFRR, pelo menos, na quantidade contratada em cada período de 15 minutos no mercado de banda de aFRR.

4 - Relativamente às Unidades Físicas sujeitas a obrigação de prestação do serviço de aFRR e identificadas no Artigo 158.º, o respetivo BSP deve apresentar ofertas de energia de aFRR para a potência tecnicamente exequível, em cada sentido de regulação.

5 - O preço da oferta de energia de aFRR pela mobilização a baixar tem, no caso de instalações que possam injetar na RESP, carácter de preço de recompra da energia não injetada equivalente ou, no caso de instalações que possam consumir energia da RESP, o preço de compra da energia a consumir.

Artigo 161.º

Potência exequível para o serviço de aFRR

1 - As ofertas de energia de aFRR devem respeitar as limitações de valor máximo e mínimo impostos pelo GGS ou pelo ORD, na sequência da validação técnica efetuada previamente, e as declarações de disponibilidade de cada Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR.

2 - O BSP é responsável por garantir a exequibilidade técnica das suas ofertas de energia de aFRR, considerando-se tecnicamente exequível a potência ativa, a subir ou a baixar, que uma Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR pode variar, respeitando os seus parâmetros dinâmicos e características ou condições de operação das mesmas, tais como:

a) Quedas e cotas nos aproveitamentos hídricos;

b) Temperatura ambiente, pressão atmosférica e humidade relativa nas centrais termoelétricas;

c) Energia armazenada nas instalações de armazenamento;

d) Indisponibilidades e outros condicionamentos.

Artigo 162.º

Caraterísticas das Ofertas de energia de aFRR

1 - As ofertas de energia de aFRR respeitam as características referidas no Artigo 156.º do presente Capítulo.

2 - Para cada oferta, o BSP deve comunicar a seguinte informação:

a) A Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR;

b) O volume da Oferta, em MW;

c) O sentido de regulação: positivo (regulação a subir) ou negativo (regulação a baixar);

d) Preço da Oferta, em €/MWh;

e) O período de validade a que se refere a Oferta.

3 - Os preços das ofertas de energia de aFRR estão sujeitos aos limites máximo e mínimo fixados pela ACER nos termos da metodologia definida ao abrigo do Regulamento EB.

4 - As ofertas de energia de aFRR submetidas pelos BSP são encaminhadas pelo GGS para a plataforma europeia de contratação de aFRR, depois de validadas e classificadas quanto à sua disponibilidade.

5 - O GGS identifica como indisponíveis as ofertas de energia de aFRR que, no processo de validação efetuado pelo GGS, não respeitem as limitações de valor máximo e mínimo impostas pelo GGS ou pelo ORD ou as declarações de disponibilidade de cada Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR.

6 - O BSP deve atualizar as respetivas ofertas sempre que se produzam modificações no processo de programação passíveis de afetar a prestação do serviço de aFRR e na ocorrência de indisponibilidades das suas Unidades Físicas ou Unidades de Ofertas de aFRR.

7 - Caso se verifique uma indisponibilidade fortuita ou restrição técnica que impossibilite a prestação do serviço, ou ainda no caso de a respetiva Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR ser declarada em incumprimento do serviço de energia de aFRR, as ofertas de energia de aFRR afetadas são identificadas e declaradas como indisponíveis na plataforma europeia, pelo GGS.

Subsecção II

Validação das Ofertas de energia de aFRR

Artigo 163.º

Validação das ofertas de energia de aFRR

1 - As ofertas de energia de aFRR apresentadas para cada período de validade devem ser validadas pelo GGS em duas fases, antes do fecho do período de apresentação de ofertas de energia de aFRR e depois do fecho do mesmo.

2 - Apenas são admitidas para validação as ofertas submetidas por BSP devidamente habilitado para a prestação do serviço de aFRR.

Artigo 164.º

Antes do fecho do período de apresentação de ofertas por parte do BSP

1 - No momento da comunicação da oferta de energia de aFRR, o GGS verifica, para cada Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR:

a) A validade técnica da potência oferecida face às características habilitadas da Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR;

b) A validade temporal da oferta face ao prazo de submissão definido por Aviso do GGS;

c) A validade da sintaxe da oferta;

d) O cumprimento das características do produto de energia de aFRR.

2 - Na eventualidade de algum dos critérios referidos no número anterior não ser respeitado, o GGS rejeita a totalidade da oferta de energia de aFRR apresentada pelo BSP para o período de validade e para a Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR em causa, continuando, contudo, a ser válida a última oferta validada positivamente pelo GGS, caso exista.

Artigo 165.º

Após o fecho do período de apresentação de ofertas por parte do BSP

1 - Após o fecho do período de apresentação de ofertas de energia de aFRR, o GGS verifica se existe coerência entre a última atualização válida de cada oferta de energia de aFRR e:

a) A repartição por Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR apresentada pelo BSP ou, na sua ausência, da repartição por Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR criada pelo GGS;

b) As indisponibilidades que afetam as Unidades Físicas ou as Unidade de Ofertas de aFRR;

c) A Banda de aFRR que esteja atribuída às Unidades Físicas ou Unidades de Ofertas de aFRR;

d) As limitações impostas pelo GGS ou pelo ORD na sequência de identificação de restrições técnicas.

2 - Caso seja detetada uma incoerência na informação disponível, o GGS procede à retificação da última oferta de energia de aFRR válida por forma a garantir a coerência face à informação indicada nos artigos anteriores.

3 - Após o fecho do período de receção de Ofertas de aFRR, se o GGS detetar alguma incoerência entre a última Oferta de aFRR e a Banda de aFRR contratada, o GGS deve proceder à modificação da última oferta válida para a Unidade Física ou Unidade de ofertas de aFRR, tornando-a compatível com o valor contratualizado no mercado de Banda de aFRR e com a Banda de aFRR disponível, nos termos dos números seguintes, considerando a melhor informação disponível sobre a potência tecnicamente exequível.

4 - No caso dos BSP contratados para a prestação do serviço de Banda de aFRR que não apresentem oferta de aFRR correspondente à totalidade de Banda de aFRR contratada numa determinada Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR, o GGS deve incluir uma oferta instrumental, constituída por um par de potência e preço, em que:

a) A potência é igual ao valor deficitário entre as ofertas do BSP e o valor de banda contratada, na condição dessa potência ser exequível pela Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR;

b) O preço de energia da oferta de aFRR igual ao preço por defeito previamente apresentado para este fim no mercado de Banda de aFRR, nos termos do Artigo 146.º do Capítulo XIII.

5 - Caso o BSP submeta ofertas de energia de aFRR, relativamente a uma Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR, que somem um valor de potência superior à tecnicamente disponível, o GGS deve colocar como indisponíveis as ofertas com preços mais elevados, no caso

das ofertas para subir, ou mais baixos, no caso das ofertas para baixar, até que a potência total oferecida perfaça a Banda de aFRR efetivamente disponível, em cada sentido de regulação.

Artigo 166.º

Validação das ofertas das Unidades Físicas ligadas à rede de distribuição

1 - O operador da rede de distribuição a que esteja ligada uma Unidade Física prestadora do serviço de aFRR (e ao operador da rede intermediária entre esta e a RNT) tem a possibilidade de estabelecer limites ao fornecimento de energia de aFRR, permanentes ou temporários, com base em razões técnicas como a localização geográfica das unidades fornecedoras de aFRR.

2 - A validação da viabilidade técnica das ofertas de energia de aFRR pelo ORD é feita em cooperação com o GGS, previamente à ativação das reservas.

3 - Os procedimentos de troca de informação e de tomada de decisão devem ser acordados entre o GGS e o ORD, assegurando o cumprimento dos prazos de ativação das reservas de aFRR.

Artigo 167.º

Marcação de uma oferta como indisponível

1 - O GGS pode modificar o estado da oferta de energia de aFRR para indisponível, em qualquer momento, em consequência de falha na prestação do serviço de aFRR, de restrições devidas a congestionamento interno ou a condicionalismos de segurança operacional, nos termos do artigo 29.º do Regulamento EB.

2 - O GGS deve reverter o estado da oferta de energia de aFRR para disponível, logo que esteja resolvido o quadro restritivo que esteve na origem da colocação como indisponível.

Secção III

Contratação de energia de aFRR e contingência

Artigo 168.º

Contratação de energia aFRR

1 - A plataforma europeia de aFRR executa o algoritmo de otimização para troca de energia de aFRR nos termos previstos no enquadramento de implantação para a plataforma europeia de troca de energia de regulação proveniente de aFRR.

2 - A plataforma europeia de aFRR comunica ao GGS, em cada ciclo de otimização durante a operação em tempo real, o preço marginal calculado para a zona LFC portuguesa e, por efeito da troca de energia de aFRR com outros ORT, o valor de potência a corrigir ao Erro de Controlo de Zona e ao processo de coordenação de desvios.

3 - Tendo por base as necessidades de aFRR da zona LFC portuguesa, corrigidas pelos valores de potência a trocar na interligação transmitidos pela plataforma europeia de aFRR e pela plataforma europeia do processo de coordenação de desvios referida no Capítulo XV, bem como a ordem de mérito local das ofertas de energia de aFRR em cada período de validade, o regulador central do GGS mobiliza as Unidades Físicas e Unidades de Ofertas de aFRR necessárias para satisfazer as necessidades resultantes, em cada ciclo de otimização, através da plataforma nacional de aFRR.

4 - O ciclo de otimização da plataforma nacional de energia de aFRR é de 4 (quatro) segundos.

5 - No caso de múltiplas ofertas marginais de aFRR terem o mesmo preço, a ativação deve considerar o rateio das ofertas, em relação à respetiva quantidade.

6 - Até à operacionalização da ligação à referida plataforma europeia de aFRR, o GGS assegura a contratação de energia de aFRR nos termos previstos no Artigo 170.º, relativo à contratação em situação de contingência.

Artigo 169.º

Rendas de congestionamento afetas ao processo de troca de energia de aFRR

1 - Em resultado do processo europeu de troca de energia de aFRR, pode ser gerado um congestionamento na interligação, sendo determinados preços da energia de aFRR distintos para cada zona LFC interligada.

2 - O diferencial de preços entre sistemas adjacentes determina uma valorização diferenciada da energia afeta ao trânsito na interligação para mobilização de aFRR, o que origina uma renda de congestionamento que é repartida em partes iguais, entre os ORT adjacentes.

3 - A renda de congestionamento afeta ao processo de aFRR é calculada como a multiplicação entre o diferencial de preços da energia de aFRR e o trânsito na interligação resultante do processo europeu de troca de energia de aFRR.

4 - As receitas ou encargos obtidos devem ser destinados para os fins estabelecidos no RARI.

Artigo 170.º

Contratação em situação de Contingência

1 - Na eventualidade de ocorrerem situações de emergência para o SEN ou por qualquer condicionamento operativo que afete o funcionamento da plataforma europeia de aFRR ou a comunicação do GGS com a mesma, o GGS deve realizar o processo de otimização para seleção das ofertas de energia de aFRR na plataforma nacional de aFRR, tendo em conta as necessidades de aFRR, sem incorporar a correção resultante do processo europeu de troca de energia de aFRR, tendo ainda em conta as ofertas de energia de aFRR na zona LFC portuguesa e considerando nula a capacidade de interligação entre zonas LFC para o processo de troca de energia de aFRR.

2 - O mecanismo de contingência referido no número anterior recorre, salvo contingência que também o afete, ao processo de coordenação de desvios, devendo as necessidades de aFRR ser corrigidas pelo resultado da plataforma europeia do processo de coordenação de desvios, em cada ciclo de otimização, antes de efetuada a seleção das ofertas de energia de aFRR.

3 - Na contratação de energia de aFRR em contingência de acordo com os números anteriores, as ofertas devem ser selecionadas por ordem de mérito e são remuneradas, em cada ciclo de

otimização, pelo valor da oferta marginal ativada, que corresponde ao preço marginal de aFRR nesse sentido de regulação.

4 - No caso de indisponibilidade da plataforma nacional de aFRR, como solução de último de recurso, o GGS pode comutar o modo de ativação de aFRR para o método de rateio, na proporção da Banda de aFRR contratada para cada período de entrega no respetivo mercado.

5 - Na situação do número anterior, não seguindo a ordem de mérito não há lugar a um preço marginal e, consequentemente, cada ativação de aFRR deve ser valorizada ao preço da Oferta de energia de aFRR.

6 - A ativação do modo de contingência na contratação de energia de aFRR conforme descrito na presente subsecção deve ser comunicada pelo GGS aos BSP habilitados para a prestação de aFRR no menor prazo possível, nos termos do enquadramento de implantação para a plataforma europeia de troca de energia de regulação proveniente de aFRR, devendo ainda o GGS comunicar à ERSE, até ao dia útil seguinte, a caracterização sumária da contingência e o seu impacte na contratação de aFRR.

7 - O GGS deve desenvolver os melhores esforços para abreviar o tempo da contratação de aFRR em contingência, retomando o processo normal de contratação logo que possível.

8 - O fim da contingência e a retoma do processo normal de contratação de aFRR deve ser comunicado pelo GGS aos BSP habilitados para a prestação de aFRR no menor prazo possível, nos termos do enquadramento de implantação para a plataforma europeia de troca de energia de regulação proveniente de aFRR, devendo ainda o GGS comunicar esse facto à ERSE, até ao dia útil seguinte.

Artigo 171.º

Mobilização excecional de energia de aFRR

1 - Antes do fecho do período de receção de ofertas da plataforma europeia, no caso de insuficiência de ofertas de aFRR apresentadas pelos BSP na perspetiva da segurança da exploração do SEN, o GGS pode criar ofertas de aFRR adicionais para as Unidades Físicas ou Unidades de Ofertas de aFRR habilitadas e sujeitas a obrigação de prestação do serviço de aFRR nos termos do ROR e encaminhá-las para a plataforma.

2 - O preço das ofertas de energia de aFRR a subir, criadas pelo GGS, deve ser equivalente ao preço da oferta de energia de aFRR com o preço mais elevado, não identificada como indisponível, adicionado de 0,01 €/MWh.

3 - O preço das ofertas de energia de aFRR a baixar, criadas pelo GGS, deve ser equivalente ao preço da oferta de energia de aFRR com o preço mais baixo, não identificada como indisponível, subtraído de 0,01 €/MWh.

4 - O GGS poderá criar as ofertas de aFRR nas condições dos números anteriores de acordo com uma ordem preferencial de atuação, nos termos das alíneas seguintes:

a) As Unidades Físicas ou Unidades de Ofertas de aFRR para as quais o BSP não tenha apresentado oferta para a totalidade da potência exequível no período de validação;

b) As Unidades Físicas ou Unidades de Ofertas de aFRR, com potência exequível, para as quais o BSP não tenha apresentado ofertas no período de validação;

c) As Unidades Físicas ou Unidades de Ofertas de aFRR, cuja libertação de potência exequível implique alterar o seu ponto de funcionamento permitindo a prestação do serviço.

5 - As alterações à programação que sejam necessárias para disponibilizar a potência exequível de aFRR requerida, através da colocação da Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR no ponto de funcionamento necessário para prestação do serviço, devem ser efetuadas pelo GGS no âmbito da resolução das restrições técnicas após a publicação do PF, minimizando o custo para o SEN.

Secção IV

Quantificação e valorização da energia de aFRR

Artigo 172.º

Quantificação de energia de aFRR

1 - A energia resultante da ativação de aFRR por Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR, contabiliza-se pela diferença entre o integral das solicitações de aFRR enviadas pelo regulador central do GGS à Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR em telerregulação e o respetivo Programa Base de Funcionamento do Regulador Central (PBF), não considerando as ativações de aFRR.

2 - Para efeitos de valorização, a energia de aFRR é contabilizada em cada ciclo de otimização (MTU) da plataforma nacional de aFRR, por Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR.

3 - Sempre que uma Unidade Física seja constituída por múltiplos grupos geradores, o PBF deve refletir a totalidade da contribuição de todos os grupos em telerregulação da Unidade Física.

4 - Os limites máximo e mínimo da Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR para o serviço de telerregulação, estabelecidos pelo BSP, também podem motivar um PBF diferente das instruções de despacho, sendo a diferença tida em conta na determinação do desvio do BRP.

Artigo 173.º

Valorização da energia de aFRR

1 - A energia de aFRR resultante das ofertas de aFRR ativadas valoriza-se, por Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR e em cada período do ciclo de otimização (MTU de aFRR), pelo máximo entre o preço marginal de aFRR da zona LFC portuguesa determinado pela plataforma europeia de aFRR e o preço da oferta da respetiva Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR, no sentido de regulação a subir, ou pelo mínimo entre o preço marginal de aFRR da zona LFC portuguesa e o preço da oferta de aFRR da respetiva Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR, no sentido de regulação a baixar.

2 - O período de liquidação de energia de aFRR corresponde ao ciclo de otimização de aFRR.

3 - Para efeitos de publicação de um valor médio de energia de aFRR, em cada período de liquidação de desvios, por sentido de regulação, o GGS calcula a média ponderada dos custos unitários de ativação de energia de aFRR por ciclo de otimização.

Secção V

Verificação e incumprimento da energia de aFRR

Artigo 174.º

Verificação da resposta das unidades prestadoras de aFRR

1 - A verificação da resposta de regulação realiza-se continuamente e ao nível da Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR.

2 - A resposta da Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR considera-se em cumprimento da prestação do serviço de energia de aFRR se atingir o valor de potência do respetivo sinal de telerregulação, dentro da tolerância definida, no prazo máximo de 30 segundos.

3 - A tolerância de cumprimento da potência do sinal de telerregulação corresponde a ±5% sinal emitido pelo Regulador central, com um valor mínimo de ±2,5 MW.

4 - A verificação da resposta de aFRR da Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR considera as quantidades verificadas por minuto da Unidade Física.

Artigo 175.º

Incumprimento da ativação de energia de aFRR

1 - Uma Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR encontra-se em incumprimento na prestação do serviço de energia de aFRR a partir do momento em que a verificação da resposta ao sinal de telerregulação resulte em incumprimento, considerando-se em falha de seguimento do sinal de controlo emitido pelo regulador central do GGS, quando se verifique por Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR que as quantidades verificadas por minuto não estão dentro da tolerância, nos termos da Secção anterior.

2 - O incumprimento do serviço de aFRR cessa quando a resposta da Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR retoma o valor de potência correspondente ao sinal do regulador central do GGS, dentro das tolerâncias definidas.

3 - Durante o período de incumprimento do serviço de aFRR, a flag de seguimento de sinal é colocada a zero e o regulador central do GGS mantém constante o respetivo sinal de telerregulação até que cesse o incumprimento ou que a Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR deixe de ter ofertas válidas de aFRR.

4 - O incumprimento na prestação do serviço de aFRR pela Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR implica a colocação das respetivas ofertas de aFRR como indisponíveis na plataforma europeia de aFRR, durante o período do incumprimento, sem prejuízo das restantes consequências do incumprimento.

5 - Para efeitos da aplicação do incumprimento de aFRR, quer no produto de energia quer no produto de banda, caso aplicável, as ofertas de energia de aFRR em incumprimento devem ser registadas com etiqueta própria e comunicadas ao BSP pelo GGS.

6 - Quando as limitações impostas em tempo real pelo GGS ou pelo ORD, na sequência de identificação de restrições técnicas, afetem a prestação efetiva de aFRR, a correspondente limitação na ativação da oferta de aFRR deve ser incorporada pelo regulador central do GGS e a margem de potência restringida na Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR não deve ser considerada como incumprimento.

7 - O BSP responsável por Unidades Físicas ou Unidades de Ofertas de aFRR em incumprimento na prestação do serviço de aFRR incorre no seguinte encargo, penalização de 20% face à soma da valorização da ativação de energia de aFRR incumprida, e da valorização do incumprimento de banda de aFRR eventualmente contratada:

$$VIaFRR(t,uf)=\begin{cases} -1,2\times VaFRR(t,uf)+VIBaFRRS(t,uf)+VIBaFRRB(t,uf) & \text{se } VaFRR(t,uf)>0 \\ \text{ou} & \\ -0,8\times VaFRR(t,uf)+VIBaFRRS(t,uf)+VIBaFRRB(t,uf) & \text{se } VaFRR(t,uf)<0 \end{cases}$$

VaFRR (t,uf) Valorização da ativação de energia de aFRR para o período de 30 segundos em que foi detetado incumprimento afeto à Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR, *uf*, sendo imputada ao período de liquidação de desvios *t* correspondente ao início do incumprimento;

VIBaFRRS (t,uf) Valorização do incumprimento afeto à Banda de aFRR a subir, se aplicável, contratada para o período de liquidação de Banda de aFRR *t*, afeto à Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR, *uf*, de acordo com o estabelecido no Artigo 153.º;

VIBaFRRB (t,uf) Valorização do incumprimento total afeto à Banda de aFRR a baixar, se aplicável, contratada para o período de liquidação de Banda de aFRR *t*, afeto à Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR, *uf*, de acordo com o estabelecido no Artigo 153.º.

Secção VI

Prestação de informação

Artigo 176.º

Prestação de Informação

1 - O GGS deve disponibilizar a seguinte informação ao BSP, durante a operação em tempo real, pelos meios de comunicação entre as respetivas salas de controlo:

a) Programa base considerado pelo regulador central para a Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR;

b) Sinal de controlo emitido pelo regulador central solicitado à Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR pelo GGS.

2 - O GGS disponibiliza à ERSE, por meios, formatos e prazos acordados, dados detalhados das ofertas, necessidades e ativações de energia de aFRR, bem como sobre as situações em que o GGS submeta necessidades de aFRR na plataforma europeia, numa dada unidade de tempo de mercado e num dado sentido, superiores às ofertas de aFRR colocadas pelos BSP na zona LFC portuguesa.

3 - O GGS publica no seu sítio na Internet um documento com a descrição detalhada do processo de contratação de energia de aFRR e do algoritmo utilizado no processo europeu de otimização de aFRR através da plataforma europeia de contratação de aFRR, até ao prazo correspondente ao início da implementação do serviço, mantendo essa informação atualizada.

4 - O GGS publica no seu sítio na Internet e mantém atualizada a lista de Unidades Físicas e Unidades de Ofertas de aFRR habilitadas para prestação do serviço de aFRR e a respetiva banda habilitada, em cada sentido de regulação.

5 - No âmbito da prestação de informação referente ao Mercado de Serviços de Sistema, o GGS deve divulgar no seu sítio na Internet a seguinte informação relativa às matérias e prazos assinalados:

a) Energia de aFRR a subir e a baixar, resultante do sinal emitido pelo regulador central em cada MTU de aFRR do dia d (a publicar em d+1).

b) Preços marginais de aFRR a subir e a baixar conforme determinados pelo algoritmo de otimização da plataforma europeia de aFRR, em cada MTU de aFRR do dia d (a publicar em d+1).

c) Energia de aFRR ativada pelo regulador central do GGS em cada MTU de aFRR do dia d, a subir e a baixar, por Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR (a publicar em d+7).

d) Ofertas validadas de energia de aFRR, incluindo as ofertas apresentadas pelos BSP e as ofertas instrumentais introduzidas excecionalmente pelo GGS nos termos do Artigo 165.º, relativas ao dia d (a publicar em d+7).

6 - Os dados referidos no número anterior e apurados com discriminação por MTU de aFRR devem ser publicados pelo GGS no seu sítio na Internet agregados por período de liquidação de desvios, nos termos do Artigo 173.º.

7 - Nos períodos em que a contratação de aFRR recorra aos mecanismos de contingência previstos no Artigo 170.º da Secção III, o preço marginal a publicar é o que resulta da otimização da plataforma nacional de energia de aFRR, não sendo publicado qualquer preço marginal no caso de recurso ao mecanismo de rateio da Banda de aFRR contratada.

Capítulo XV

PROCESSO DE COORDENAÇÃO DE DESVIOS

Artigo 177.º

Objeto e âmbito

1 - O presente Procedimento define o processo de coordenação de desvios entre ORT, tal como previsto no artigo 36.º do ROR e no artigo 146.º do Regulamento SO e implementado através da plataforma europeia do processo de coordenação de desvios prevista no Regulamento EB.

2 - As disposições do presente Procedimento obedecem ao enquadramento de implantação para a plataforma europeia do processo de coordenação de desvios aprovado pela ACER no contexto do artigo 22.º do Regulamento EB.

3 - As trocas internacionais de energia resultantes da aplicação do processo de coordenação de desvios são valorizadas nos termos das regras de liquidação comuns aplicáveis às trocas intencionais de energia devidas a um ou mais dos processos de reposição de reservas, de restabelecimento da frequência com ativação manual, de restabelecimento da frequência com ativação automática ou de coordenação de desvios, aprovada pela ACER no contexto do artigo 50.º do Regulamento EB.

4 - A coordenação de desvios é implementada na plataforma europeia referida no número anterior, que efetua a compensação de desvios entre ORT no âmbito da reserva de restabelecimento da frequência de ativação automática, com o propósito de minimizar as ativações simultâneas de energia de aFRR, com sinal contrário, por diferentes ORT, cumprindo os limites da capacidade de interligação disponível.

Artigo 178.º

Definição do processo

1 - Para aplicação do processo de coordenação de desvios, o GGS deve comunicar à respetiva plataforma europeia:

a) Continuamente, as necessidades de aFRR da zona LFC portuguesa;

b) Os limites de capacidade de interligação entre as diversas áreas consideradas no processo de coordenação de desvios;

c) As restrições de segurança operacional em tempo real, de acordo com o artigo 150.º do Regulamento SO.

2 - A plataforma europeia implementa o algoritmo de coordenação de desvios conforme estabelecido no enquadramento de implantação para a plataforma europeia do processo de coordenação de desvios, para cada ciclo de otimização em tempo real, e comunica ao GGS a seguinte informação:

a) O trânsito na interligação resultante do processo de coordenação de desvios que é utilizado para o controlo de potência-frequência na zona LFC portuguesa, sendo determinado pelo algoritmo do processo de coordenação de desvios;

b) A atualização dos limites de capacidade de interligação.

Artigo 179.º

Metodologia de Cálculo do Preço da Ativação Evitada

1 - O período de liquidação do processo de coordenação de desvios coincide com a unidade de tempo de mercado da plataforma europeia de troca de energia de aFRR.

2 - Os preços da ativação evitada para cada período de liquidação, a subir e a baixar, são definidos pelos preços marginais de energia de aFRR, a subir e a baixar, em cada unidade de tempo de mercado da plataforma europeia de troca de energia de aFRR.

3 - A liquidação do processo de coordenação de desvios entre os ORT participantes é implementada pela respetiva plataforma europeia, em aplicação das regras de liquidação comuns aplicáveis às trocas intencionais de energia aprovadas pela Decisão da ACER n.º 17/2020, de 15 julho de 2020.

Artigo 180.º

Liquidação e Faturação

Os procedimentos de liquidação e faturação devidos pela participação no processo de coordenação de desvios são estabelecidos no Capítulo XXVII.

Capítulo XVI

BANDA DIÁRIA DE RESERVA DE RESTABELECIMENTO DA FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO MANUAL

Secção I

Objeto, âmbito e definição do serviço

Artigo 181.º

Objeto e âmbito

1 - O presente Procedimento define o serviço de Banda Diária de Reserva de Restabelecimento da Frequência com ativação manual (banda diária de mFRR), a metodologia de determinação das necessidades de Banda Diária de mFRR, o modelo de contratação e a respetiva valorização.

2 - O serviço de banda, ou capacidade, diária de mFRR é um serviço normalizado, previsto no ROR e estabelecido no Regulamento SO e no Regulamento EB e as disposições do presente Procedimento obedecem à Metodologia para uma lista de produtos normalizados de capacidade de balanço para o restabelecimento da frequência e reposição da frequência aprovada pela ACER no contexto do artigo 25.º, n.º 2, do Regulamento EB, através da Decisão da ACER n.º 11/2020, de 17 de junho, na redação vigente.

Artigo 182.º

Definição do serviço

1 - A correta exploração do SEN, do ponto de vista de garantia do abastecimento e segurança da operação em permanência, implica, de acordo com o Regulamento SO, a existência no GGS de um processo de gestão das reservas de restabelecimento da frequência (FRR), aFRR e mFRR, com o objetivo de regular o erro de controlo de restabelecimento da frequência para zero dentro do período de restabelecimento da frequência, anulando o desvio da interligação internacional em relação ao programado, colaborando na manutenção da frequência da zona síncrona Europa Continental ou, em caso de funcionamento em ilha, controlar o desvio da frequência do SEN em relação à frequência nominal.

2 - Para o cumprimento dos objetivos referidos no número anterior o GGS deve garantir em permanência a contratação das necessidades de banda diária de mFRR para a zona LFC portuguesa, de acordo com o dimensionamento realizado nos termos do Artigo 185.º.

3 - A participação de cada BSP na banda diária de mFRR estabelecida no SEN, é determinada em mercado, através da participação dos BSP na plataforma respetiva, nos termos previstos no presente Capítulo.

4 - Para cada produto contratado de banda diária de mFRR, o BSP deve prestar a respetiva capacidade sob a forma de ofertas de energia de mFRR com ativação direta na respetiva plataforma, em todos os períodos de contratação de energia de mFRR correspondentes ao período de contratação da banda diária de mFRR, nos termos do Capítulo XVII, relativo ao serviço de energia de mFRR.

5 - Nas situações em que falhe a contratação das quantidades necessárias no mercado de Banda Diária de mFRR, o GGS toma as medidas necessárias para garantir a ativação de mFRR, nomeadamente no mercado de energia de mFRR.

6 - As características básicas do produto de banda diária de mFRR são definidas pela ACER, na Metodologia para uma lista de produtos normalizados de capacidade de balanço para o restabelecimento da frequência e reposição da frequência, aprovado no âmbito do Regulamento EB, sendo complementadas por características definidas no presente Capítulo, correspondendo aos parâmetros nas tabelas seguintes:

Tabela 10 – Características do produto de banda diária (capacidade) de mFRR definidas na Metodologia para uma lista de produtos normalizados de capacidade de balanço para as reservas de restabelecimento da frequência e reservas de reposição, nos termos da Decisão da ACER n.º 11/2020, de 17 de junho, na redação vigente

Caraterística	Descrição
Quantidade mínima das Ofertas	1 MW
Resolução da quantidade da oferta	1 MW
Divisibilidade	Ofertas divisíveis e/ou indivisíveis são permitidas
Preço da oferta	Preço positivo ou nulo, em (€/MW)/quarto-de-hora, com resolução de 0,01 (€/MW)/quarto-de-hora
Preço Mínimo e Máximo das Ofertas	Nos termos da metodologia definida ao abrigo do Regulamento EB
Localização	Zona LFC portuguesa
Sentido de regulação	A subir ou a baixar

Tabela 11 – Características complementares do produto de Banda Diária (capacidade) de mFRR definidas nos termos e condições nacionais

Caraterística	Descrição
Período de contratação e período de validade das ofertas	15 minutos
Nível de Agregação das Ofertas	As ofertas devem ser feitas por BSP

7 - As características do produto de banda diária de mFRR definidas pela ACER, na Metodologia para uma lista de produtos normalizados de capacidade de balanço para o restabelecimento da frequência e reposição da frequência, podem ser sujeitas a alteração, por via do processo previsto no artigo 5.º do Regulamento ACER.

8 - Enquanto a unidade de tempo do mercado organizado diário não for de 15 minutos, o período de validade das ofertas de Banda diária de mFRR corresponde a uma hora, assumindo-se as ofertas de banda diária e as necessidades como sendo iguais, em quantidade e em preço, nos períodos de 15 minutos que compõem cada hora.

Artigo 183.º

Entidades participantes no mercado de banda diária de mFRR

Para poder participar na prestação do serviço de banda diária de mFRR, os Agentes de Mercado devem ter a correspondente habilitação como BSP junto do GGS, nos termos do Capítulo II, mediante demonstração de cumprimento dos requisitos de capacidade técnica e operativa.

Artigo 184.º

Unidades físicas participantes

Para poder prestar o serviço de banda diária de mFRR, as Unidades Físicas do BSP de mFRR devem estar habilitadas a prestar o serviço de energia de mFRR, de acordo com o estabelecido no Capítulo XVII deste Manual de Procedimentos.

Artigo 185.º

Determinação das necessidades de banda diária de mFRR

1 - Atendendo à situação de exploração e aos critérios referidos no Capítulo VI, o GGS determina as necessidades de banda diária de mFRR para a zona LFC portuguesa, comunica aos BSP e publica, antes da hora estabelecida em Aviso do GGS, as necessidades a subir e a baixar de banda diária de mFRR requeridas para cada período de contratação do dia seguinte.

2 - As necessidades de banda diária de mFRR são do tipo inelástico.

3 - A determinação das necessidades de banda diária de mFRR pelo GGS segue a metodologia aprovada pela ERSE para o dimensionamento das reservas de restabelecimento da frequência, prevista no Capítulo XIII.

4 - A metodologia de dimensionamento das reservas de restabelecimento da frequência prevista no Artigo 145.º, sobre a Banda de aFRR, deverá incluir o dimensionamento das reservas de restabelecimento da frequência com ativação manual.

Artigo 186.º

Mercado de contratação da banda diária de mFRR

1 - A contribuição de cada BSP na satisfação das necessidades de banda diária de mFRR é determinada a partir do correspondente mercado.

2 - Os BSP que detenham ou representem Unidades Físicas habilitadas para prestar o serviço de energia de mFRR, submetem ofertas no mercado de banda diária de mFRR.

3 - Cada oferta é apresentada tendo em conta os parâmetros definidos no Artigo 142.º, incluindo, nomeadamente, o período de contratação, o sentido de regulação, o valor da banda de regulação, em MW, e o respetivo preço unitário da banda diária, em €/MW/quarto-de-hora .

4 - Para efeitos do mercado de contratação de banda diária de mFRR, o horizonte diário de contratação considerado tem por referência o horizonte de programação do dia seguinte.

5 - A comunicação das ofertas pelo BSP, para cada período de contratação, habilitadas e disponíveis para prestar o serviço de banda diária de mFRR, deve ocorrer no período estabelecido

em Aviso do GGS, respeitando as características obrigatórias das ofertas e os limites técnicos do serviço de mFRR do respetivo BSP, nomeadamente, a potência habilitada e as indisponibilidades.

6 - Após o encerramento do período para a receção de ofertas, o GGS contrata a banda diária de mFRR associada às ofertas que, em conjunto, representem um menor encargo para o SEN, observando o algoritmo definido na Secção II e tendo por base os seguintes critérios:

a) Preço unitário das Ofertas de banda diária de mFRR;

b) No caso de igualdade de custo entre várias ofertas, realiza-se um rateio proporcional da banda diária de mFRR a atribuir, em função da banda oferecida, assegurando que as quantidades adjudicadas por BSP têm a resolução mínima constante na alínea c);

c) O valor mínimo de banda diária de mFRR contratada a um BSP é de 1 MW;

d) A soma das ofertas de banda diária de mFRR contratadas está compreendida num intervalo de ± 5% em torno das necessidades de banda diária de mFRR requeridas.

7 - A contratação realizada pelo GGS é considerada firme e os BSP responsáveis pelas ofertas contratadas adquirem a obrigação de prestar o serviço de banda diária de mFRR atribuída ao respetivo BSP.

8 - O BSP com banda diária de mFRR contratada deve apresentar ao GGS, no prazo definido por Aviso do GGS, a repartição da banda diária correspondente a cada área de ofertas do mesmo BSP que tenha contratado banda específica de mFRR, por período de contratação, nos termos do Capítulo XX.

9 - O BSP deve garantir que a repartição dos programas que resultam dos mercados anteriores ao de energia de mFRR, permite fornecer a banda diária de mFRR atribuída.

10 - Caso a realização da sessão do mercado de Banda Diária de mFRR não tenha garantido as necessidades requeridas de Banda de mFRR, mediante informação aos BSP, o GGS pode desencadear a realização de uma nova sessão de mercado de mFRR, a qual pode se pode concretizar:

a) Adiando o fim do período de receção de Ofertas de banda diária de mFRR, ou

b) Usando outro período de apresentação de Ofertas de banda diária de mFRR, constante em Aviso do GGS.

Secção II

Algoritmo de contratação da banda diária de mFRR

Artigo 187.º

Dados de Entrada do Processo de Contratação

O algoritmo de contratação tem os seguintes dados de entrada:

a) As necessidades de banda diária de mFRR para o funcionamento do SEN, para cada período de contratação *t*, calculadas e comunicadas aos BSP pelo GGS, e incluindo os seguintes dados:

   i) Necessidades de banda diária de mFRR a Subir no sistema, $RTSub_t$ (MW);

   ii) Necessidades de banda diária de mFRR a Baixar no sistema, $RTBai_t$ (MW);

b) As Ofertas de banda diária de mFRR apresentadas pelos BSP, para cada período de contratação *t*, incluindo os seguintes dados sobre cada oferta *k*:

   i) Número da Oferta, *k*;

   ii) Valor de banda diária de mFRR a subir ou a baixar, $BmFRRSub_{k,t}$ e $BmFRRBai_{k,t}$ (MW), respetivamente;

   iii) Preço unitário de banda diária de mFRR a subir, $PUBmFRRSub_{k,t}$, ou a baixar $PUBmFRRBai_{k,t}$ (€/MW/quarto-de-hora);

Artigo 188.º

Validação das ofertas

O GGS procede à validação das ofertas de banda diária de mFRR, anulando as ofertas consideradas inválidas, tendo em conta os seguintes critérios:

a) As ofertas de um BSP que, em conjunto, para um dado sentido de regulação, representem um valor acumulado de banda diária de mFRR oferecida superior ao limite máximo técnico disponível das Unidades Físicas do BSP;

b) As ofertas que não cumpram as características obrigatórias definidas no Artigo 182.º.

Artigo 189.º

Contratação da banda diária de mFRR

1 - No processo de contratação de banda diária de mFRR, o GGS deve ter em conta os seguintes critérios, em cada período de contratação e por sentido de regulação:

a) O programa resultante é o de menor custo para o SEN e que satisfaça as necessidades de banda diária de mFRR publicadas pelo GGS;

b) O custo de uma oferta de banda diária de mFRR é o produto da banda diária de mFRR oferecida pelo preço unitário da banda diária de mFRR.

2 - Para cada período de contratação e por sentido de regulação, o processo de contratação segue os seguintes passos de forma sequencial:

a) Ordenam-se as ofertas consideradas como válidas e aceites, por preço unitário da banda diária de mFRR crescente;

b) Realiza-se a contratação das necessidades de banda diária de mFRR estabelecidas pelo GGS, segundo a lista ordenada das ofertas.

c) O processo de contratação de banda diária de mFRR, a subir ou a baixar, termina quando o valor acumulado da banda diária de mFRR contratada se encontra no intervalo de ±5% em torno da necessidade de banda diária de mFRR estabelecido para o período de contratação e para o respetivo sentido de regulação.

3 - No caso de existir igualdade de preço entre várias ofertas no último passo da contratação, reparte-se o valor de banda diária de mFRR a contratar pelas várias ofertas que apresentem o mesmo preço, de maneira proporcional à banda diária de mFRR oferecida.

Artigo 190.º

Transferência de banda diária de mFRR

1 - O BSP que tenha contratado a prestação do serviço de banda diária de mFRR, pode solicitar a transferência parcial ou total da quantidade contratada para outro BSP que preste esse serviço, desde que a prestação do serviço de mFRR do segundo BSP seja equivalente, do ponto de vista técnico e operacional.

2 - Para o efeito, o BSP deve apresentar o pedido de transferência ao GGS, até ao momento estabelecido em Aviso do GGS, para qualquer período de contratação compreendido entre o quinto quarto de hora subsequente e o final do horizonte de programação, identificando o BSP para quem foi transferida a prestação do serviço de mFRR, bem como comprovativo de aceitação da transferência por este último.

3 - O pedido de transferência deve ser aceite pelo GGS, desde que seja tecnicamente válido.

4 - O GGS confirma ou recusa o pedido, até ao prazo estabelecido em Aviso do GGS.

Secção III

Valorização do serviço de banda diária de mFRR

Artigo 191.º

Valorização do serviço de banda diária de mFRR

As ofertas de banda diária de mFRR contratadas em cada período de contratação, num determinado sentido de regulação, são valorizadas ao preço da última oferta aceite nesse sentido.

Secção IV

Incumprimentos do serviço de banda diária de mFRR

Artigo 192.º

Incumprimentos do serviço de banda diária de mFRR

1 - Para cada BSP que tenha contratado banda diária de mFRR num determinado período de contratação, o GGS verifica se o mesmo disponibilizou no mercado de energia de mFRR do GGS ofertas cuja potência agregada disponível, a subir ou a baixar, estabelecem na íntegra a potência contratada em serviço de banda diária de mFRR.

2 - Se a verificação referida no número anterior revelar um incumprimento do serviço de banda diária de mFRR por causas imputáveis ao respetivo BSP, este incorre numa penalização determinada nos termos previstos no presente artigo.

3 - Se um BSP tiver contratado simultaneamente, nos mesmos períodos de contratação e sentido de regulação, banda diária de mFRR e o produto específico de banda de mFRR definido no Capítulo XX, será efetuada pelo GGS a verificação dos incumprimentos da participação do BSP nas duas bandas, nos termos dos respetivos Capítulos.

4 - Para os efeitos referidos no número anterior, o respetivo BSP comunica ao GGS a repartição da contratação do serviço de banda diária de mFRR por cada Área de Ofertas, sendo as verificações dos respetivos incumprimentos do BSP determinadas por Área de Ofertas.

5 - Caso o BSP não envie a informação de repartições referida no número anterior no prazo definido, o GGS assume uma repartição pro-rata em função da potência declarada para o máximo, no sentido a subir, e para o mínimo no sentido a baixar, das Unidades Físicas que integram as Áreas de Ofertas respetivas.

6 - Para efeitos da verificação do cumprimento da banda diária de mFRR contratada e caso o BSP tenha também contratado, nos mesmos períodos de contratação e sentido de regulação, o produto específico de banda de mFRR, definido no Capítulo XX, a banda disponibilizada é prioritariamente alocada ao cumprimento deste produto específico.

7 - A penalização por incumprimento do produto de banda diária de mFRR contratada, aplicável por BSP, por período de contratação t, consiste no encargo dado pelas seguintes expressões:

$$VIBDmFRR\,(t,bsp)=VIBDmFRRS\,(t,bsp)+VIBDmFRRB\,(t,bsp)$$

$$VIBDmFRRS\,(t,bsp)=KS_i\times PMBDmFRRS_t\times IBDmFRRS\,(t,bsp)$$

$$IBDmFRRS(t,bsp)=\text{Máx}\,(|BDmFRRS(t,bsp)|-|OEmFRRS(t,bsp)|;0)$$

$$VIBDmFRRB\,(t,bsp)=KB_i\times PMBDmFRRB_t\times IBDmFRRB\,(t,bsp)$$

$$IBDmFRRB(t,bsp)=\text{Máx}\,(|BDmFRRB(t,bsp)|-|OEmFRRB(t,bsp)|;0)$$

Onde,

$VIBDmFRR\,(t,bsp)$ Valorização do incumprimento da banda diária de mFRR, afeto ao BSP, para o período de contratação *t*;

VIBDmFRRS (t,bsp) Valorização do incumprimento da banda diária de mFRR a subir contratada para o período de contratação t, afeto ao BSP;

VIBDmFRRB (t,bsp) Valorização do incumprimento da banda diária de mFRR a baixar contratada para o período de contratação t, afeto ao BSP;

KS_i Coeficiente de penalização por incumprimento da banda diária de mFRR a subir, que assume o valor de 1,5, salvo se o incumprimento decorrer de uma indisponibilidade fortuita declarada pelo agente de mercado, situação em que o valor é de 1,2;

KB_i Coeficiente de penalização por incumprimento da banda diária de mFRR a baixar, que assume o valor de 1,5 , salvo se o incumprimento decorrer de uma indisponibilidade fortuita declarada pelo agente de mercado, situação em que o valor é de 1,2;

$PMBDmFRRS_t$ Preço Marginal de banda diária de mFRR a subir, para o período de contratação t;

$PMBDmFRRB_t$ Preço Marginal de banda diária de mFRR a baixar, para o período de contratação t;

IBDmFRRS (t,bsp) Incumprimento da banda diária de mFRR a subir, contratada para o período de contratação t, afeto ao BSP;

BDmFRRS(t,bsp) Banda diária de mFRR a subir, contratada para o período de contratação t, afeta ao BSP;

OEmFRRS(t,bsp) Valor acumulado das ofertas de energia de mFRR com ativação direta a subir, do BSP, colocadas na plataforma e validadas para o período de contratação t;

IBDmFRRB (t,bsp) Incumprimento da banda diária de mFRR a baixar, contratada para o período de contratação t, afeto ao BSP;

BDmFRRB(t,bsp) Banda diária de mFRR a baixar, contratada para o período de contratação t, afeta ao BSP;

OEmFRRB(t,bsp) Valor acumulado das ofertas de energia de mFRR com ativação direta a baixar, do BSP, colocadas na plataforma e validadas para o período de contratação t;

Secção V

Prestação de informação

Artigo 193.º

Prestação de informação

1 - O GGS disponibiliza à ERSE, por meios, formatos e prazos acordados, dados detalhados das ofertas, necessidades e contratação de banda diária de mFRR, bem como sobre eventuais incumprimentos.

2 - O GGS publica no seu sítio na Internet um documento com a descrição detalhada do processo de contratação de banda diária de mFRR e do respetivo algoritmo, até ao prazo correspondente ao início da implementação do serviço, mantendo essa informação atualizada.

3 - No âmbito da prestação de informação referente ao mercado de banda diária de mFRR, o GGS divulga, no seu sítio na Internet, a seguinte informação relativa às matérias e prazos assinalados:

a) Necessidades de banda diária de mFRR a subir e a baixar, para cada período de contratação do dia d (a publicar em d);

b) banda diária de mFRR contratada pelo GGS, a subir e a baixar, em cada período de contratação do dia d (a publicar em d);

c) Preço marginal da banda diária de mFRR contratada, a subir e a baixar, em cada período de contratação do dia d (a publicar em d);

d) banda diária de mFRR contratada por BSP, em cada período de contratação do dia d (a publicar em d+7);

e) Ofertas de banda diária de mFRR, a subir e a baixar, incluindo o preço e a quantidade, para cada período de contratação do dia d (a publicar em d+7).

Capítulo XVII
ENERGIA DE REGULAÇÃO PROVENIENTE DE RESERVAS DE RESTABELECIMENTO DA FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO MANUAL

Secção I
Objeto, âmbito e definição do serviço

Artigo 194.º
Objeto e âmbito

1 - O presente Capítulo define o produto de energia de Reservas de Restabelecimento da Frequência com ativação manual (*Frequency Restoration Reserves with manual activation* – mFRR), a metodologia de determinação das necessidades de mFRR do SEN, a respetiva metodologia de mobilização e a correspondente valorização.

2 - O serviço de mFRR é estabelecido no Regulamento EB e as disposições do presente Capítulo obedecem ao enquadramento de implantação para a plataforma europeia de troca de energia de balanço das reservas de mFRR aprovado pela ACER no contexto do artigo 20.º, n.º 1, do Regulamento EB.

3 - A contratação da energia de mFRR é implementada na plataforma europeia referida no número anterior, que efetua uma alocação otimizada de ofertas e necessidades de mFRR enviadas por cada ORT, considerando a capacidade de interligação disponível entre cada ORT, com o propósito de anular, antes do tempo real, as diferenças entre a programação no mercado diário e intradiário e no mercado de Reservas de Reposição e as previsões de geração e consumo.

Artigo 195.º
Definição do serviço

1 - A energia de mFRR é mobilizada para assegurar a correta exploração do SEN, nomeadamente quando, perante incidências que provoquem desequilíbrios entre a geração e o consumo capazes de esgotar as reservas de restabelecimento da frequência com ativação automática existentes, a cobertura do consumo e o funcionamento em segurança do sistema exigem uma reserva adicional de potência ativa.

2 - A restituição dos níveis de reservas de restabelecimento da frequência necessários deve ser garantida através da ativação de mFRR, com uma antecedência que permita a sua execução, nos termos definidos nas características do serviço.

3 - Considera-se tecnicamente exequível a potência ativa a subir ou a baixar que uma determinada Unidade Física pode variar, respeitando os seus parâmetros dinâmicos e condições de operação das Unidades Físicas, tais como quedas nos aproveitamentos hidroelétricos e temperatura ambiente nas centrais termoelétricas.

4 - As características básicas do produto de energia de mFRR são definidas pela ACER, no enquadramento de implantação da plataforma europeia de mFRR, aprovado no âmbito do Regulamento EB, em função do tipo de ativação, sendo complementadas por características definidas no presente Capítulo, correspondendo aos parâmetros nas tabelas seguintes:

Tabela 12– Características do produto de energia de mFRR definidas no enquadramento de implantação da respetiva plataforma europeia, nos termos da Decisão da ACER n.º 3/2020, de 24 de janeiro, alterada pela Decisão da ACER n.º 14/2022, de 30 de setembro

Caraterística	Descrição	
	Ativação Direta	Ativação Programada
Modo de ativação	Manual	
Unidade de tempo do mercado de mFRR	Período de 15 minutos	
Momento de ativação	Entre a publicação dos resultados da ativação programada e o início do processo de encontro subsequente	12,5 minutos antes do período de entrega
Tempo de ativação total	12,5 minutos	
Quantidade mínima das Ofertas	1 MW	
Quantidade máxima das Ofertas	9 999 MW	
Resolução da quantidade da oferta	1 MW	
Duração mínima do período de entrega	5 minutos	
Divisibilidade	Ofertas divisíveis e/ou indivisíveis são permitidas	
Preço da oferta	€/MWh, com resolução de 0,01 €/MWh	
Preço Mínimo e Máximo das Ofertas	Nos termos da metodologia definida ao abrigo do Regulamento EB	

Tabela 13 – Características complementares do produto de energia de mFRR definidas nos termos e condições nacionais

Caraterística	Descrição	
	Ativação Direta	Ativação Programada
Período de preparação	Incluído no tempo de ativação total	
Período de rampa	Incluído no tempo de ativação total	
Período de desativação	Até 10 minutos	
Nível de Agregação das Ofertas	As ofertas devem ser feitas por Áreas de Ofertas	

Tabela 14 – Características do perfil de referência do produto de energia de mFRR usadas na verificação do cumprimento da ativação pelos BSP e no ajustamento da posição final para cálculo do desvio dos BRP

Caraterística	Descrição	
	Ativação Direta	Ativação Programada
Período de preparação	2,5 minutos	
Período de rampa de ativação	10 minutos	
Período de entrega	entre 6 e 19 minutos, em função do momento de ativação	5 minutos
Período de rampa de desativação	10 minutos	

5 - O perfil de referência do produto de energia de mFRR é aplicável ao cálculo das energias por período de 15 minutos usadas na verificação do cumprimento da ativação pelo BSP e no ajustamento da posição final para cálculo do desvio do BRP.

6 - As características do produto de energia de mFRR definidas pela ACER, no enquadramento de implantação da plataforma europeia de mFRR, podem ser sujeitas a alteração, por via do processo previsto no artigo 5.º do Regulamento ACER.

7 - A agregação de unidades físicas habilitadas para a prestação do serviço de mFRR é feita por Área de Ofertas, nos termos definidos no Capítulo V.

8 - A quantidade das ofertas está sujeita às limitações técnicas impostas à Área de Ofertas nos termos descritos na Subsecção III da Secção II.

9 - O período de entrega de uma oferta de ativação direta inclui a unidade de tempo de mercado seguinte àquela a que a oferta respeita.

Artigo 196.º

Entidades participantes no mercado de mFRR

1 - Para poder participar na prestação do serviço de mFRR, os Agentes de Mercado devem obter a correspondente habilitação como BSP junto do GGS, nos termos do Capítulo II, mediante demonstração de cumprimento dos requisitos de capacidade técnica e operativa.

2 - O GGS pode retirar a habilitação a um BSP 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.

Artigo 197.º

Unidades Físicas participantes

1 - Para poder participar na prestação do serviço de mFRR, as Unidades Físicas devem obter a correspondente habilitação junto do GGS, mediante demonstração de cumprimento dos requisitos de capacidade técnica e operativa, nomeadamente, as disposições referidas no Artigo 31.º do Capítulo IV.

2 - As Unidades Físicas habilitadas devem ter uma capacidade de oferta superior ou igual a 1 MW.

3 - Para efeitos do número anterior, admite-se a participação de Unidades Físicas por agregação, previstas no Capítulo IV, nomeadamente as correspondentes a agregação de Instalações de Consumo, Produção e/ou de Armazenamento com menos de 1 MW.

4 - Para prestação do serviço de mFRR, as Unidades Físicas agregadas numa Área de Ofertas de um BSP devem estar associadas a Unidades de Programação de um único BRP, salvo no caso das Unidades Físicas Agregadas, nos termos previstos no Artigo 397.º do Capítulo XXVII.

5 - O GGS publica no seu sítio na Internet e mantém atualizada a lista de Unidades Físicas habilitadas para prestação do serviço de mFRR.

6 - O GGS pode retirar a habilitação a uma Unidade Física, nos termos previstos no Capítulo IV, 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.

7 - As Unidades Físicas correspondentes aos geradores mencionados no ROR como tendo obrigação de prestação do serviço de mFRR, ou as Unidades Físicas para quem as primeiras tenham transferido contratualmente essa obrigação, sob validação do GGS, as Unidades Físicas correspondentes a instalações de produção ou de armazenamento com acesso à rede com restrições nos termos do RARI, desde que com potência de ligação superior ou igual a 1 MW, as Unidades Físicas correspondentes a instalações de consumo com acesso à rede com restrições nos termos do RARI, se aplicável nos termos do respetivo acordo de acesso com restrições, bem como as instalações que tenham contratado a prestação do serviço de mFRR, nomeadamente através dos mercados de banda, devem obter a respetiva habilitação nos termos do presente artigo.

8 - Os Agentes de Mercado podem requerer a habilitação de outras Unidades Físicas, para além das mencionadas no número anterior, nos termos do presente artigo.

9 - Para obter a habilitação de uma Unidade Física, o respetivo BSP deve solicitar ao GGS, com pelo menos 10 (dez) dias úteis de antecedência, a realização de ensaios visando avaliar a capacidade técnica e operacional, devendo verificar os seguintes requisitos:

a) A ligação da Unidade Física ao sistema de telecontagem;

b) O correto funcionamento das comunicações em tempo real entre a Unidade Física e o SCADA do GGS;

c) O correto funcionamento das comunicações de fonia entre o despacho e as Salas de Comando da Unidade Física;

d) A qualidade das medidas em tempo real da Unidade Física;

e) O correto funcionamento dos equipamentos para a receção das Instruções de Despacho e limitações à produção ou consumo;

f) A capacidade de receção e resposta a Instruções de Despacho por parte da Sala de Comando da Unidade Física;

g) A capacidade da Sala de Comando da Unidade Física para comunicar alterações à sua potência disponível;

h) A existência de meios para o cumprimento de Instruções de Despacho em caso de falha total na Sala de Comando da Unidade Física, incluindo o ensaio dos planos de contingência estabelecidos.

10 - No caso de múltiplas Unidades Físicas participantes numa Área de Ofertas, os requisitos e) a h) do número anterior devem aplicar-se à comunicação entre o GGS e a Sala de Comando do BSP, o qual assegura a operacionalização das instruções de despacho para cada Unidade Física, incluindo a eventualidade de instruções de despacho que se dirijam a uma Unidade Física específica.

11 - Quando um BSP solicita a criação ou a alteração da constituição de uma Área de Ofertas para prestação do serviço de mFRR devem realizar-se novos ensaios de habilitação.

12 - O ensaio de habilitação referido no número anterior é feito por Área de Ofertas, através de uma amostra das Unidades Físicas associadas, proposta pelo BSP ao GGS.

13 - Caso o GGS considere que a amostra de Unidades Físicas proposta pelo BSP não é representativa, pode propor alterações ao conjunto de Unidades Físicas incluídas.

14 - A resposta da Área de Ofertas ao longo dos ensaios de habilitação é avaliada de acordo com a resposta esperada para mobilizações do tipo mFRR, tendo em conta a experiência com Unidades Físicas semelhantes às da Área de Ofertas sob ensaio.

15 - Nos períodos quarto-horários em que se realizem ensaios de habilitação de uma Área de Ofertas, a mesma não deve participar nos mercados de mFRR ou de aFRR.

16 - Os eventuais desvios que decorram da realização dos ensaios de habilitação do número anterior e que não sejam assegurados pelo BSP, são imputáveis ao respetivo BRP.

Artigo 198.º

Determinação das necessidades

1 - Atendendo à situação de exploração e aos critérios referidos no Capítulo VI, o GGS determina as necessidades de mFRR para a zona LFC portuguesa e submete as mesmas à plataforma europeia de contratação de mFRR.

2 - Na determinação das necessidades de mFRR, o GGS observa o seguinte:

a) Na Ativação Programada, o GGS tem em conta as previsões e as perspetivas de funcionamento do SEN durante o próximo período quarto-horário, bem como a eventual necessidade de repor as FCR e aFRR do SEN;

b) Na Ativação Direta, o GGS responde a uma alteração das condições de exploração do SEN, nomeadamente indisponibilidades fortuitas, variações imprevistas do consumo e/ou da produção e alterações que afetem o equilíbrio produção-consumo do SEN.

3 - As necessidades de mFRR para regulação de frequência são referidas à zona LFC portuguesa.

4 - O GGS pode declarar indisponíveis para ativação por outros ORT, ofertas de energia de mFRR submetidas pelos BSP, em consequência de restrições devidas a congestionamento interno ou a condicionalismos de segurança operacional na zona de programação do ORT de ligação, nos termos do Artigo 209.º.

5 - As necessidades de energia de mFRR podem ser inelásticas ou elásticas, nos seguintes termos:

a) Inelásticas – necessidades apresentadas pelo GGS apenas indicando a quantidade;

b) Elásticas - necessidades apresentadas pelo GGS indicando a quantidade e o preço.

6 - As necessidades elásticas correspondem necessariamente a ativações programadas.

7 - A metodologia de definição dos preços das necessidades elásticas pelo GGS observa os seguintes princípios, considerando a regulamentação da ACER emitida ao abrigo do Regulamento EB:

a) Considerar a informação histórica do funcionamento dos mercados de serviços de sistema e dos mercados diário e intradiário ou, em alternativa, informação dos diversos mercados, relativa ao período de entrega em causa;

b) Incorporar componentes adicionais para refletir a incerteza da operação do SEN, a situação de operação do SEN ou integrar incerteza na determinação dos preços das necessidades apresentadas pelo GGS;

c) Salvaguardar a segurança do abastecimento do SEN.

8 - A metodologia de definição do preço apresentado nas necessidades elásticas é do estrito conhecimento do GGS, sendo aprovada pela ERSE, por sua iniciativa ou sob proposta do GGS, e podendo conter:

a) A periodicidade da atualização dos preços das necessidades elásticas;

b) A metodologia de cálculo dos preços das necessidades elásticas;

c) O mecanismo de contingência utilizado na definição dos preços das necessidades elásticas;

d) As condições de apresentação de necessidades inelásticas.

Secção II

Oferta de Reservas de Restabelecimento da Frequência com ativação Manual

Subsecção I

Apresentação de Ofertas de Reservas de Restabelecimento da Frequência com Ativação Manual

Artigo 199.º

Apresentação de ofertas

1 - Para cada período quarto-horário do dia de programação seguinte, o BSP pode apresentar as suas ofertas de mFRR a partir da hora estabelecida em Aviso do GGS e até 25 minutos antes do período quarto-horário a que se referem.

2 - O BSP coloca à disposição do GGS a informação relativa às ofertas de mFRR a subir e/ou a baixar e por tipo de ativação, programada ou direta.

3 - As ofertas de ativação direta podem ser ativadas de forma direta ou de forma programada.

4 - Relativamente às Unidades Físicas sujeitas a obrigação de prestação do serviço de mFRR e identificadas no n.º 7 -, do Artigo 195.º, o respetivo BSP deve apresentar ofertas de mFRR de ativação direta, sem prejuízo do disposto no Capítulo XX, para toda a potência exequível associada a essas Unidades Físicas, pela respetiva Área de Ofertas.

5 - Para as Unidades Físicas habilitadas para prestar o serviço de mFRR e não referidas no número anterior, o respetivo BSP apresenta, para cada período quarto-horário, as suas ofertas de mFRR exequíveis, para subir e para baixar e por tipo de ativação, programada ou direta, pela respetiva Área de Ofertas.

6 - O preço da oferta de mFRR pela mobilização a baixar tem, no caso de instalações que possam injetar na RESP, carácter de preço de recompra da energia não injetada equivalente ou, no caso de instalações que possam consumir energia da RESP, o preço de compra da energia a consumir.

7 - As ofertas de mFRR devem respeitar as limitações de valor máximo e mínimo impostas pelo GGS ou pelo ORD, na sequência da validação técnica efetuada previamente, a potência de ligação, quando aplicável, as declarações de disponibilidade e a Banda de aFRR contratada em cada Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR.

8 - O BSP é responsável por garantir a exequibilidade técnica das suas ofertas de mFRR, tendo em consideração a potência ativa a subir ou a baixar que as Unidades Físicas podem variar, os seus parâmetros dinâmicos e características ou condições de operação das mesmas, tais como:

a) Quedas e cotas nos aproveitamentos hídricos;

b) Temperatura ambiente, pressão atmosférica e humidade relativa nas centrais termoelétricas;

c) Energia armazenada nas instalações de armazenamento;

d) Indisponibilidades e outros condicionamentos.

Subsecção II

Caraterísticas das Ofertas de Reservas de Restabelecimento da Frequência com Ativação Manual

Artigo 200.º

Características das ofertas

1 - As ofertas de mFRR respeitam as características referidas no Artigo 195.º e podem ser do tipo:

a) Programada, que consiste numa oferta de mFRR que pode ser ativada exclusivamente de forma programada;

b) Direta, que consiste numa oferta de mFRR que pode ser ativada de forma programada ou direta.

2 - Para cada Área de Ofertas, o BSP pode apresentar ofertas de mFRR, do tipo programada ou direta, com as seguintes caraterísticas:

a) Ofertas simples:

   i) Ofertas divisíveis;

ii) Ofertas indivisíveis;

b) Ofertas complexas:

i) Ofertas exclusivas;

ii) Ofertas multiparte;

iii) Ligação de Ofertas.

3 - As ofertas de mFRR submetidas pelos BSP são encaminhadas pelo GGS para a plataforma europeia de contratação de mFRR.

4 - O GGS identifica como indisponíveis as ofertas de mFRR que:

a) No processo de validação efetuado pelo GGS, não respeitem as limitações de valor máximo e mínimo impostas pelo GGS ou pelo ORD, as declarações de disponibilidade ou a Banda de aFRR contratada em cada Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR;

b) Não sejam tecnicamente viáveis por provocarem uma restrição técnica ou sejam indispensáveis para assegurar as reservas necessárias para a correta exploração do SEN.

Artigo 201.º

Ofertas divisíveis

1 - Uma oferta divisível consiste numa oferta de mFRR com uma única quantidade e um único preço, em que, caso a oferta de mFRR seja selecionada, a quantidade aceite será menor ou igual à quantidade máxima oferecida e maior ou igual à quantidade mínima.

2 - Se a oferta divisível não for selecionada, a quantidade aceite é nula.

3 - As características da oferta de mFRR do tipo divisível são definidas na tabela seguinte.

Tabela 15 - Características da oferta de mFRR do tipo divisível

Características	Valores permitidos
Sentido de Regulação	A subir ou a baixar
Quantidade máxima	Entre 0 e o limite técnico da plataforma de mFRR
Quantidade mínima	Maior ou igual a 0, mas inferior à quantidade máxima
Preço	Entre o preço mínimo e máximo fixados pela ACER
Período de Ofertas	Período quarto-horário

Artigo 202.º

Ofertas indivisíveis

1 - Uma oferta de mFRR indivisível, ou oferta de bloco, é uma oferta de mFRR com uma única quantidade e um único preço, tendo uma quantidade mínima igual à sua quantidade máxima.

2 - A oferta de mFRR indivisível é aceite na sua totalidade ou rejeitada.

3 - As características das ofertas indivisíveis são apresentadas na tabela seguinte.

Tabela 16 - Características da oferta de mFRR do tipo indivisível

Características	Valores permitidos
Sentido de Regulação	A subir ou a baixar
Quantidade máxima	Maior que 0 e inferior ou igual ao limite técnico da plataforma de mFRR
Quantidade mínima	Igual à quantidade máxima
Preço	Entre o preço mínimo e máximo fixados pela ACER
Período de Ofertas	Período quarto-horário

Artigo 203.º

Ofertas exclusivas

1 - As ofertas exclusivas de mFRR são um conjunto de ofertas simples (divisíveis ou indivisíveis) de mFRR que satisfazem a seguinte condição: apenas uma (ou nenhuma) das ofertas pode ser ativada.

2 - A ativação de uma suboferta pertencente a uma oferta exclusiva de mFRR exclui automaticamente as restantes subofertas pertencentes à mesma oferta exclusiva.

3 - As ofertas simples de mFRR que constituem as ofertas exclusivas referem-se ao mesmo quarto de hora, têm o mesmo tipo de ativação, programada ou direta, podem ser indivisíveis ou divisíveis e podem ter diferentes quantidades e sentidos, isto é, a subir ou a baixar, podendo o GGS limitar o número de ofertas deste tipo de forma a mitigar o seu efeito no tempo de convergência do algoritmo central.

Artigo 204.º

Ofertas multiparte

1 - As ofertas multiparte de mFRR são um conjunto de ofertas simples (divisíveis ou indivisíveis) de mFRR que satisfazem a seguinte condição: após a oferta com o preço inferior, no caso de ofertas a subir, ou superior, no caso de ofertas a baixar, ser ativada na totalidade, as restantes ofertas podem ser ativadas.

2 - A ativação de uma suboferta pertencente a uma oferta multiparte de mFRR que não seja a de menor preço, no caso de ofertas a subir, ou de maior preço, no caso de ofertas a baixar, pressupõe que a suboferta de menor/maior preço tenha sido também ativada, respetivamente, assegurando que a ativação ocorre numa curva de preços crescentes, no sentido a subir, e decrescentes, no sentido a baixar.

3 - As ofertas simples de mFRR que constituem as ofertas multiparte referem-se ao mesmo quarto de hora, têm o mesmo tipo de ativação, programada ou direta, têm o mesmo sentido, isto é, a subir ou a baixar, têm preços distintos, podem ser indivisíveis ou divisíveis e podem ter diferentes quantidades, podendo o GGS limitar o número de ofertas deste tipo de forma a mitigar o seu efeito no tempo de convergência do algoritmo central.

Artigo 205.º

Ligação de ofertas

1 - As ofertas de mFRR de diferentes períodos quarto-horários podem ser ligadas através de duas formas:

a) Ligação técnica - duas ofertas (simples ou complexas) associadas a dois períodos quarto-horários subsequentes são ligadas, por forma a que ativação direta de uma oferta de mFRR num período quarto-horário torne indisponível a oferta de mFRR do período quarto-horário seguinte, sendo apenas possível uma ligação por oferta;

b) Ligação condicional - quando ofertas simples de até três períodos quarto-horários consecutivos são ligadas e em que o estado da oferta apresentada para o segundo e/ou o terceiro período quarto-horário é colocado como disponível ou indisponível em função das condições impostas face à ativação no período ou períodos quarto-horário anteriores, sendo possível um máximo de 6 ligações condicionais por oferta.

2 - O BSP pode submeter uma ligação técnica e ligações condicionais para a mesma oferta de mFRR, caso em que basta alguma das condições resultar na indisponibilidade da oferta para que esse resultado prevaleça.

Subsecção III

Validação das Ofertas de Reservas de Restabelecimento da Frequência com Ativação Manual

Artigo 206.º

Validação das Ofertas de mFRR antes do fecho do período de apresentação de ofertas por parte do BSP

1 - As ofertas de mFRR apresentadas para cada período de entrega são validadas pelo GGS em duas fases, nomeadamente antes do fecho do período de apresentação de ofertas de mFRR e depois do fecho do mesmo.

2 - No momento da comunicação da oferta de mFRR e para cada período quarto-horário, o GGS verifica, para cada Área de Ofertas:

a) A validade técnica da quantidade oferecida face às características da Área de Ofertas;

b) A validade do tipo de oferta e da respetiva sintaxe;

c) A observância das condições de inserção de ofertas na plataforma por cada BSP;

d) Se o número de ofertas exclusivas é inferior ao limite imposto para o SEN estabelecido por Aviso do GGS.

3 - Na eventualidade de algum dos critérios referidos no número anterior não ser respeitado, o GGS rejeita a totalidade da oferta de mFRR apresentada pelo BSP para o período quarto-horário e Área de Ofertas em causa, continuando, contudo, a ser válida a última oferta validada positivamente pelo GGS, caso exista.

Artigo 207.º

Validação das Ofertas de mFRR após o fecho do período de apresentação de ofertas por parte do BSP

1 - Após o fecho do período de apresentação de ofertas de mFRR, o GGS verifica se existe coerência entre a última oferta de mFRR válida e:

a) A repartição por Unidade Física apresentada pelo BSP ou, na sua ausência, da repartição por Unidade Física criada pelo GGS;

b) As indisponibilidades que afetam as Unidades Físicas que compõem a Área de Ofertas;

c) A Banda de aFRR que esteja atribuída às Unidades Físicas ou Unidade de Ofertas de aFRR, que compõem as Áreas de Ofertas;

d) As limitações impostas pelo GGS ou pelo ORD na sequência de identificação de restrições técnicas.

2 - Caso seja detetada uma incoerência na informação disponível, o GGS procede à retificação da última oferta de mFRR válida por forma a garantir a coerência face à informação indicada nos artigos anteriores.

3 - Caso sejam comunicadas potências superiores às tecnicamente disponíveis, considerando uma margem de tolerância estabelecida em Aviso do GGS, o GGS colocará como indisponível os pares com preços mais elevados, no caso das ofertas para subir, ou mais baixos, no caso das ofertas para baixar, até que a potência total declarada perfaça a potência máxima efetivamente disponível, segundo cada sentido de regulação.

Artigo 208.º

Validação das ofertas das unidades físicas ligadas à rede de distribuição

1 - O operador da rede de distribuição a que esteja ligada uma Unidade Física prestadora do serviço de mFRR (e o operador da rede intermediária entre esta e a RNT) tem a possibilidade de estabelecer limites ao fornecimento das reservas de mFRR, permanentes ou temporários, com base em razões técnicas como a localização geográfica das Unidades Físicas.

2 - A validação da viabilidade técnica das ofertas de mFRR pelo ORD é feita em cooperação com o GGS, previamente à ativação das reservas.

3 - Os procedimentos de troca de informação e de tomada de decisão devem ser acordados entre o GGS e o ORD, assegurando o cumprimento dos prazos de ativação das reservas de mFRR.

Subsecção IV

Marcação de ofertas

Artigo 209.º

Marcação de oferta como reservada

1 - O GGS pode marcar algumas ofertas de mFRR com ativação direta como reservadas, para ativação direta na plataforma europeia, se constatar que as ofertas disponíveis para o mercado de mFRR não são suficientes para assegurar a operação em tempo real, nas condições de segurança previstas no Capítulo VI.

2 - Para o efeito do número anterior, para cada período quarto-horário, as ofertas de mFRR são ordenadas por preço ascendente, nas ofertas para subir, e descendente, nas ofertas para baixar.

3 - Para cada período quarto-horário, selecionam-se como reservadas, para o sentido de regulação a subir, as ofertas com preços mais elevados, e para o sentido de regulação a baixar, as ofertas com os menores preços, nos termos do enquadramento de implantação do mFRR.

Artigo 210.º

Marcação de uma oferta como indisponível

O GGS pode marcar algumas ofertas de mFRR como indisponíveis para ativação na plataforma europeia, se constatar que as ofertas disponíveis para o mercado de mFRR podem provocar restrições técnicas na RESP.

Subsecção V

Contratação de Reservas de Restabelecimento da Frequência com ativação Manual

Artigo 211.º

Contratação de Reservas de Restabelecimento da Frequência com ativação Manual

1 - A contratação de mFRR é efetuada pela plataforma europeia prevista no Regulamento EB.

2 - A plataforma europeia comunica ao GGS as ofertas selecionadas, para que proceda à respetiva ativação.

3 - Até ao momento definido em Aviso do GGS, o GGS comunica aos BSP as contratações de mFRR.

Artigo 212.º

Contratação de reservas em contingência

Até à operacionalização da ligação à plataforma europeia de contratação de mFRR ou em caso de contingência, o GGS realiza o processo de encontro para a contratação de mFRR na plataforma nacional que emula a metodologia e os demais elementos de funcionamento da plataforma europeia, nos termos do Artigo 214.º e do Artigo 215.º.

Artigo 213.º

Rendas de congestionamento afetas ao processo de troca de energia de mFRR

1 - Em resultado do processo europeu de contratação de mFRR, pode ser gerado um congestionamento na interligação, sendo determinados preços da energia de mFRR distintos para cada zona LFC.

2 - O diferencial de preços entre sistemas adjacentes determina uma valorização diferenciada da energia afeta ao trânsito na interligação para mobilização de mFRR, o que origina uma renda de congestionamento que é repartida em partes iguais, entre os ORT adjacentes.

3 - A renda de congestionamento afeta ao processo de mFRR é calculada como a multiplicação entre o diferencial de preços da energia de mFRR e o trânsito na interligação resultante do processo europeu de contratação de mFRR.

4 - As receitas ou encargos obtidos devem ser destinados para os fins estabelecidos no RARI.

Artigo 214.º

Contratação em Situação de Contingência

1 - O GGS mantém uma plataforma nacional de contratação de mFRR que funciona como redundância à plataforma europeia de contratação de mFRR.

2 - A plataforma nacional opera um algoritmo de otimização que emula o da plataforma europeia, no entanto não permite necessidades elásticas e não efetua reserva de ofertas.

3 - Na eventualidade de o algoritmo que efetua a contratação europeia de mFRR não convergir ou de se registarem incidentes que impeçam o seu regular funcionamento e, por consequência, não forem determinados os resultados do processo europeu que efetua a contratação de mFRR, a plataforma europeia de contratação de mFRR comunica ao GGS o resultado do processo tendo apenas em atenção as ofertas e as necessidades apresentadas nacionalmente, considerando nula a capacidade de interligação entre zonas LFC para o processo de contratação de mFRR.

4 - Caso se verifiquem constrangimentos na operação da plataforma europeia, o GGS informa os BSP que, no processo de contratação de mFRR, as necessidades de mFRR do GGS, para o período de entrega em causa, são satisfeitas através da plataforma nacional de contratação de mFRR.

5 - Em situações de emergência para o SEN ou por qualquer condicionamento operativo significativo, o GGS pode suspender a contratação de mFRR ao nível europeu, desenvolvendo os melhores esforços para abreviar o tempo dessa suspensão e procedendo à contratação ao nível nacional.

6 - A ativação do modo de contingência na contratação de energia de mFRR conforme descrito na presente subsecção deve ser comunicada pelo GGS aos BSP no menor prazo possível, devendo ainda o GGS comunicar à ERSE, até ao dia útil seguinte, a caracterização sumária da contingência e o seu impacte na contratação de mFRR.

7 - O GGS deve desenvolver os melhores esforços para abreviar o tempo da contratação de mFRR em contingência, retomando o processo normal de contratação logo que possível.

8 - O fim da contingência e a retoma do processo normal de contratação de mFRR deve ser comunicado pelo GGS aos BSP no menor prazo possível, devendo ainda o GGS comunicar à ERSE, até ao dia útil seguinte.

Artigo 215.º

Mobilização Excecional de mFRR

1 - Na eventualidade de estar esgotada a disponibilidade de mFRR oferecida pelos BSP, o GGS pode mobilizar mFRR associada a uma Área de Ofertas para a qual o BSP não tenha apresentado oferta e que seja exequível.

2 - A mobilização de uma Área de Ofertas para a qual o BSP não tenha apresentado oferta de mFRR ou não tenha oferecido a totalidade da potência exequível é valorizada ao preço marginal de mFRR do respetivo período de entrega, em função do tipo de ativação.

3 - As ativações excecionais de mFRR nos termos dos números anteriores não são sujeitas a penalização por eventual incumprimento.

Secção III

Utilização de ofertas de mFRR na Resolução de Restrições Técnicas

Artigo 216.º

Resolução de Restrições Técnicas após a publicação do PF

1 - A mobilização de ofertas de mFRR para a resolução de restrições técnicas após a publicação do PF, que não seja para o controlo de potência-frequência, é identificada e não intervém na formação do preço de valorização das mobilizações de mFRR.

2 - Na eventualidade de não estarem disponíveis ofertas de mFRR apresentadas pelos BSP, o GGS poderá mobilizar uma Área de Ofertas para a resolução de restrições técnicas após a publicação do PF para a qual o BSP não tenha apresentado oferta e que seja exequível.

3 - As ativações excecionais de mFRR para resolução de restrições técnicas nos termos do número anterior não são sujeitas a penalização por eventual incumprimento.

Secção IV

Ensaios de verificação de disponibilidade

Artigo 217.º

Ensaios de verificação de disponibilidade

O GGS pode realizar ensaios de disponibilidade:

a) A um sistema de armazenamento, centro eletroprodutor ou a um ou vários dos seus grupos geradores que correspondam, ou façam parte, de uma Unidade Física, ao abrigo do disposto na Portaria n.º 172/2013, de 3 de maio, na sua redação atual, mediante a emissão de instruções, para determinado período, que são devidamente assinaladas e não intervêm na formação do preço de mFRR, sendo valorizadas de acordo com o estabelecido na referida portaria.

b) Às Áreas de Ofertas que prestam o serviço de Banda de mFRR, mediante Instruções de potência emitidas pelo GGS no âmbito de um ensaio de disponibilidade que são devidamente assinaladas e não intervêm na formação do preço de mFRR, sendo valorizadas a preço marginal do mercado diário, de acordo com o estabelecido na Portaria n.º 172/2013, de 3 de maio, na sua atual redação, para os centros eletroprodutores, ou em outra regulamentação superveniente que venha a estabelecer essa mesma valorização.

Artigo 218.º

Valorização da energia de mFRR

1 - A energia de mFRR resultante das ofertas de mFRR ativadas, bem como das necessidades de mFRR satisfeitas no processo de ativação programada, valoriza-se em cada período de entrega ao correspondente preço marginal de mFRR com ativação programada da zona LFC portuguesa.

2 - A energia de mFRR resultante das ofertas de mFRR ativadas, bem como das necessidades de mFRR satisfeitas no processo de ativação direta, em cada sentido de regulação, valoriza-se em cada período de entrega ao correspondente preço marginal de mFRR, no respetivo sentido de regulação, do processo de ativação direta da zona LFC portuguesa, obtendo-se o respetivo preço da seguinte forma:

a) Para a ativação a subir:

i) No período de ativação t:

$$P_{subir}^{mFRR\ AD}(t)=máx\left\{Pmg^{mFRR\ AP}(t);Pmg_{subir}^{mFRR\ AD}(t)\right\}$$

ii) No período de ativação t+1:

$$P_{subir}^{mFRR\ AD}(t+1)=máx\left\{Pmg^{mFRR\ AP}(t+1);Pmg_{subir}^{mFRR\ AD}(t)\right\}$$

b) Para a ativação a baixar:

i) No período de ativação t:

$$P_{baixar}^{mFRR\ AD}(t)=mín\left\{Pmg^{mFRR\ AP}(t);Pmg_{baixar}^{mFRR\ AD}(t)\right\}$$

ii) No período de ativação t+1:

$$P_{baixar}^{mFRR\ AD}(t+1)=mín\left\{Pmg^{mFRR\ AP}(t+1);Pmg_{baixar}^{mFRR\ AD}(t)\right\}$$

Sendo, para o período *t*:

$P_{subir}^{mFRR\ AD}(t)$ - o preço de valorização da ativação direta de mFRR a subir.

$Pmg^{mFRR\ AP}(t)$ - o preço marginal de mFRR programada.

$Pmg_{subir}^{mFRR\ AD}(t)$ - o preço marginal de mFRR direta a subir.

$P_{baixar}^{mFRR\ AD}(t)$ - o preço de valorização da ativação direta de mFRR a baixar.

$Pmg_{baixar}^{mFRR\ AD}(t)$ - o preço marginal de mFRR direta a baixar.

Secção V

Incumprimento da ativação

Artigo 219.º

Incumprimento da ativação da energia de mFRR

1 - A penalização pelo incumprimento das ativações que correspondam a ofertas de mFRR ativadas encontra-se estabelecida no Capítulo XXVII do presente Manual, sobre liquidação.

2 - Para efeitos da verificação do cumprimento da ativação, o GGS avalia os valores de energia ativa injetada ou consumida pela Área de Ofertas ou conjunto de Áreas de Ofertas no período de liquidação, registados no sistema de controlo do GGS.

3 - A verificação do cumprimento das ativações das ofertas de um BSP num determinado período de liquidação deve agrupar as respetivas Áreas de Ofertas.

4 - Se o GGS tiver emitido limitações técnicas para uma determinada Área de Ofertas, a verificação do cumprimento da limitação técnica também deve ser verificada nos termos do Capítulo XXVII.

Secção VI

Prestação de informação

Artigo 220.º

Prestação de informação

1 - O GGS publica no seu sítio na Internet um documento com a descrição detalhada do processo de contratação de mFRR e do algoritmo utilizado no processo de contratação europeu de mFRR através da plataforma europeia de contratação de mFRR, no prazo correspondente ao início da implementação do serviço, mantendo essa informação atualizada.

2 - O GGS disponibiliza à ERSE, por meios, formatos e prazos acordados, dados detalhados das ofertas, necessidades e ativações de energia de mFRR, bem como sobre as situações em que o GGS submeta necessidades de mFRR na plataforma europeia, numa dada unidade de tempo de mercado e num dado sentido, superiores às ofertas de mFRR colocadas pelos BSP na zona LFC portuguesa.

3 - No âmbito da prestação de informação referente ao Mercado de Serviços de Sistema, o GGS divulga, no seu sítio na Internet, a seguinte informação, considerando as matérias e os prazos assinalados:

a) Energia de mFRR a subir e a baixar, resultante da ativação programada ou direta de mFRR, em cada período quarto-horário do dia d (a publicar em d+1);

b) Preços marginais da energia de mFRR resultantes da ativação programada ou direta, a subir e a baixar, em cada período quarto-horário do dia d (a publicar em d+1);

c) Energia de mFRR, a subir e a baixar, resultante da ativação programada ou direta de mFRR, por Área de Ofertas e tipo de ativação, em cada período quarto-horário do dia d (a publicar em d+7);

d) Ofertas de mFRR, por tipo de ativação, relativas ao dia d (a publicar em d+7).

e) Curva das necessidades elásticas de mFRR submetidas, relativas ao dia d (a publicar em d+7).

Capítulo XVIII

PRODUTO ESPECÍFICO TRANSITÓRIO DE RESERVA RÁPIDA DE RESTABELECIMENTO DA FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO MANUAL

Artigo 221.º

Objeto e Âmbito

1 - Este Capítulo estabelece um produto específico de mFRR, com um tempo de ativação total inferior ao definido no Capítulo XVII para o produto normalizado de mFRR.

2 - O produto específico transitório de reserva rápida possibilita a alteração do programa de Áreas de Ofertas específicas, por forma a resolver em tempo real as restrições técnicas resultantes das transições do programa estabelecido na interligação internacional, com antecipação ou adiamento do respetivo programa, e a resolução de congestionamentos que necessitem de uma ação rápida de modo a evitar que o SEN se encontre no estado de emergência ou para recuperar deste estado.

3 - Este Capítulo determina a metodologia de mobilização das Áreas de Ofertas que prestam o serviço de reserva rápida de restabelecimento da frequência com ativação manual e a correspondente valorização.

4 - O produto específico transitório de reserva rápida de restabelecimento da frequência com ativação manual vigora até à implementação de um novo produto específico de equilíbrio, nos termos a aprovar pela ERSE sob proposta do GGS.

Artigo 222.º

Definição do serviço

1 - O serviço transitório de reserva rápida consiste na alteração do programa das Áreas de Ofertas mobilizadas, de acordo com os seguintes processos:

a) Antecipação ou adiamento do programa de Áreas de Ofertas resultante do mercado diário, do mercado intradiário, da contratação bilateral, das reservas de reposição e de ativação de mFRR, para garantia de realização em segurança das transições do programa na interligação.

b) Alteração do programa de Áreas de Ofertas resultante do mercado diário, do mercado intradiário, da contratação bilateral, das reservas de reposição e de ativação de mFRR, para resolução de congestionamentos.

2 - As características do produto transitório de reserva rápida encontram-se descritas na tabela seguinte:

Tabela 17 – Características do produto transitório de reserva rápida de restabelecimento da frequência com ativação manual

Caraterística	Descrição
Modo de ativação	Manual
Tempo de ativação total	De 1 a 10 minutos
Resolução da Quantidade das Ofertas	1 MW
Duração mínima do Período de Entrega	1 minuto
Duração máxima do Período de Entrega	12,5 minutos
Direção	Positiva (regulação a subir) ou negativa (regulação a baixar)

Artigo 223.º

Áreas de ofertas participantes

1 - As Áreas de Ofertas ativadas para prestar mFRR, em ativação programada, no período quarto-horário em curso ou no período seguinte consideram-se elegíveis para a prestação do serviço transitório de reserva rápida, podendo ser mobilizadas pelo GGS.

2 - A mobilização das Áreas de Ofertas pelo GGS referida no número anterior deve atender às características técnicas respetivas e às suas circunstâncias operacionais, de modo a cumprir os requisitos técnicos apresentados no artigo anterior, bem como às limitações técnicas determinadas pelo GGS ou pelo ORD de ligação.

3 - Os BSP podem ainda sinalizar Áreas de Ofertas aptas à prestação do serviço, mesmo que não estejam programadas no período de 15 minutos corrente, nem no subsequente, não sujeitas à prestação obrigatória do serviço.

Artigo 224.º

Descrição do processo

1 - O recurso ao produto transitório de reserva rápida pelo GGS apenas se justifica quando os meios disponíveis nos demais produtos de balanço não permitam resolver adequadamente a circunstância que motiva a sua utilização e promover a segurança da operação do SEN.

2 - A mobilização deste serviço é desenvolvida de acordo com o seguinte processo, para antecipação ou adiamento dos programas das Áreas de Ofertas:

a) Na sequência das transações estabelecidas na contratação bilateral, nos mercados diários e intradiários e no mercado de reservas de reposição são estabelecidas as trocas comerciais na interligação;

b) Por forma a resolver as restrições técnicas resultantes das transições do programa da interligação e que originam uma necessidade de resposta complementar pelas Unidades Físicas que prestam reserva, o GGS identifica a necessidade de antecipação ou de adiamento do programa de Áreas de Ofertas;

c) O GGS emite ativações do produto específico de reserva rápida na plataforma nacional de mFRR, por forma a concretizar a antecipação ou o adiamento do programa de Áreas de Ofertas, de acordo com os seguintes critérios:

    i) O GGS seleciona as Áreas de Ofertas que apresentem variações significativas do programa entre dois períodos de 15 minutos adjacentes e que tenham condições para cumprir os requisitos técnicos da ativação;

    ii) O GGS seleciona ainda as Áreas de Ofertas sinalizadas pelo respetivo BSP como aptas à prestação do serviço, mesmo que não estejam programadas no período de 15 minutos corrente, nem no subsequente;

    iii) A ativação de Áreas de Ofertas pelo GGS deve evitar arranques extemporâneos das Unidades Físicas, devendo resultar numa continuidade com o programa da Área de Ofertas prévio à ativação, salvo se forem Áreas de Ofertas sinalizadas pelos BSP.

    iv) O GGS tem em conta o preço das ofertas de mFRR com ativação direta das Áreas de Ofertas que tenham sido identificadas nas alíneas anteriores.

3 - O GGS pode recorrer a este serviço para efeito de resolução de congestionamentos, sendo o processo de mobilização do serviço desenvolvido de acordo com o seguinte processo:

a) Por forma a resolver o incidente ou o congestionamento, o GGS identifica a quantidade e as Área de Ofertas cujo programa é necessário alterar;

b) O GGS emite ativações do produto transitório de reserva rápida na plataforma nacional de mFRR, por forma a concretizar a alteração do programa das Áreas de Ofertas.

4 - Para a monitorização deste produto o GGS deve registar as ativações do produto específico de reserva rápida, bem como as razões e toda a informação necessária para a sua justificação.

Artigo 225.º

Valorização do serviço

1 - A energia mobilizada a subir de uma Área de Ofertas, no âmbito do presente serviço, é valorizada, em cada período quarto-horário, de acordo com o máximo entre o preço da oferta ativada no contexto do produto específico, o preço marginal de mFRR de ativação programada e o preço de mFRR de ativação direta a subir, considerando os preços de mFRR em todos os períodos de liquidação abrangidos pela duração da ativação, multiplicado por um fator igual a 1,1 quando positivo, ou multiplicado por um fator igual a 0,9 quando negativo.

2 - Em situações excecionais, em que não seja possível determinar o preço nos termos do número anterior, a energia mobilizada a subir de uma Área de Ofertas é valorizada a 120% do preço marginal do mercado diário, multiplicado por um fator igual a 1,1 quando positivo, ou a 80% do preço marginal do mercado diário multiplicado por um fator igual a 0,9 quando negativo.

3 - A energia mobilizada a baixar de uma Área de Ofertas, no âmbito do presente serviço, é valorizada, em cada período quarto-horário, de acordo com o mínimo entre o preço da oferta ativada no contexto do produto específico, o preço marginal de mFRR de ativação programada e os preços de mFRR de ativação direta a baixar, considerando os preços de mFRR em todos os períodos de liquidação abrangidos pela duração da ativação, multiplicado por um fator igual a 0,9 quando positivo ou multiplicado por um fator igual 1,1 quando negativo.

4 - Em situações excecionais, que não seja possível determinar o preço nos termos do número anterior, a energia mobilizada a baixar de uma Área de Ofertas é valorizada a 80% do preço

marginal do mercado diário, multiplicado por um fator igual a 0,9 quando positivo, ou a 120% do preço marginal do mercado diário multiplicado por um fator igual a 1,1 quando negativo.

Artigo 226.º

Incumprimento da ativação

O GGS verifica o cumprimento das ativações emitidas no âmbito do produto específico transitório de reserva rápida e aplica as penalidades por incumprimento, nos termos estabelecidos na Secção VII do Capítulo XXVII.

Artigo 227.º

Prestação de informação

1 - No âmbito da prestação do serviço específico transitório de reserva rápida para a resolução para a resolução de restrições técnicas e transições do programa estabelecido na interligação, o GGS divulga, no seu sítio na Internet, a seguinte informação relativa às matérias e prazos assinalados:

a) Listagem das mobilizações de energia, por Área de Ofertas, em cada período de entrega do dia d (a publicar em d+1).

b) Custo das mobilizações, em cada período de entrega do dia d (a publicar em d+7).

2 - Anualmente, até 31 de maio, o GGS envia à ERSE um relatório sobre a utilização do produto específico transitório no ano anterior, incluindo a caracterização dessa utilização, uma avaliação do seu impacte sobre os arranques das Unidades Físicas e uma análise das razões objetivas que justificaram a sua utilização.

3 - O relatório anual deve incluir uma caracterização das situações excecionais referidas nos números 2 e 4 do Artigo 225.º.

Capítulo XIX
RESERVAS DE REPOSIÇÃO

Secção I
Objeto, âmbito e definição do serviço

Artigo 228.º
Objeto e âmbito

1 - Este Capítulo define o serviço de Reservas de Reposição (RR) e determina quer as necessidades de Reservas de Reposição do SEN, quer a respetiva metodologia de mobilização das Áreas de Ofertas que prestam este serviço, para além da correspondente valorização.

2 - O serviço de Reservas de Reposição é estabelecido no Regulamento EB, que estabelece orientações relativas ao equilíbrio do sistema elétrico em especial do artigo 19.º do referido regulamento, que detalha a diretriz de implementação para troca de energia de regulação proveniente de Reservas de Reposição.

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

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

Artigo 229.º
Definição do serviço

1 - A correta exploração do SEN, tanto do ponto de vista económico, como de garantia do abastecimento e segurança da operação no curto prazo, exige uma reserva adicional de potência ativa que garanta a cobertura do consumo e o funcionamento em segurança do sistema, perante

incidências que provoquem desequilíbrios entre a geração e o consumo, capazes de esgotar as reservas de FCR, aFRR, mFRR e RR existentes.

2 - A restituição dos níveis de reserva de FCR, aFRR, mFRR e RR existentes devem ser garantidos através da emissão de Instruções de Despacho, para os períodos de entrega do subsequente período de programação, com um tempo de ativação de 30 minutos.

3 - As características do produto encontram-se descritas na tabela e figura seguinte e resultam, (i) da proposta dos ORT relativa ao enquadramento de implantação de uma plataforma europeia de troca de energia de regulação proveniente de reservas de reposição, prevista no artigo 19.º do Regulamento EB e aprovada pela ERSE, na redação atual, e (ii) da Decisão da ACER n.º 1/2020, de 24 de janeiro, da Decisão da ACER n.º 11/2020, de 17 de junho e da Decisão da ACER n.º 3/2022, de 25 de fevereiro, todas na redação atual.

Figura 3 – Características do produto de energia de RR

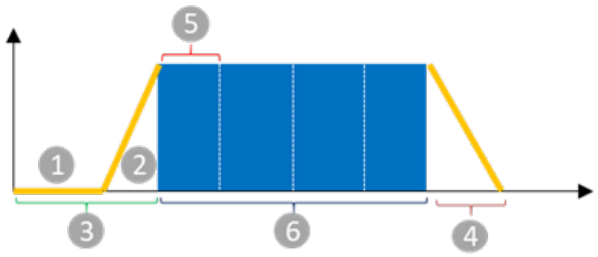


Tabela 18 – Características do produto de energia de RR

Caraterística	Descrição
Modo de ativação	Programado com ativação manual
Período de preparação (1)	De 0 a 30 minutos
Período de rampa (2)	De 0 a 30 minutos
Tempo de ativação total (3)	30 minutos
Período de desativação (4)	Sob responsabilidade do BSP
Quantidade mínima	1 MW
Quantidade máxima	Restringida à disponibilidade e/ou limitações técnicas impostas à Área de Ofertas.
Duração mínima do período de entrega (5)	15 minutos
Duração máxima do período de entrega (6)	60 minutos
Nível de Agregação das Ofertas	As ofertas devem ser feitas por Área de Ofertas.

Caraterística	Descrição
Período de validade	Definido pelo BSP e respeitando os períodos de entrega mínimo e máximo.
Divisibilidade	Ofertas divisíveis e/ou indivisíveis são permitidas.
Preço e resolução da oferta	Definido pelo BSP, com resolução mínima de 0,01 €/MWh
Preço Mínimo e Máximo	Conforme definidos no Anexo I da Decisão da ACER n.º 3/2022, ou de decisão da ACER ou da ERSE que a substitua
Resolução temporal	15 minutos

Artigo 230.º

Unidades físicas participantes

1 - As Unidades Físicas de produção cuja fonte primária seja hidráulica ou térmica (excluindo a cogeração) e que tenham uma potência de ligação igual ou superior a 1 MW, têm obrigatoriamente de participar na prestação deste serviço de sistema, devendo para o efeito cumprir as disposições referidas no Capítulo IV, nomeadamente no Artigo 31.º.

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

3 - O GGS mantém atualizada e pública a lista de Unidades Físicas habilitadas à prestação do serviço de Reservas de Reposição, no seu sítio na Internet.

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

5 - Os BSP que pretendam obter a habilitação para uma Unidade Física, devem solicitar ao GGS, com pelo menos 10 (dez) dias úteis de antecedência, a realização de ensaios tendo em vista a referida acreditação.

6 - As Unidades Físicas habilitadas para prestar o serviço de RR devem cumprir os requisitos previstos na Secção II do Capítulo IV.

Artigo 231.º

Identificação das necessidades

1 - O GGS, atendendo a cada situação particular de exploração, e tendo por base os critérios referidos no Capítulo VI, estabelece as necessidades de Reservas de Reposição que são submetidas para a plataforma transeuropeia que assegura a contratação de Reservas de Reposição.

2 - Na definição das necessidades de Reservas de Reposição, o ORT deve ter em conta as previsões e perspetivas de funcionamento do SEN durante os períodos de entrega relativos ao próximo período de programação e da eventual necessidade repor as reservas de FCR, aFRR, mFRR e RR do SEN.

3 - As necessidades de Reservas de Reposição têm as seguintes características:

Tabela 19 – Características das necessidade de Reservas de Reposição

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

4 - Consideram-se necessidades:

a) Inelásticas, as necessidades apresentadas pelo ORT apenas indicando o volume;

b) Elásticas, as necessidades apresentadas pelo ORT indicando o volume e o preço.

5 - A metodologia de definição dos preços das necessidades elásticas apresentada pelo ORT deve ter em consideração os seguintes princípios:

a) Ter em conta a informação histórica do funcionamento dos mercados de serviços de sistema e dos mercados diário e intradiário ou, em alternativa, informação dos diversos mercados, relativa ao período de entrega em causa;

b) Possibilidade de incorporação de componentes adicionais na definição do preço das necessidades elásticas por forma a refletir a incerteza da operação do SEN, a situação de operação do SEN ou integrar incerteza na determinação dos preços das necessidades apresentadas pelo ORT;

c) Salvaguardar a segurança do abastecimento do SEN.

6 - A metodologia de definição do preço apresentado nas necessidades elásticas não é pública e está sujeita a aprovação da ERSE por iniciativa do ORT ou da ERSE, podendo conter:

a) Periodicidade da atualização dos preços das necessidades elásticas;

b) Metodologia de definição dos preços das necessidades elásticas;

c) Mecanismo de contingência a ser utilizado na definição dos preços das necessidades elásticas;

d) Possibilidade de apresentação de necessidades inelásticas.

Artigo 232.º

Descrição do processo

O processo transeuropeu de contratação de Reservas de Reposição é um processo desenvolvido entre ORT, que inclui os seguintes elementos:

a) Os BSP com Unidades Físicas habilitadas afetas a Áreas de Ofertas estão obrigados a apresentar ofertas de Reservas de Reposição ao ORT;

b) As ofertas apresentadas pelos BSP são anonimizadas e validadas tecnicamente de acordo com o estabelecido na Subsecção V da Secção II do presente Capítulo.

c) As ofertas que não sejam tecnicamente viáveis ou sejam necessárias para assegurar a reserva para a operação em tempo real de acordo com o Artigo 246.º são sinalizadas como indisponíveis e não são consideradas pelo algoritmo que efetua a contratação transeuropeia de Reservas de Reposição;

d) Os ORT encaminham as ofertas válidas para a plataforma transeuropeia que gere o processo de contratação de Reservas de Reposição;

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

f) Caso considere necessário, o ORT pode enviar para a plataforma transeuropeia uma banda admissível para o trânsito na interligação por forma a resolver congestionamentos na interligação. A imposição desta restrição não cria distorções na formação dos preços marginais de Reservas de Reposição.

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

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

i) Até ao minuto indicado em Aviso do GGS, o GGS comunica aos BSP os resultados do processo transeuropeu de contratação de Reservas de Reposição, nomeadamente, as quantidades, as Áreas de Ofertas que prestam o serviço e o preço contratado por este mecanismo;

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

Figura 4 – Descrição do processo transeuropeu de contratação de Reservas de Reposição

Secção II

Ofertas de reservas de reposição

Subsecção I

Apresentação de ofertas de reservas de reposição

Artigo 233.º

Apresentação de ofertas

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

2 - Os BSP, para as Áreas de Ofertas correspondentes a Unidades Físicas habilitadas para prestar o serviço de Reservas de Reposição, oferecem, para cada período de entrega, as suas Reservas de Reposição exequível, tanto para subir como para baixar.

3 - O preço da oferta de Reservas de Reposição para baixar tem, no caso de Áreas de Ofertas que tenham um programa de venda, carácter de preço de recompra da energia não produzida equivalente ou, no caso de Áreas de Ofertas que tenham um programa de aquisição, o preço de compra da energia a consumir.

4 - As Ofertas de Reservas de Reposição devem respeitar as limitações de valor máximo e mínimo impostos pelo GGS ou pelo ORD, na sequência da validação técnica anteriormente efetuada, as declarações de disponibilidade e a Banda de aFRR contratada.

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

a) Quedas e cotas nos aproveitamentos hídricos;

b) Temperaturas ambientes, pressão atmosférica e humidade relativa nas centrais termoelétricas;

c) Energia Armazenada nos dispositivos de armazenamento;

d) Indisponibilidades e condicionamentos.

Subsecção II

Características das ofertas de reservas de reposição

Artigo 234.º

Características das ofertas

1 - Para cada Área de Ofertas, o BSP pode apresentar Ofertas de Reservas de Reposição com as seguintes características:

a) Ofertas Totalmente Divisíveis;

b) Ofertas Parcialmente Divisíveis;

c) Ofertas Indivisíveis;

d) Ofertas Exclusivas:

   i) Exclusivas em Volume;

   ii) Exclusivas no Tempo;

   iii) Ofertas Ligadas;

   iv) Ofertas Multi-Parte.

2 - Os preços constantes das Ofertas de Reservas de Reposição estão limitados a um preço máximo e a um preço mínimo, de acordo com Decisão da ACER ou da ERSE.

3 - As Ofertas de Reservas de Reposição submetidas pelos BSP são encaminhadas pelo ORT para a plataforma transeuropeia que gere o processo de contratação de Reservas de Reposição.

4 - São identificadas como indisponíveis as ofertas de Reservas de Reposição que:

a) No processo de validação efetuado pelo GGS não respeitem as limitações de valor máximo e mínimo impostas pelo GGS ou pelo ORD, as declarações de disponibilidade e a Banda de aFRR contratada;

b) Não sejam tecnicamente viáveis por provocaram uma restrição técnica ou que sejam indispensáveis para assegurar as reservas necessárias para a correta exploração do SEN.

Artigo 235.º

Ofertas totalmente divisíveis

1 - Uma oferta totalmente divisível consiste numa oferta de Reservas de Reposição com uma única quantidade e um único preço.

2 - O período de entrega é de 15 minutos e não tem quantidade mínima.

3 - Se a oferta for aceite, a quantidade aceite será menor ou igual à quantidade máxima oferecida e maior que zero, e se a oferta for rejeitada, o volume aceite será zero.

4 - As características de ofertas totalmente divisíveis são definidas na tabela seguinte.

Tabela 20 – Características de ofertas totalmente divisíveis

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

Artigo 236.º

Ofertas parcialmente divisíveis

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

2 - O período de entrega é de 15 minutos e tem uma quantidade mínima superior a zero.

3 - Se a oferta for aceite, a quantidade aceite será menor ou igual à quantidade máxima oferecida e maior ou igual à quantidade mínima, e se a oferta for rejeitada, o volume aceite será zero.

4 - As características de ofertas parcialmente divisíveis são definidas na tabela seguinte.

Tabela 21 - Características de ofertas parcialmente divisíveis

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

Artigo 237.º

Ofertas indivisíveis

1 - Uma oferta Indivisível, ou oferta de bloco, é uma oferta de Reservas de Reposição com uma única quantidade e um único preço.

2 - O período de entrega é de 15 minutos e tem uma quantidade mínima igual à sua quantidade máxima.

3 - A oferta é aceite na sua totalidade ou nada é aceite.

4 - As características das ofertas indivisíveis são apresentadas na tabela seguinte.

Tabela 22 - Características de ofertas indivisíveis

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

Artigo 238.º

Ofertas ligadas no tempo

1 - As ofertas ligadas no tempo são ofertas de Reservas de Reposição para as quais a mesma taxa de aceitação α é considerada pelo processo transeuropeu de contratação de Reservas de Reposição.

2 - A taxa de aceitação α corresponde ao rácio entre a quantidade de uma oferta e o máximo volume oferecido, sendo expresso da seguinte forma:

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

onde:

α_i – Corresponde ao rácio aceite da oferta *i*

q_i – Corresponde ao volume aceite da oferta *i*

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

3 - As ofertas ligadas no tempo podem ser ofertas totalmente divisíveis, parcialmente divisíveis ou indivisíveis, e devem obrigatoriamente corresponder a diferentes intervalos de tempo (de 15 minutos).

4 - As ofertas podem ter diferentes quantidades e/ou preços.

5 - Neste exemplo, é ativada em cada oferta a mesma percentagem da oferta relativamente às quantidades máximas, isto é, o mesmo rácio de aceitação é aplicado $\alpha_1=\alpha_2=\alpha_3=\alpha_4$, notando-se que a quantidade mínima é apenas uma restrição, sendo que apenas a oferta mais restrita é relevante e usada pelo algoritmo.

6 - Podem ser submetidas ofertas ligadas no tempo:

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

Tabela 23 – Ofertas ligadas como uma curva

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

A curva de preços pode ser descontinua.

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

Tabela 24 - Ofertas ligadas explicitamente

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

Subsecção III

Ofertas exclusivas em volume ou no tempo

Artigo 239.º

Ofertas exclusivas em volume ou no tempo

1 - As ofertas exclusivas são ofertas de Reservas de Reposição que satisfazem a seguinte condição: apenas uma (ou nenhuma) das ofertas exclusivas pode ser ativada.

2 - Assim, a ativação de uma suboferta pertencente a uma oferta exclusiva automaticamente exclui as outras subofertas pertencentes à mesma oferta exclusiva.

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

Artigo 240.º

Ofertas exclusivas em volume

1 - As ofertas exclusivas na quantidade podem ser ou totalmente divisíveis, parcialmente divisíveis, indivisíveis, ou ligadas no tempo oferecidas como uma curva, e podem ter diferentes sentidos, isto é, a subir e/ou a baixar.

2 - Estas ofertas podem ter diferentes quantidades e/ou preços, mas não podem ser em simultâneo exclusivas no tempo com outras ofertas.

Artigo 241.º

Ofertas exclusivas no tempo

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

2 - Estas ofertas podem ter diferentes volumes e/ou preços, contudo não podem ser em simultâneo, exclusivas em quantidade, ou ligadas ou em quantidade ou no tempo com outras ofertas.

Subsecção IV

Ofertas multi-parte

Artigo 242.º

Ofertas multi-parte

1 - As ofertas multi-parte são ofertas de Reservas de Reposição que possuem preços distintos para diferentes quantidades.

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

3 - As ofertas podem ser totalmente divisíveis, parcialmente divisíveis ou indivisíveis e possuem sentido único.

4 - A curva de preços apenas pode ser crescente.

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

Subsecção V

Validação das ofertas de reservas de reposição

Artigo 243.º

Validação das ofertas de RR antes do fecho do período de apresentação de ofertas por parte do BSP

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

2 - No momento da comunicação da Oferta de Reservas de Reposição e para cada período de programação, o GGS verifica, para cada Área de Ofertas:

a) Que a potência oferecida para baixar ou a subir é inferior ou igual à potência instalada;

b) Se o tipo de oferta apresentado é permitido e de acordo com os tipos pré-definidos na Subsecção II da presente secção;

c) Se a sintaxe do documento referente à oferta se encontra correta.

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

Artigo 244.º

Validação das ofertas de RR após o fecho do período de apresentação de ofertas por parte do BSP

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

a) A repartição por Unidade Física apresentada pelo BSP ou, na sua ausência, da repartição por Unidade Física criada pelo GGS;

b) As indisponibilidades que afetam as Unidades Físicas que compõem a Área de Ofertas;

c) A Banda de aFRR que esteja atribuída às Unidades Físicas ou Unidade de Ofertas de aFRR que compõem a Área de Ofertas;

d) As limitações impostas pelo GGS ou pelo ORD na sequência de identificação de restrições técnicas.

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

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

Artigo 245.º

Validação das ofertas das unidades físicas ligadas à rede de distribuição

1 - O operador da rede de distribuição à qual uma Unidade Física prestadora do serviço de reserva de reposição esteja ligada (e ao operador da rede intermediária entre esta e a rede de transporte) tem a possibilidade de estabelecer limites ao fornecimento dessa reserva, permanentes ou temporários, com base em razões técnicas como a localização geográfica das Unidades Físicas.

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

Artigo 246.º

Marcação de uma oferta como indisponível

1 - O ORT pode marcar algumas ofertas como indisponíveis para ativação na plataforma transeuropeia se constatar que as ofertas disponíveis de Reservas de Regulação não são suficientes para assegurar a operação em tempo real nas condições de segurança previstas no Capítulo VI.

2 - Para o efeito, as ofertas de Reservas de Reposição, para cada período de 15 minutos, são ordenadas por preço ascendente para subir e descendente nas ofertas para baixar.

3 - No primeiro período de entrega de 15 minutos, marca-se para o sentido de regulação a subir as ofertas com um preço mais elevado como indisponíveis por forma assegurar o disposto no número anterior, refletindo-se esta ação nos restantes períodos de entrega do período de programação de acordo com o tipo de oferta enquanto para o sentido de regulação a baixar marcam-se as ofertas com o menor preço.

Secção III

Contratação de reservas de reposição

Artigo 247.º

Contratação

1 - A contratação de Reservas de Reposição é efetuada pela plataforma transeuropeia prevista no artigo n.º 19 do Regulamento EB.

2 - As ofertas encontradas pela plataforma são comunicadas ao GGS, que as ativa nacionalmente.

3 - O GGS deverá publicar no seu sítio na internet documentação que descreva o processo de contratação e a descrição do algoritmo utilizado no processo de contratação de Reservas de Reposição.

Artigo 248.º

Controlabilidade da interligação

1 - O GGS pode enviar, para a plataforma transeuropeia que assegura o processo transeuropeu de contratação de Reservas de Reposição, uma banda admissível para o trânsito na interligação quando o saldo líquido global dos programas de trocas transfronteiriças contratados no mercado diário e mercado intradiário for superior à capacidade de interligação.

2 - Nesta situação, a plataforma transeuropeia que assegura o processo transeuropeu de contratação de Reservas de Reposição deve, no mínimo, assegurar o estabelecimento de um programa de troca de energia elétrica na interligação, com a amplitude e sentido apropriados, por forma a que o saldo líquido global dos programas de trocas entre ambos os sistemas elétricos, após o processo transeuropeu de contratação de Reservas de Reposição, respeite o valor da capacidade de interligação disponível.

Artigo 249.º

Rendas de congestionamento

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

2 - O diferencial de preços entre sistemas determina uma valorização diferenciada da energia afeta ao trânsito na interligação que, por sua vez, origina uma renda a repartir em partes iguais, entre operadores da rede de transporte.

3 - A renda de congestionamento afeta ao processo de Reservas de Reposição é calculada como a multiplicação entre o diferencial de preços da energia de Reservas de Reposição e o incremento do trânsito na interligação resultante do processo transeuropeu de contratação de Reservas de Reposição.

4 - As receitas obtidas devem ser destinadas para os fins estabelecidos no RARI.

Artigo 250.º

Mecanismos de contingência para a contratação de reservas de reposição

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

2 - Caso o algoritmo que efetua a contratação de Reservas de Reposição, considerando a capacidade de interligação entre países para o processo de contratação de Reservas de Reposição zero, não convirja e, por consequência, não forem determinados os resultados deste processo, o GGS informa os diversos BSP que o processo de contratação de Reservas de Reposição foi suspenso e que não são contratadas Reservas de Reposição para o período de entrega em causa, sendo que o GGS satisfaz as suas necessidades (tendo em conta as previsões de consumo mais atualizadas) no mercado subsequente, isto é, no mercado de mFRR.

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

4 - A ativação do modo de contingência na contratação de energia de RR conforme descrito na presente secção deve ser comunicada pelo GGS aos BSP no menor prazo possível, devendo ainda o GGS comunicar à ERSE, até ao dia útil seguinte, a caracterização sumária da contingência e o seu impacte na contratação de RR.

5 - O GGS deve desenvolver os melhores esforços para abreviar o tempo da contingência, retomando o processo normal de contratação logo que possível.

6 - O fim da contingência e a retoma do processo normal de contratação de RR deve ser comunicado pelo GGS aos BSP no menor prazo possível, devendo ainda o GGS comunicar à ERSE, até ao dia útil seguinte.

Secção IV

Valorização do serviço de reservas de reposição

Artigo 251.º

Valorização do serviço de reservas de reposição

A energia de reservas de reposição resultante das ofertas de reservas de reposição ativadas, bem como das necessidades de reservas de reposição satisfeitas, valoriza-se, em cada período quarto-horário, ao correspondente preço marginal da Reserva de Reposição da área de mercado portuguesa.

Secção V

Incumprimento da instrução de despacho

Artigo 252.º

Incumprimento da instrução de despacho

1 - A penalização pelo incumprimento das ativações que correspondam a ofertas de RR ativadas encontra-se estabelecida no Capítulo XXVII, sobre liquidação.

2 - Para efeitos da verificação do cumprimento da ativação, o GGS avalia os valores de energia ativa injetada ou consumida pela Área de Ofertas ou conjunto de Áreas de Ofertas no período de liquidação, registados no sistema de controlo do GGS.

3 - A verificação do cumprimento das ativações das ofertas de um BSP num determinado período de liquidação deve agrupar as respetivas Áreas de Ofertas.

4 - Se o GGS tiver emitido limitações técnicas para uma determinada Área de Ofertas, a verificação do cumprimento da limitação técnica também deve ser verificada nos termos do Capítulo XXVII.

Secção VI

Prestação de informação

Artigo 253.º

Prestação de informação

1 - O GGS publica no seu sítio na Internet um documento com a descrição detalhada do processo de contratação de RR e do algoritmo utilizado no processo de contratação europeu de RR, através da plataforma europeia de contratação de RR, mantendo essa informação atualizada.

2 - O GGS disponibiliza à ERSE, por meios, formatos e prazos acordados, dados detalhados das ofertas, necessidades e ativações de energia de RR, bem como sobre as situações em que o GGS submeta necessidades de RR na plataforma europeia, numa dada unidade de tempo de mercado e num dado sentido, superiores às ofertas de RR colocadas pelos BSP na zona LFC portuguesa.

3 - No âmbito da prestação de informação referente ao mercado de serviços de sistema, o GGS divulga, no seu sítio na Internet, a seguinte informação, considerando as matérias e prazos assinalados:

a) Energia de Reservas de Reposição a subir e a baixar, resultante da mobilização de Reservas de Reposição, em cada período de entrega do dia d (a publicar em d+1);

b) Preços marginais da energia de Reservas de Reposição contratada a subir e a baixar, em cada período de entrega do dia d (a publicar em d+1);

c) Energia de Reservas de Reposição contratada, a subir e a baixar, por Área de Ofertas, em cada período de entrega do dia d (a publicar em d+7);

d) Ofertas de Reservas de Reposição relativas ao dia d (a publicar em d+7).

Capítulo XX
PRODUTO ESPECÍFICO DE BANDA DE RESERVA DE RESTABELECIMENTO DA FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO MANUAL

Secção I
Âmbito e definição do serviço

Artigo 254.º
Âmbito

Este Capítulo estabelece as regras relativas ao funcionamento do produto específico da Banda de Reserva de Restabelecimento da frequência com ativação manual (Banda de mFRR), a prestar pelas Áreas de Ofertas habilitadas a prestar o serviço, bem como o regime retributivo da prestação do serviço e as penalizações associadas a eventuais incumprimentos.

Artigo 255.º
Definição do serviço

1 - 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, carece de uma quantidade mínima de mFRR para fazer face às 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.

2 - Caso os estudos de segurança do abastecimento, realizados de acordo com os pressupostos do Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento do SEN, evidenciem a existência no SEN de índices de cobertura probabilístico da ponta (ICP) inferiores à unidade e as análises de reserva operacional revelem um LOLE (Loss of Load Expectation) superior a 5 horas/ano, ou caso outros estudos realizados de acordo com o Capítulo XXII evidenciem risco de falha do abastecimento, a reserva operacional do SEN será complementada com banda de mFRR, sendo fornecida por Áreas de Ofertas associadas a agentes de mercado habilitados a participar nos serviços de regulação e outros serviços de sistema (BSP), por forma a salvaguardar a segurança do abastecimento do SEN.

3 - O valor do LOLE referido no número anterior pode ser substituído por outro, que venha a ser definido pelo Estado-Membro ou pela entidade competente designada pelo mesmo, de acordo com a "Methodology for calculating the value of lost load, the cost of new entry and the reliability standard" de 2 de outubro 2020, conforme disposto no artigo 23.º (6) do Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019.

4 - Estabelece-se, como princípio, que o serviço adjudicado às Áreas de Ofertas seja submetido, de acordo pelas as regras indicadas neste Capítulo, sob a forma de ofertas de mFRR com ativação programada que terão tratamento análogo aos demais prestadores do serviço de mFRR quanto à mobilização da mFRR com ativação programada, para equilíbrio do SEN, e às correspondentes obrigações e penalizações.

5 - Em termos de definição do produto específico, a Banda de mFRR é definida como sendo a margem de variação da potência em que uma Área de Ofertas pode ser mobilizada a subir, através de uma ativação programada, num tempo inferior a 12,5 minutos, partindo do ponto de funcionamento em que se encontra.

6 - Tal como definido no Capítulo XXVII, o referencial de liquidação considera negativos os valores afetos a direitos de recebimento dos BSP, e positivos, os valores relativos às obrigações de pagamento dos BSP.

Secção II

Adesão ao serviço de Banda de Reserva de restabelecimento da frequência com ativação manual

Artigo 256.º

Adesão ao serviço

As entidades que pretendam candidatar-se à prestação do serviço de Banda de mFRR devem:

a) Celebrar o Contrato de Adesão ao Mercado de Serviços de Sistema com o GGS;

b) Prestar, caso seja aplicável, a correspondente caução junto do GIG;

c) Constituir uma Área de Ofertas específica, que tenha associadas Unidades Físicas habilitadas para prestar o serviço de mFRR e de Banda de mFRR;

d) Iniciar o processo de habilitação no mercado de contratação de Banda de mFRR, cujas regras e procedimentos se encontram descritos no Artigo seguinte

Artigo 257.º

Processo de habilitação

1 - As entidades ou instalações que pretendam prestar o serviço de Banda de mFRR devem preencher os seguintes requisitos:

a) Ligação em MAT, AT ou MT e ser:

   i) Uma Unidade Física associada a uma instalação de consumo de energia elétrica; ou

   ii) Uma Unidade Física associada a uma instalação de produção de energia elétrica que não seja sujeita a participação obrigatória no mercado de mFRR, nos termos da legislação e regulamentação em vigor; ou

   iii) Uma Unidade Física associada a uma instalação de armazenamento.

b) A entidade deve ser um agente de mercado habilitado a fornecer mFRR;

c) Na eventualidade da instalação consumidora ter associada uma instalação de cogeração, comprovar a capacidade de redução do consumo sem perda da geração da referida instalação de produção, mantendo a instalação de cogeração a obrigação de cumprir com o disposto no regime jurídico aplicável a todas as vertentes de energia produzida em cogeração.

d) No caso de uma Unidade de Produção em Autoconsumo que não utilize a RESP a aferição do cumprimento da prestação do serviço será efetuada pelo saldo entre consumo e produção no ponto de interligação com a RESP;

e) Cada Unidade Física deve apresentar uma potência elegível (P_{el}) igual ou superior a 1 MW;

f) Instalar os equipamentos de medida em tempo real, em conformidade com os requisitos publicados pelo GGS;

g) Correto funcionamento das comunicações em tempo real entre a Unidade Física e o SCADA do GGS;

h) A inexistência de valores em dívida vencida não regularizada perante o GGS;

i) Prestação de garantia ao GIG, ao abrigo do regime de gestão de riscos e garantias no SEN, sempre que aplicável;

j) Cumprir os requisitos estabelecidos para participar no Mercado de mFRR no Capítulo XIII.

2 - O BSP é responsável por adquirir, instalar e manter em bom estado de funcionamento os equipamentos e infraestruturas necessárias para a prestação do serviço de Banda de mFRR, bem como suportar os custos associados à sua aquisição, conservação e manutenção.

3 - As Unidades Físicas que podem participar na prestação deste serviço de sistema são aquelas cuja capacidade total de energia de restabelecimento da frequência com ativação manual a subir, equivalente a consumo a baixar, seja superior ou igual a 1 MW e obtenham a correspondente habilitação junto do GGS.

4 - O GGS mantém atualizada e pública a lista das Áreas de Ofertas e Unidades Físicas habilitadas à prestação do serviço de Banda de mFRR, na sua página na Internet.

5 - O procedimento de habilitação de uma Unidade Física para a prestação do serviço desenvolve-se nas seguintes fases:

a) Instrução do pedido de inscrição;

b) Processo de Registo;

c) Decisão sobre o processo de habilitação.

Artigo 258.º

Instrução do pedido de inscrição

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

2 - O Requerente, além da informação identificada no Artigo 15.º do Capítulo II, deve prestar a seguinte informação ao GGS:

a) Comprovativo de que a instalação está ligada em MAT, AT ou MT;

b) Na eventualidade da instalação consumidora ter associada uma instalação de cogeração, comprovar a capacidade de redução do consumo sem perda da geração das referidas instalações;

c) Para instalações consumidoras que tenham associado uma UPAC, comprovar que o referido conjunto tem a capacidade de redução de energia elétrica consumida da RESP;

d) O esquema unifilar da instalação com a indicação dos equipamentos de contagem;

e) Memória descritiva em que se detalha a implementação dos canais de comunicação entre a Unidade Física e o SCADA do GGS;

f) Memória descritiva dos aplicativos necessários para participar no Mercado de mFRR.

3 - A resposta ao pedido é comunicada pelo 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.

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

Artigo 259.º

Processo de Registo

1 - Após a receção da documentação indicada no Artigo 258.º, o GGS verifica se a instalação cumpre todos os requisitos técnicos identificados no Artigo 257.º e, caso se confirme o cumprimento dos requisitos técnicos, procede ao agendamento do ensaio na sequência de solicitação do Requerente que deve ser efetuado com uma antecedência mínima de 5 (cinco) dias úteis da data pretendida para a realização do mesmo.

2 - O ensaio estabelecido no número anterior terá a duração de 15 minutos em que se comprova:

a) A potência elegível (P_{el}) que corresponde à potência máxima que a Unidade Física associada a uma Área de Ofertas poderá disponibilizar no mercado de Banda de mFRR;

b) Caso a Unidade Física corresponda a uma instalação consumidora que tenha associada uma instalação de cogeração, que a produção da instalação de cogeração não é afetada pela redução do consumo da instalação consumidora.

3 - A data, quarto de hora e potência que a Unidade Física cumpre durante a realização do ensaio são propostas pelo Agente de Mercado ao GGS.

4 - A potência elegível (P_{el}) é determinada da seguinte forma:

$$P_{el}=|P_{QV}-P_{Qe}|$$

Onde:

P_{QV} Potência média consumida/injetada da RESP pela Unidade Física no segundo quarto de hora anterior ao da realização do ensaio.

P_{Qe} Potência média consumida/injetada da RESP pela Unidade Física no quarto de hora em que ocorreu a realização do ensaio.

5 - Quando a Unidade Física corresponda a uma instalação consumidora que tenha associada uma instalação de cogeração, 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:

$$P_{QCOGv} \leq P_{QCOGe}$$

Onde:

P_{QCOGv} Potência média produzida pela instalação de cogeração associada à Unidade Física no segundo quarto de hora anterior ao da realização do ensaio.

P_{QCOGe} Potência média produzida pela instalação de cogeração associada à Unidade Física no quarto de hora em que ocorreu a realização do ensaio.

6 - Encontram-se dispensadas da realização dos ensaios a que se referem os números anteriores relativos ao processo de registo, as unidades físicas que se hajam habilitado em processos anteriores de prestação de serviço de mFRR, sem prejuízo de o deverem efetuar para alterações da instalação que hajam ocorrido.

Artigo 260.º

Decisão final sobre o processo de habilitação

1 - A decisão final referente ao processo de habilitação é comunicada por escrito pelo GGS ao Requerente, logo que o Requerente apresente toda a documentação identificada no presente Capítulo, preste todos os esclarecimentos necessários e tenham sido realizados os ensaios definidos no artigo anterior. Na decisão do processo de habilitação, o GGS deve indicar a potência máxima que a Unidade Física pode disponibilizar na Área de Ofertas que participa no Mercado de Banda de mFRR, P_{el}.

2 - Caso a Área de Ofertas perca a habilitação durante a vigência do período de contratação, o BSP apenas tem direito à remuneração associada à prestação do serviço relativa ao período em que operou neste referencial de contratação devidamente habilitado.

3 - A perda da habilitação de uma Área de Ofertas, para os períodos de banda de mFRR contratada, implica a aplicação de incumprimento total de banda de mFRR com início no quarto de hora seguinte à perda de habilitação até à reposição da mesma.

4 - O GGS pode retirar a habilitação quando detete uma falha de capacidade técnica para a prestação deste serviço, de acordo com as condições exigidas para a sua habilitação, ou quando a qualidade do serviço prestado não cumpra os requisitos exigidos, devendo a referida habilitação apenas ser reposta após a realização dos ensaios previsto na Subsecção II da Secção IV.

Secção III

Mercado de contratação de banda de reserva de Restabelecimento da frequência com ativação manual

Artigo 261.º

Formato e modelo de contratação

1 - A contribuição de cada Área de Ofertas na satisfação das necessidades de Banda de mFRR, é determinada tendo como base o estabelecimento do Mercado de Banda de mFRR sob o formato de leilão competitivo.

2 - O Mercado de Banda de mFRR segue um formato de envelope fechado para a atribuição de Banda de Reserva de mFRR às Áreas de Ofertas habilitadas nos termos do presente Capítulo.

Artigo 262.º

Convocatória do leilão

1 - A ERSE efetua a convocatória para a realização do leilão do Mercado de Banda de mFRR, especificando os seguintes aspetos:

a) Data de realização do leilão e período de submissão de ofertas;

b) Período ou períodos de contratação;

c) As necessidades de Banda de Reserva de mFRR colocada à negociação determinada mediante proposta técnica do GGS;

d) Preço de Reserva do Leilão de Banda de mFRR (€/MW/quarto-hora).

2 - A ERSE pode ainda estabelecer na convocatória de cada leilão limitações de participação, totais ou parciais, salvaguardando a existência de um portefólio diversificado na prestação do serviço de Banda de mFRR, que deve garantir que este é assegurado por uma pluralidade de tecnologias ou tipos de Agentes de Mercado, e em função das condições de mercado e da experiência recolhida em leilões anteriores.

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

4 - As necessidades de Banda de mFRR terão as seguintes características:

Tabela 25 – Características das necessidades de Banda de mFRR

Caraterística	Descrição
Quantidade	Valor estabelecido pela ERSE na especificação do leilão e que será constante durante todos os períodos de contratação estabelecidos na convocatória.
Duração do período de contratação	A definir na convocatória realizada pela ERSE
Localização	As necessidades são satisfeitas por Áreas de Ofertas localizadas na área de regulação Portuguesa.
Sentido de Regulação	Positivo (regulação a subir)
Resolução do volume	O volume tem a resolução de 1 MW

Artigo 263.º

Operacionalização do leilão

1 - O leilão do Mercado de Banda de mFRR realiza-se através de meios e plataforma disponibilizada pelo GGS, podendo, para o efeito, recorrer à prestação de serviços por entidade terceira em termos e condições aprovados pela ERSE.

2 - Até ao dia útil imediatamente anterior ao dia de realização do leilão, o GGS pode propor, de forma justificada, à ERSE a suspensão do leilão, podendo ainda ser alterado o preço a que se refere a alínea d), do n.º 1 - do Artigo 262.º.

Artigo 264.º

Fases do leilão

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

a) Informação inicial, correspondente à divulgação pública da convocatória do leilão;

b) Submissão ou alteração de ofertas, correspondente ao período no qual os BSP submetem as suas ofertas na respetiva plataforma, com a vigência estabelecida na convocatória do leilão;

c) Validação das ofertas, correspondente ao processo de validação de todas as ofertas rececionadas no período de submissão, por aplicação dos critérios de formato e conteúdo obrigatório dessas ofertas;

d) Processamento, correspondente ao processo de encontro dos resultados do leilão, por aplicação das regras definidas no presente Capítulo, e determinação de preço final, quantidades adjudicadas e respetivos adjudicatários;

e) Informação de fecho do leilão, correspondente à disponibilização dos resultados do leilão aos BSP participantes.

Artigo 265.º

Formato e conteúdo das ofertas

1 - Os BSP que detenham Áreas de Ofertas registadas para participar no Mercado de Banda de mFRR oferecem, por Área de Ofertas e para o período de contratação estabelecido na especificação do produto aprovada pela ERSE, uma Banda de mFRR a subir em MW e um preço

em €/MW/quarto-hora necessariamente igual ou inferior ao Preço de Reserva determinado para o Leilão de Banda de mFRR.

2 - A comunicação das ofertas, para cada período de contratação e por Área de Ofertas registada para participar no Mercado de Banda de mFRR, deve ocorrer temporalmente nos termos estabelecidos na convocatória do leilão de atribuição da Banda de mFRR, respeitando por oferta:

a) A Banda de mFRR mínima, que será de pelo menos 1 MW, a oferecer no bloco de preço ofertado mais baixo;

b) Os limites técnicos das Unidade Físicas que integram as Áreas de Ofertas.

3 - Para cada período de contratação colocado em leilão que pretenda licitar, as ofertas submetidas pelos BSP devem obedecer às características constantes da seguinte tabela:

Tabela 26 – Características das ofertas de Banda de mFRR

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

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

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

6 - As ofertas de ativação são efetuadas no referencial de geração para todas as Áreas de Ofertas.

Artigo 266.º

Validação das Ofertas de Banda de Reserva de Restabelecimento da frequência com ativação manual

1 - O GGS realiza um conjunto de validações às Ofertas de Banda de mFRR que foram apresentadas pelos BSP, nomeadamente, verificará para cada Área de Oferta:

a) A potência oferecida nas Ofertas de Banda de mFRR é inferior à soma das P_{el} comunicada no final do processo de habilitação, associadas às Unidades Físicas de uma determinada Área de Ofertas;

b) A potência atribuída cumulativamente em períodos de contratação que sejam sobrepostos não pode, para cada Área de Oferta, exceder a soma das respetivas potências elegíveis (P_{el}) que a compõem;.

c) A potência oferecida no par preço/quantidade com preço mais baixo da Oferta de Banda de mFRR deve ser igual ou superior a 1 MW;

d) O número de blocos da Oferta de Banda de mFRR, para cada período de contratação licitado, não excede os 10 blocos;

e) O preço apresentado em todos os blocos da oferta de Banda de mFRR é inferior ou igual ao preço de reserva estabelecido na convocatória do leilão.

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

3 - A não verificação das condições expressas nas alíneas d) e e) 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.

Artigo 267.º

Processamento das ofertas de banda de reserva de restabelecimento da frequência com ativação manual

1 - Uma vez concluída a fase de validação das Ofertas, para cada período de contratação em licitação, o GGS, 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.

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

3 - Os volumes adjudicados são considerados firmes e contratados pelo GGS, adquirindo o BSP responsável pela Área de Ofertas contratada, a obrigação de cumprir com a Banda de mFRR atribuída à Área de Ofertas.

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

Artigo 268.º

Preço do leilão e adjudicação de quantidades

1 - O preço do leilão corresponde, para cada período de contratação em licitação, ao preço de compra do serviço de Banda de mFRR pelo GGS e ao preço de venda de todos os BSP adjudicatários para os respetivos blocos contratados.

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

3 - Nas situações em que a satisfação das necessidades de Banda de mFRR é assegurada pelo 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 pelo somatório dos volumes dos blocos que concorrem para a formação do preço, incluindo o bloco

de quantidade mínima por inteiro, podendo ser adjudicado um volume adicional até 1 MW em cada quarto de hora, desde que para satisfação de um bloco indivisível de quantidade mínima.

4 - 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 mFRR, se existir, para os restantes blocos divisíveis.

Artigo 269.º

Informação dos resultados do leilão

1 - Uma vez concluída a fase de processamento das Ofertas do leilão, determinados os preços e respetivas quantidades a adjudicar, o GGS deve informar a ERSE e os adjudicatários no leilão, dos resultados respetivos, até às 12h00 do dia útil seguinte à conclusão do leilão.

2 - O GGS deve ainda remeter à ERSE um relatório de informação final das quantidades adjudicadas no leilão até 5 dias úteis após a conclusão do leilão.

3 - O GGS pode, com base no relatório de informação 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 de Banda de mFRR estabelecida pela ERSE na convocatória prevista no Artigo 262.º.

Secção IV

Ativação da reserva contratada no Mercado de Banda de Reserva de Restabelecimento da frequência com ativação manual

Subsecção I

Informação e aceitação da reserva contratada

Artigo 270.º

Informação a prestar ao GGS

1 - Para a adequada aplicação e execução do serviço de Banda de Reserva de mFRR, o BSP deve facultar a seguinte informação ao GGS:

a) Programação das Unidades Físicas – O GGS deve receber dos BSP a informação relativa à programação da produção, consumo em armazenamento ou consumo por Unidade Física.

b) Ofertas de mFRR – As ofertas de mFRR das Áreas de Ofertas contratadas.

c) Paragens Programadas - O BSP deve enviar ao 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 Área de Ofertas, para prestar o serviço.

d) Indisponibilidades - O BSP deve comunicar ao GGS qualquer anomalia que se verifique nas Unidades Físicas, que afete a programação enviada.

e) Adicionalmente as indisponibilidades de equipamentos de comunicação e medida, ou dos aplicativos necessários para participar no Mercado de mFRR também devem ser comunicados tempestivamente.

f) Produção, consumo em Armazenamento ou Consumo em tempo Real - O GGS, deve dispor, com uma periodicidade que não exceda os 12 segundos, dos valores instantâneos da potência ativa e reativa da Unidade Física.

2 - Para efeitos do programa a que se refere a alínea c) do número anterior, o programa previsional pode ser alterado através de comunicação do BSP com, pelo menos 5 (cinco) dias de antecedência relativamente ao primeiro evento que seja objeto de alteração.

3 - Os meios e formatos para a comunicação da informação referida nos números anteriores são divulgados pelo GGS aos BSP com anterioridade ao início da entrega da potência adjudicada em leilão do mercado de Banda de Reserva de mFRR.

Artigo 271.º

Ativação da reserva contratada no Mercado de Banda de Reserva de Restabelecimento da frequência com ativação manual

1 - As Áreas de Ofertas que foram contratadas no Mercado de Banda de mFRR estão obrigadas a fornecer a Banda de mFRR que lhes foi adjudicada, através da participação obrigatória no Mercado de mFRR estabelecido no Capítulo XVII, com a apresentação de Ofertas de mFRR de ativação programada.

2 - Para efeitos da participação no Mercado de mFRR, os BSP são obrigados a apresentar a programação da produção, consumo em armazenamento ou do consumo das suas Unidades Físicas.

3 - As Ofertas de mFRR apresentadas pelos BSP devem refletir a eventual potência residual das instalações consumidoras associadas.

4 - Os BSP responsáveis pelas Áreas de Ofertas que foram adjudicadas no Mercado de Banda de mFRR, devem apresentar Ofertas de mFRR de ativação programada com a quantidade mínima correspondente à Banda de mFRR contratada.

5 - Adicionalmente, os BSP podem apresentar ofertas com quantidade superior à Banda de mFRR contratada por Área de Ofertas, caso esta seja inferior ao valor máximo estabelecido no processo de habilitação, para a respetiva Área de Ofertas.

6 - Os BSP podem ainda apresentar ofertas ligadas de quatro blocos de 15 minutos, que são mobilizadas ou desconsideradas nos termos do processo de determinação do preço do mercado de mFRR.

7 - O GGS pode optar por fazer considerar as ofertas previstas no número anterior na curva de oferta do mercado de reserva de reposição, sem prejuízo da valorização das mesmas prevista no número seguinte.

8 - As ofertas com as características previstas nos números anteriores, uma vez adjudicadas, são valorizadas, para efeitos de liquidação, ao preço médio ponderado por volume dos períodos de 15 minutos correspondentes do mercado de mFRR.

9 - A apresentação e mobilização das Ofertas de mFRR cumpre o disposto no Capítulo XVII.

Subsecção II

Ensaios de verificação de disponibilidade

Artigo 272.º

Ensaios de verificação

1 - As Áreas de Ofertas que prestam serviço de Banda de mFRR podem ser sujeitas a ensaios de verificação da sua disponibilidade.

2 - Assiste à ERSE o direito de acompanhar e monitorizar todo o processo de seleção das Áreas de Ofertas e de realização de ensaios de verificação de disponibilidade, cujos procedimentos estão descritos nos Artigos seguintes.

3 - O GGS publicará na sua página de internet o resultado dos ensaios realizados.

Artigo 273.º

Seleção das Áreas de Ofertas

1 - O produto contratado pelas Áreas de Ofertas deve, durante o período de contratação estabelecido no Mercado de contratação de Banda de mFRR, estar permanentemente disponível para mobilização por parte do GGS, podendo ser testado a qualquer instante do período contratado para a prestação do serviço.

2 - Mensalmente, o GGS identifica todas as Áreas de Ofertas contratadas para prestar o serviço de Banda de mFRR, cuja disponibilidade deve ser verificada, e efetua um sorteio com vista a selecionar as Áreas de Ofertas que, no mês subsequente, vão realizar o ensaio de verificação de disponibilidade.

3 - Caso a Área de Ofertas sorteada para a realização de ensaio de disponibilidade tiver cumprido uma mobilização para a totalidade da Banda de mFRR contratada, e tenha solicitado ao GGS a consideração da mobilização para efeitos de ensaio de verificação de disponibilidade até 5 dias úteis antes da data sorteada, a referida mobilização é considerada para esse efeito, em substituição do ensaio, durante o ano civil em que ocorreu.

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

a) A lista de Áreas de Ofertas a sortear em cada mês, é composta por todas as Áreas de ofertas que tenham Banda de mFRR adjudicada no mês subsequente e que ainda não tenham sido ensaiadas num determinado ano civil.

b) O sorteio das datas e períodos de contratação em que se realizam os ensaios de disponibilidade consideram o peso de dez para os quartos de hora compreendidas entre as 10:00 e as 23:00 dos dias úteis e o peso de zero nos restantes quartos de hora;

c) Para cada Área de Ofertas sorteada, são automaticamente atribuídas uma data e hora para a realização do ensaio. Os ensaios realizam-se nas datas e períodos de contratação sorteados, seguindo a ordem ditada pelos respetivos sorteios;

d) De acordo com a ordem ditada pelo respetivo sorteio mensal, compete ao GGS decidir quantas Áreas de Ofertas vão realizar o ensaio de verificação de disponibilidade no mês em questão.

Artigo 274.º

Realização dos ensaios de verificação de disponibilidade

1 - Até 15 minutos antes da realização do ensaio de verificação de disponibilidade, o GGS envia uma comunicação eletrónica indicando:

a) O instante de início do ensaio de verificação de disponibilidade;

b) O instante de finalização do ensaio de verificação de disponibilidade deverá corresponder a 15 minutos depois do instante de início estabelecido na alínea anterior;

c) A potência máxima a injetar/consumir pela Área de Ofertas.

2 - A supracitada comunicação é efetuada pelos meios estabelecidos para a submissão de Instrução de despacho resultantes da participação no Mercado de mFRR e enviada por meio eletrónico para os contactos registados junto do GGS, sendo responsabilidade do BSP manter os mesmos devidamente atualizados.

3 - A potência constante da ordem de aumento/redução de potência corresponde ao programa de venda/compra apresentado pela Área de Ofertas acrescido/deduzido da Banda mFRR que foi adjudicada em leilão de Banda de mFRR à Área de Ofertas.

4 - Na eventualidade do valor da Oferta de mFRR, para o período da realização do ensaio, ser inferior à Banda de mFRR adjudicada em leilão, de acordo com o disposto no presente Manual de Procedimentos, o ensaio é cancelado e é considerado um incumprimento do ensaio de verificação de disponibilidade.

5 - Considera-se que um incumprimento do ensaio de verificação de disponibilidade corresponde a um incumprimento da instrução de despacho tal como referenciado na Secção VII do Capítulo XXVII (Liquidação).

6 - No caso de um incumprimento do ensaio de verificação de disponibilidade é suspensa a habilitação e, por consequência, as eventuais liquidações da Banda de mFRR.

7 - A suspensão da habilitação de uma Área de Ofertas para os períodos de banda de mFRR contratada implica a aplicação de incumprimento total de banda de mFRR com início no quarto de hora seguinte à perda de habilitação até à reposição da mesma.

8 - O reinício do processo de habilitação é feito mediante comunicação do BSP ao GGS em como se encontra apto para a repetição do ensaio de verificação de disponibilidade.

9 - Após a receção da comunicação referenciada no número anterior, o GGS incorpora a referida Área de Ofertas no sorteio a realizar no mês seguinte por forma a identificar a data e quartos de hora do ensaio de verificação de disponibilidade.

10 - A habilitação da Banda de mFRR é retomada quando se verifique a realização do ensaio de verificação de disponibilidade com sucesso.

11 - Após o incumprimento de três ensaios de verificação de disponibilidade a Área de Ofertas perde a habilitação para a prestação do serviço.

12 - Caso não existam valores de contagem por falha do equipamento de telecontagem, o ensaio será cancelado, sendo reagendado para outra data de acordo com o Artigo 273.º.

13 - Até ao quinto dia útil seguinte à realização do ensaio de verificação de disponibilidade, o GGS comunica ao BSP o resultado do ensaio realizado.

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

15 -O BSP, em situação devidamente comprovada e verificada pelo GGS, pode invocar evento de força maior para a que o ensaio de verificação de disponibilidade seja reagendado.

16 -As instruções de despacho emitidas pelo GGS no âmbito de um ensaio de disponibilidade são devidamente assinaladas e não intervêm na formação do preço de mFRR, sendo valorizadas ao preço marginal do mercado diário, de acordo com o estabelecido na Portaria n.º 172/2013, de 3 de maio, na atual redação, ou em disposição legal que a substitua.

Subsecção III
Incumprimentos

Artigo 275.º
Incumprimento da disponibilidade dos canais de comunicação e medida

1 - 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 mFRR e da programação.

2 - Para efeitos do presente artigo, aplica-se o disposto no Artigo 32.º, nomeadamente, as taxas de disponibilidade e mecanismo de aplicação da penalidade.

Artigo 276.º
Incumprimento do serviço de Banda de Reserva de Restabelecimento da frequência com ativação manual e do programa por unidade física, agregado por área de ofertas

1 - Uma Área de Ofertas encontra-se em incumprimento na prestação do serviço de Banda de mFRR durante determinado período de liquidação, de 15 minutos, sempre que, por causas imputáveis ao respetivo BSP, não estabeleça na íntegra a Banda de mFRR contratada no mercado de contratação de Banda de mFRR previsto na Secção III.

2 - Excluem-se dos incumprimentos a que se refere o número anterior as situações de paragem programada da unidade física, devidamente comunicada pelo BSP nos termos da Secção III, desde que estas não excedam, em valor acumulado anual, um número de 5 (cinco) dias.

3 - Sem prejuízo do número anterior, nos períodos em que o BSP haja declarado a paragem programada, para a unidade física integrada em área de oferta, não há lugar à liquidação dos valores de Banda de mFRR contratada que lhe tenham sido adjudicados.

4 - Os incumprimentos na prestação do serviço de Banda de mFRR contratada dão origem a um pagamento pelo BSP, para cada área de oferta, cuja valorização se apura nos seguintes termos:

$$VIBFRRS(t,ao)=MÍN\left(MÍN(BFRROS(t,ao)-BFRRCS(t,ao);0);MÍN\left(\sum_{ao}\left(PDmax(uf)-QVC(t,uf)\right)-BFRRCS(t,ao);0\right);0\right)$$

$$\times PMBFRRS(t)\times \mathbf{k}$$

Com:

VIBFRRS (t,ao) – Obrigação de pagamento, resultante da valorização a preço médio ponderado das bandas de mFRR a subir, com uma agravante de k vezes, devida ao não estabelecimento total ou parcial das bandas de mFRR a subir, na Área de Ofertas ao, em que não se verifiquem ativações de mFRR para o período de liquidação t.

BFRROS(t,ao) – Banda de mFRR oferecida a subir, em cada período de liquidação t, para a Área de Ofertas ao.

BFRRCS(t,ao) – Banda de mFRR a subir contratada em mercado de banda de mFRR, em cada período de liquidação t, para a Área de Ofertas ao.

PDmax(uf) – Potência declarada para o máximo técnico, da Unidade Física uf, habilitada para Banda de mFRR.

PMBFRRS(t) – Preço marginal ponderado da banda de mFRR a subir, contratada em mercado de banda de mFRR, em cada período de liquidação t.

QVC(t,uf) – Quantidade verificada no ponto de ligação à rede QV(t,uf), corrigida segundo as potências declaradas, para o mínimo e máximo técnico, habilitadas para Banda de mFRR, em cada período de liquidação t, para a Unidade Física uf.

Em que:

$$QVC(t,uf) = QV(t,uf) + MÁX(PDmín(uf)-QV(t,uf);0)+MÍN(PDmax(uf)-QV(t,uf);0)$$

PDmín(uf) – Potência declarada para o mínimo técnico, da Unidade Física uf, habilitada para Banda de mFRR.

5 - Para efeitos de aplicação do número anterior, o parâmetro k aí previsto assume os seguintes valores:

a) O parâmetro k assume valor unitário (k = 1) sempre que o número de dias, em valor acumulado anual, em que se verifica o incumprimento na prestação do serviço de Banda de mFRR em, pelo menos, um período de 15 minutos, se situa entre 1 e 5 dias, inclusive;

b) O parâmetro k assume valor de 1,25 (k = 1,25) sempre que o número de dias, em valor acumulado anual, em que se verifica o incumprimento na prestação do serviço de Banda de mFRR em, pelo menos, um período de 15 minutos, se situa entre 6 e 10 dias, inclusive;

c) O parâmetro k assume valor de 1,5 (k = 1,5) sempre que o número de dias, em valor acumulado anual, em que se verifica o incumprimento na prestação do serviço de Banda de mFRR supera os 10 dias.

Artigo 277.º

Incumprimento da instrução de despacho

1 - O incumprimento das instruções de despacho que correspondam a ofertas de mFRR ativadas, encontra-se estabelecido no Capítulo XXVII (Liquidação).

2 - O incumprimento dos valores de potência ativa injetada/consumida pela Área de Ofertas, conforme a instrução de despacho solicitada, registados no sistema de controlo do GGS, considerando-se cumprido se alcançar o valor requerido antes do instante indicado na informação enviada ao respetivo BSP.

Artigo 278.º

Suspensão da Área de Ofertas

1 - A suspensão da Área de Ofertas abrangida implica a perda temporária da possibilidade de transacionar energia elétrica através da participação nos mercados de serviços de sistema geridos pelo GGS.

2 - Além das estabelecidas no Capítulo IV consideram-se situações de incumprimento suscetíveis de constituir causa de suspensão, as seguintes:

a) A Unidade Física/Área de Ofertas incumprir os requisitos definidos no Capítulo XVII e no presente Capítulo;

b) Utilização temporária (por período superior a 5 dias) de linhas de alimentação de recurso que não cumpram os requisitos definidos no Capítulo XVII ou no presente Capítulo;

c) Indisponibilidade, por um período superior a 15 dias úteis seguidos, dos canais de comunicação e medida com a REN;

d) Incumprimento do ensaio de verificação da disponibilidade.

3 - O processo de suspensão da Área de Ofertas encontra-se estabelecido no Capítulo V.

Capítulo XXI

CONTRATOS BILATERAIS PARA O FORNECIMENTO DE SERVIÇOS DE SISTEMA

Artigo 279.º

Objeto

Este Capítulo estabelece a celebração de contratos bilaterais para o fornecimento de serviços de sistema.

Artigo 280.º

Celebração de contratos bilaterais

1 - O GGS pode, para garantir a segurança do abastecimento e a continuidade do fornecimento de eletricidade, celebrar contratos para o fornecimento de serviços de sistema que, pela sua especificidade, devam ser estabelecidos bilateralmente.

2 - O estabelecimento destes contratos bilaterais deve processar-se de forma concorrencial, baseado em mecanismos de mercado sempre que tal seja viável, estando os termos gerais da contratação sujeitos à aprovação da ERSE, designadamente no que respeita ao estabelecimento dos requisitos do serviço e à sua remuneração.

3 - O GGS dá conhecimento dos contratos bilaterais celebrados aos operadores da rede à qual se encontram ligadas as instalações prestadoras do serviço, em particular no que respeita às condições técnicas de prestação do serviço.

Artigo 281.º

Imputação dos custos

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

a) Os eventuais custos fixos pagos pelo GGS, devem ser refletidos no encargo de regulação para o sistema previsto no Capítulo XXVII, de modo uniforme pelos períodos de liquidação abrangidos pelo referido custo fixo;

b) Os custos variáveis pagos pelo GGS, ou os respetivos custos adicionais face a um preço de referência, devidos à mobilização do serviço de sistema num determinado período de liquidação, devem ser refletidos no encargo de regulação para o sistema previsto no Capítulo XXVII nesse período de liquidação.

2 - A repercussão de custos decorrentes da contratação e mobilização de cada serviço pode divergir do modelo base descrito, sob proposta justificada do GGS e aprovação da ERSE.

Capítulo XXII
OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO

Secção I
Objeto e âmbito

Artigo 282.º
Objeto e âmbito

Este Capítulo estabelece um conjunto de critérios orientadores da atuação do GGS, relativamente à operação da rede de cuja gestão técnica é responsável, nomeadamente detalhando as seguintes matérias:

a) Atuação do GGS sobre as instalações do SEN;

b) Atuação requerida na operação das instalações da rede sob gestão técnica e os diferentes estados em que se pode encontrar o SEN em relação à sua segurança;

c) Medidas excecionais de operação que podem ser adotadas pelo GGS quando o SEN se encontra numa situação de alerta ou de emergência no abastecimento do consumo.

Artigo 283.º
Atuação do GGS sobre instalações do sistema de produção, armazenamento e transporte

1 - O GGS é responsável pela emissão das instruções necessárias para a realização de manobras dos elementos do sistema de produção, armazenamento e transporte, incluindo, entre outras:

a) A gestão da topologia, adequando-a às diferentes circunstâncias da operação;

b) A gestão dos elementos disponíveis de controlo de tensões, em particular o uso das reatâncias, das baterias de condensadores, dos reguladores dos transformadores e das linhas de transporte;

c) A aprovação e supervisão dos planos de trabalho nas instalações, programados ou não, nos diferentes âmbitos temporais, tanto para manutenção preventiva como corretiva;

d) A aprovação e supervisão dos planos necessários à colocação em serviço de novas instalações.

2 - As entidades responsáveis pelos elementos do sistema de produção, armazenamento ou transporte devem cumprir as instruções emitidas pelo GGS relativas à operação dos respetivos elementos, registando-se as instruções emitidas em equipamentos previstos para o efeito.

Secção II

Operação da rede

Artigo 284.º

Operação da rede

1 - De acordo com o indicado no Artigo 56.º, o estado da rede pode ser um dos seguintes:

a) Estado normal;

b) Estado de alerta;

c) Estado de emergência;

d) Estado de apagão;

e) Estado de reposição.

2 - Para cada um destes estados indicam-se de seguida as operações que se devem realizar.

Artigo 285.º

Operação em estado normal

1 - Quando o SEN está em estado normal, a operação da rede deve visar a estabilização num ponto de funcionamento que garanta o cumprimento dos critérios de segurança, mediante o controlo das tensões, dos trânsitos de energia e da adoção oportuna de medidas preventivas decorrentes da análise de contingências em tempo real.

2 - Todas as manobras que devam ser realizadas na RNT devem contar com a anuência prévia do GGS, exceto aquelas cuja necessidade se fique a dever à existência de risco iminente para a segurança das pessoas ou das instalações, caso em que, a entidade que as execute deve informar posteriormente o GGS no período de tempo mais curto possível.

Artigo 286.º

Operação em estado de alerta

1 - Quando o SEN está em estado de alerta, todas as manobras na RNT destinam-se a devolver o sistema ao seu estado normal ou a minimizar as consequências, caso o estado do sistema evolua para um estado mais grave.

2 - O GGS determina as ações mais adequadas sobre a topologia de rede e perfil de geração/injeção ou bombagem/consumo, emitindo para as entidades responsáveis pelas instalações, as instruções necessárias para execução das manobras requeridas.

3 - O processo de deteção e correção de uma situação de alerta é o seguinte:

a) Avaliação dos riscos potenciais que derivam da ocorrência de determinadas contingências;

b) Determinação e análise de possíveis medidas corretivas e preventivas;

c) Aplicação das medidas corretivas e preventivas requeridas.

Artigo 287.º

Avaliação dos riscos potenciais

1 - Uma vez determinadas as contingências que provoquem violações dos limites estabelecidos no Capítulo VI, identificam-se, para cada uma delas as possíveis repercussões sobre o sistema elétrico.

2 - Estabelece-se um nível de risco especial para as contingências que impliquem incidentes de grande amplitude com consequências potencialmente importantes, podendo ocasionar:

a) Um incidente generalizado, nomeadamente disparos em cadeia, colapso de tensão ou perda de estabilidade que possa levar à perda de uma grande parte do sistema;

b) Um incidente de grande amplitude, considerando como tal o que, sem chegar a degenerar num incidente generalizado, pode afetar uma parcela importante da RNT ou do consumo do SEN.

3 - Na avaliação do risco de cada uma das contingências presta-se especial atenção às circunstâncias que possam incrementar a probabilidade da sua ocorrência, tais como:

a) Condições atmosféricas adversas, nomeadamente descargas atmosféricas, vento, neve ou gelo;

b) Risco de incêndio que possa afetar as instalações, respetivos elementos e/ou equipamentos;

c) Anomalias identificadas em equipamentos;

d) Trabalhos em tensão;

e) Alertas especiais relacionados com sabotagens.

Artigo 288.º

Determinação e análise das possíveis medidas corretivas e preventivas

1 - Em todos os casos em que uma determinada contingência possa ocasionar um incidente generalizado ou de grande amplitude num sistema, o GGS deve elaborar um plano de salvaguarda, para reduzir tanto quanto possível as consequências que derivem das contingências indicadas.

2 - Estes planos de salvaguarda contemplam as ações preventivas e/ou corretivas, que devem aplicar-se na operação com o objetivo de se garantir a segurança do sistema, nomeadamente alteração da topologia da rede, redespachos de geração/injeção ou de bombagem/consumo, reposição de emergência de elementos indisponíveis, transferência de consumos para outras instalações, modificação de programas estabelecidos na interligação.

3 - Nos casos em que a segurança do sistema, perante as contingências, possa ser controlada de forma rápida, mediante a aplicação de medidas corretivas na pós-contingência, nomeadamente alteração da topologia da rede, redespacho de geração/injeção ou de bombagem/consumo, transferência de consumos para outras instalações, não é necessário tomar medidas corretivas mais gravosas.

4 - Quando as contingências possam provocar um incidente generalizado ou um incidente de grande amplitude e as possíveis ações corretivas pós-contingência não se possam efetivar num espaço de tempo razoavelmente curto, como seria o caso de se requerer a ligação de um novo grupo térmico, é necessário adotar medidas preventivas.

5 - Estas medidas podem passar pela mobilização de Áreas de Ofertas, inicialmente não incluídas na programação, ou pela modificação de programas previstos na interligação.

6 - Quando sejam possíveis diversas soluções no mercado de serviços de sistema, deve ser concretizada aquela que introduza menor custo no SEN.

Artigo 289.º

Aplicações das ações corretivas e preventivas

1 - Quando seja necessário adotar medidas corretivas ou preventivas, estas devem aplicar-se o mais cedo possível, em particular se ocorrem em circunstâncias especiais que incrementam a probabilidade da ocorrência de outras contingências.

2 - Uma vez tomada a decisão de execução das medidas mencionadas, o GGS dá as instruções oportunas às entidades afetadas, que devem responsabilizar-se pelo seu rápido e eficaz cumprimento.

3 - Se as entidades responsáveis pelo cumprimento das instruções referidas no presente Capítulo encontrarem alguma impossibilidade na sua concretização, devem comunicar ao GGS essa circunstância com a maior brevidade possível.

4 - Perante uma eventualidade do tipo referido no número anterior, o GGS determina as alternativas de operação que devem executar.

Artigo 290.º

Operação em estado de emergência

1 - Quando o sistema se encontrar no estado de emergência, o GGS dá prioridade ao restabelecimento urgente da segurança até devolver o sistema ao seu estado normal.

2 - O GGS toma as medidas que estime necessárias, atuando sobre o sistema de produção, armazenamento e transporte, para conseguir, da forma mais rápida possível, que as variáveis de controlo de segurança do SEN voltem ao seu estado normal.

3 - As atuações no estado de emergência são análogas às indicadas para o estado de alerta, dando-se prioridade às medidas que se mostrem mais eficazes, considerando que a rapidez da sua implementação é essencial, quando as violações existentes dos critérios de segurança são graves.

4 - No caso de produzir-se alguma interrupção no fornecimento de energia elétrica motivada por um incidente na RNT, o GGS dá as instruções necessárias às entidades afetadas e coordena as suas atuações para conseguir a reposição de serviço de uma forma segura e no menor espaço de tempo possível.

Artigo 291.º

Operação em estado de apagão

1 - Quando o SEN está em estado de apagão, e uma vez detetada a perda de consumos numa determinada zona ou na totalidade do sistema elétrico, o GGS atende prioritariamente à reposição urgente do fornecimento elétrico.

2 - O GGS deve tomar as medidas que estime necessárias, atuando sobre o sistema de produção, armazenamento e transporte e em coordenação com o ORD e/ou com o ORT interligado, para conseguir, de forma rápida, ativar os planos de reposição em serviço, passando a operar o sistema no estado de reposição.

Artigo 292.º

Operação em estado de reposição

1 - O processo de reposição é coordenado e dirigido em todo o momento pelo GGS, até devolver o sistema ao estado normal de operação.

2 - Uma vez detetada a perda de consumos numa determinada zona ou na totalidade do sistema, o GGS atende prioritariamente à reposição urgente do fornecimento elétrico.

3 - No estado de reposição, o GGS, com o contributo das entidades com instalações afetas à RNT, as instalações de produção ou de armazenamento e o ORD, atua sobre os elementos da RNT da seguinte forma:

a) Ativa os Planos de Reposição de Serviço (PRS) correspondentes, quando estes sejam aplicáveis nas características e/ou extensão do incidente, podendo o GGS complementá-los ou modificá-los quando as circunstâncias assim o aconselhem;

b) Caso não existam PRS específicos, coordena as manobras de reposição dando as instruções de despacho necessárias, baseando as suas decisões na sua própria experiência e nas ferramentas de ajuda ao dispor;

c) Para manter ou recuperar a continuidade das interligações com ORT vizinho como primeiro objetivo, o GGS toma as medidas necessárias para eliminar as condições de operação que ponham em risco a continuidade das interligações, anulando, se necessário, os programas de trocas estabelecidos na interligação e solicitando energia de apoio se tal se revelar necessário, nos termos indicados no Acordo celebrado com o ORT interligado;

d) Implementa as medidas necessárias para conseguir, o mais cedo possível, o equilíbrio entre a geração e o consumo, evitando o uso prolongado do apoio fornecido pelos sistemas interligados, através das respetivas interligações internacionais;

e) Adota as medidas adequadas para assegurar a alimentação dos serviços auxiliares do parque eletroprodutor, de modo geral, e, com carácter prioritário, no caso das centrais térmicas;

f) Suspende as indisponibilidades em curso que possam ter incidência no processo de reposição.

4 - Adicionalmente, cada sala de comando do GGS toma as medidas necessárias para assegurar o correto funcionamento dos sistemas informáticos, das vias de telecomunicações e da alimentação elétrica da própria sala e das instalações vitais.

5 - Se uma sala de comando do GGS ficar inabilitada para operar, a sala de comando de emergência deve assumir temporariamente as funções daquela, informando dessa eventualidade o ORT interligado.

6 - Cada sala de comando deve estabelecer os procedimentos operativos para a correta operação do seu centro de controlo de emergência.

7 - Cada sala de comando alerta os responsáveis das diferentes instalações e serviços para que, de uma forma coordenada, possibilitem uma rápida intervenção.

Secção III

Medidas de operação para garantir a satisfação do consumo em situações de alerta e de emergência

Artigo 293.º

Medidas de operação para satisfação do consumo em situações de alerta e emergência

1 - No âmbito da aplicação deste Capítulo, entende-se que o SEN se encontra numa situação de emergência no abastecimento dos consumos quando existe uma violação dos critérios de funcionamento e segurança definidos no Capítulo VI, ou uma elevada probabilidade de que esta ocorra, ou sempre que esteja associado um risco objetivo para a garantia do fornecimento no conjunto do sistema ou de áreas importantes do mesmo, e ao mesmo tempo se produza ou se possa produzir o esgotamento dos recursos necessários ao abastecimento elétrico do consumo.

2 - Entende-se que o SEN se encontra em situação de alerta no abastecimento dos consumos, se a ocorrência de alguma das contingências consideradas neste Capítulo, conduzir à situação de emergência anteriormente definida.

3 - No presente Capítulo, indicam-se medidas de operação que se podem adotar, consoante se esteja numa situação de alerta ou emergência do abastecimento dos consumos, sem prejuízo de outros mecanismos de contingência previstos no presente Manual.

4 - Pela sua própria natureza, algumas das medidas aplicam-se em simultâneo e outras de forma sequencial, considerando-se orientadora a ordem pela qual são apresentadas neste Capítulo, competindo ao GGS, determinar a sequência temporal da sua aplicação, bem como a sua implementação em função das condições de operação efetivamente existentes.

5 - O GGS realiza a implementação das medidas de operação com a antecedência possível, dentro do processo de resolução de restrições técnicas, se for tecnicamente executável ou, caso não seja, nos mercados de serviços de sistema ou, mecanismos de tempo real, de cuja gestão seja responsável.

Artigo 294.º

Situações de alerta no abastecimento dos consumos a curto prazo

Perante a ocorrência de situações de alerta no abastecimento dos consumos a curto prazo, o GGS deve:

a) Solicitar à APA a possibilidade de incrementar o desarmazenamento nas albufeiras de cabeceira;

b) Interromper indisponibilidades na rede de transporte e de distribuição, caso exista essa possibilidade, sempre que estas contribuam para o aumento da segurança do sistema;

c) Estabelecer as limitações necessárias à produção/injeção de instalações de produção/armazenamento e/ou à bombagem das centrais hídricas reversíveis, baseadas na garantia do fornecimento a curto prazo;

d) As limitações anteriores são complementares das limitações que sobre estas unidades se estabeleçam por razões de segurança a curto prazo, na aplicação de outros procedimentos vigentes;

e) Modular a produção hídrica e/ou a injeção de instalações de armazenamento para obter a máxima capacidade de produção nas horas de ponta;

f) Quando exista um nível baixo nas reservas hídricas é preciso programar o turbinamento em determinadas albufeiras de forma a garantir-se a existência de cota noutros turbinamentos dependentes daqueles, para que seja possível produzir à máxima potência hídrica nas horas de maior consumo;

g) Bombar com as centrais hídricas reversíveis nas horas de menor consumo até à máxima capacidade disponível, com o objetivo de incrementar a reserva hídrica nestas centrais para enfrentar a ponta em condições adequadas;

h) Consumir nas instalações de armazenamento nas horas de menor consumo até à máxima capacidade disponível, com o objetivo de incrementar a reserva nestas instalações para enfrentar a ponta em condições adequadas;

i) Interromper os programas de exportação nas horas em que a existência destes represente um dispêndio de reservas energéticas incompatível com a garantia de fornecimento de energia elétrica e o funcionamento seguro do sistema no curto prazo;

j) Dar instruções ao ORD para que requeira às instalações de produção e armazenamento não-habilitadas a entrega da sua potência máxima disponível e a ativação de todos os meios de compensação de reativa;

k) O GGS pode executar programas de importação de energia elétrica de apoio, se necessário, nos termos previstos no Acordo celebrado com ORT interligado, a partir de sistemas externos interligados, que complementem os programas comerciais de importação estabelecidos pelos Agentes de Mercado, até ao limite da capacidade da interligação, sempre que o custo de energia das referidas trocas, se justifique por razões de garantia do fornecimento de energia elétrica no curto prazo, e sempre que não exista reserva de regulação térmica disponível no SEN.

Artigo 295.º

Situações de emergência ou apagão no abastecimento dos consumos

Perante a ocorrência de situações de emergência ou apagão no abastecimento dos consumos, o GGS deve:

a) Adotar as medidas precisas para obter o máximo de operacionalidade nas subestações críticas previamente identificadas pelo GGS, e possibilitar o arranque autónomo das centrais contempladas nos planos de reposição de serviço – incremento da disponibilidade ou mobilidade do pessoal de operação ou qualquer outra ação que se estime necessária;

b) Solicitar energia de apoio aos sistemas elétricos vizinhos;

c) Caso exista o risco de colapso de tensão, o GGS, pode dar instruções ao ORD para bloquear os reguladores automáticos de tomadas dos transformadores, quando tal for tecnicamente possível, desde que esta medida não implique riscos maiores para o fornecimento de energia;

d) Solicitar ao ORD o abaixamento da tensão de entrega na MT com o objetivo de reduzir a carga;

e) Deslastre seletivo de cargas.

Artigo 296.º

Mecanismo excecional de resolução

1 - Durante a operação em estado de apagão ou em estado de reposição, conforme previsto no Artigo 291.º e no Artigo 292.º, ou quando seja necessário mobilizar o serviço de Arranque Autónomo, o GGS deve adotar as decisões que considere mais adequadas à reposição do estado de operação normal.

2 - Com o objetivo de fazer face a situações não previstas neste Manual de Procedimentos ou, por quaisquer outras razões devidamente justificadas, cuja resolução urgente requeira uma atuação incompatível com outro procedimento, o GGS deve adotar as decisões que considere mais adequadas.

3 - Após os períodos referidos nos números anteriores, e sem prejuízo dos planos de defesa e restabelecimento aplicáveis, o GGS deve justificar as suas atuações perante os Agentes de Mercado afetados e informar a ERSE através de relatório específico, a remeter no prazo de 30 dias.

4 - Em circunstâncias de especial complexidade, o GGS pode requerer à ERSE um prazo adicional para entrega do relatório previsto no número anterior, devendo, nesse caso, enviar uma versão preliminar do relatório no prazo definido.

Capítulo XXIII
INDISPONIBILIDADES DA RNT

Artigo 297.º

Âmbito

1 - Este Capítulo, descreve os fluxos de informação e os processos necessários para a elaboração dos planos de manutenção dos elementos e instalações da rede de transporte, nos horizontes anual, bimestral, semanal e de curto prazo, de modo a:

a) Assegurar a sua compatibilidade com os planos de manutenção das instalações de produção e armazenamento;

b) Minimizar as restrições técnicas que afetem os meios de produção e armazenamento do sistema elétrico;

c) Obter um estado de disponibilidade da rede de transporte que garanta a segurança e qualidade no abastecimento dos consumos.

2 - Os planos de manutenção, respetivos processos e fluxos de informação, aplicam-se às seguintes entidades:

a) Operador da RNT;

b) Entidades proprietárias de instalações particulares sujeitas à operação da RNT;

c) Operador da RND, ligada à RNT;

d) Consumidores diretamente ligados à RNT;

e) Entidades proprietárias ou operadoras de grupos geradores diretamente ligados à RNT;

f) Instalações de produção e armazenamento diretamente ligadas à RNT.

Artigo 298.º

Programa de manutenção

O programa de manutenção compreende um Plano Anual de Indisponibilidades, que é revisto bimestralmente, um plano semanal e uma programação cujo âmbito temporal é inferior (denominada de curto prazo), que terminará no tempo real.

Artigo 299.º

Plano Anual de Indisponibilidades

1 - O Plano Anual de Indisponibilidades da RNT inclui todas as indisponibilidades programadas das instalações da rede de transporte.

2 - O GGS elabora o plano anual de manutenção das instalações da RNT, a partir das propostas efetuadas pelas entidades abrangidas por este Capítulo.

3 - Todas as propostas anteriormente mencionadas, devem ser apresentadas ao GGS até ao dia 30 de setembro de cada ano, com a informação relativa a indisponibilidades referentes ao ano seguinte e, no caso da rede de transporte, com a previsão da manutenção para os dois anos seguintes, em que no segundo ano se incluem apenas os trabalhos já orçamentados, devendo aí constar:

a) A entidade que solicita os trabalhos;

b) Os elementos afetados (linha, transformador, barramento, proteções, etc.), indicando o estado de disponibilidade previsto durante os trabalhos;

c) Uma breve descrição dos trabalhos a realizar e suas implicações;

d) A duração prevista;

e) A data desejada para a sua realização;

f) A margem de mobilidade possível no calendário;

g) A possibilidade de reposição diária e tempo da mesma;

h) O tempo de reposição em situação de emergência;

i) Qualquer outra informação que se julgue oportuna.

4 - Com esta informação e tendo em conta os programas de manutenção das instalações de produção e armazenamento, o GGS elabora, antes de 30 de novembro, o Plano Anual de Indisponibilidades da RNT, tendo presente o critério de minimização das restrições técnicas que afetem os meios de produção, de armazenamento e de consumo com acesso à rede com restrições.

5 - Para impor o menor número possível de restrições, tanto para a produção/armazenamento, como para a operação do sistema, o GGS agrupa os diferentes trabalhos numa única

indisponibilidade, elegendo a melhor época do ano e o horário mais adequado, para que seja possível a concretização de todos os trabalhos propostos, e tem em conta as diferentes alternativas de prazos e modalidades técnicas de concretização dos mesmos, expressas pelas entidades responsáveis pelas instalações.

6 - O GGS comunica o Plano Anual de Indisponibilidades a todas as entidades abrangidas por este Capítulo, depois da devida articulação.

7 - No caso de não ser possível programar os trabalhos nas datas e modos propostos pelos proprietários das instalações, o GGS dá-lhes conhecimento tendo em vista a procura de alternativas viáveis.

8 - Este plano é revisto bimestralmente, pelo que as entidades responsáveis pelas instalações devem atualizar a informação descrita anteriormente, pelo menos 20 dias úteis antes da data de publicação de cada revisão, sendo esta efetuada no primeiro dia útil do mês correspondente.

9 - As alterações surgidas já no período de vigência do Plano Anual de Indisponibilidades, decorrentes da modificação das hipóteses que serviram de base à sua elaboração, tais como alterações substanciais da hidraulicidade e de datas de indisponibilidade de instalações de produção/armazenamento ou, indisponibilidades permanentes entretanto registadas, são tidas em conta nas sucessivas revisões do Plano Anual.

Artigo 300.º

Plano Semanal de indisponibilidades

1 - O GGS também elabora um Plano Semanal de Indisponibilidades, com um horizonte de duas semanas, que permite às entidades abrangidas por este Capítulo uma adequada programação dos trabalhos e assegura um estado de disponibilidade adequado da rede de transporte em termos de segurança e qualidade de serviço.

2 - Os trabalhos programados para a segunda semana estão ainda sujeitos a confirmação na semana anterior.

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

4 - Para a sua preparação, as entidades devem propor ao GGS, antes das 20 horas da segunda-feira anterior à primeira semana do horizonte de programação, a informação indicada no artigo anterior, para os trabalhos que devam iniciar-se nas duas semanas seguintes.

5 - O período semanal é considerado entre as 0 horas de sábado e as 24 horas da sexta-feira seguinte.

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

7 - Este plano faz uma distinção entre os trabalhos cuja autorização se considera firme e aqueles cuja autorização fica sujeita ao cumprimento de condições concretas de operação no momento em que devam ser realizados.

8 - Uma vez conhecidas as condições, os trabalhos são autorizados ou recusados definitivamente.

Artigo 301.º

Critérios de autorização das indisponibilidades

1 - Na autorização das indisponibilidades a inserir no Plano Semanal devem ser considerados os seguintes critérios:

a) Incompatibilidade de indisponibilidades simultâneas - Em caso de incompatibilidade entre várias indisponibilidades, têm prioridade de execução aquelas que foram programadas no plano anual, com exceção das indisponibilidades resultantes de avarias que podem pôr em causa a segurança do sistema, pessoas ou bens;

b) Alteração das condições previstas a longo prazo - Uma alteração substancial das condições de operação, comparativamente às que foram consideradas aquando da execução do plano anual, pode ser motivo para não autorizar uma indisponibilidade incluída no plano anual. A decisão deve ser justificada pelo impacto negativo, quer do ponto de vista técnico quer do ponto de vista económico, que a referida indisponibilidade induz na operação;

c) Indisponibilidades que dão lugar a restrições de instalações de produção, armazenamento e de consumo com acesso à rede com restrições - Aquelas indisponibilidades que sejam

solicitadas nas datas inicialmente acordadas no plano anual e cuja execução dê lugar a restrições em instalações de produção, armazenamento e de consumo com acesso à rede com restrições, são autorizadas na semana em que se pede a confirmação sempre que as condições previstas de operação ao longo do ano em curso não possibilitem uma data alternativa mais aconselhável técnica ou economicamente.

2 - As indisponibilidades não programadas no plano anual que suponham restrições de equipamento gerador ou não disponham de reposição diária ou de emergência adequada, apenas são autorizadas em casos de avarias urgentes, que ponham em causa a segurança do sistema, pessoas e bens.

3 - No entanto, se as condições de execução dos trabalhos permitirem a reposição, quer diária, quer a qualquer momento a pedido do GGS, a sua autorização fica condicionada até se conhecer o perfil de geração/injeção e de bombagem/consumo, o valor de consumo e o estado da rede para o período em causa.

4 - Na programação semanal, os referidos trabalhos são identificados para que os respetivos Despachos estejam informados das condições exigidas para a sua execução.

5 - Se a indisponibilidade finalmente não for autorizada, por não cumprir as condições exigidas, então o pedido é incorporado na revisão seguinte do plano anual, sem prejuízo de que possa ser solicitada em semanas posteriores e autorizada caso seja possível.

Artigo 302.º

Programação de curto prazo

As indisponibilidades que surjam num prazo inferior ao indicado no plano semanal, conforme descrito no artigo anterior, são tratadas como indisponibilidades de curto prazo, cuja tramitação decorre entre as 20 horas de segunda-feira (fim do âmbito semanal) e o dia em que se pretende iniciar os trabalhos.

Artigo 303.º

Características das indisponibilidades geridas no curto prazo

Consideram-se indisponibilidades geridas no curto prazo, aquelas que apresentam as seguintes características:

a) Indisponibilidades fortuitas que, por resultarem de avarias, não são passíveis de negociação por parte do GGS;

b) Indisponibilidades urgentes que surjam depois da programação semanal, desde que a sua prorrogação para um posterior ciclo semanal de indisponibilidade, conduza a uma diminuição apreciável das condições de segurança do sistema, ponha em risco a segurança de pessoas ou instalações ou crie uma restrição de produção, armazenamento ou transporte;

c) Indisponibilidades programadas que possam ser antecipadas para um horizonte definido como de curto prazo, no caso dessa antecipação ser favorável para o sistema. De acordo com decisão a tomar pelo GGS, as ditas indisponibilidades devem-se iniciar logo que possível;

d) Indisponibilidades que tramitaram do horizonte semanal, cuja autorização ficou condicionada pelo conhecimento mais objetivo dos cenários de operação. As condições de execução destes trabalhos devem permitir a reposição diária ou, num prazo razoável, de interrupção dos trabalhos, a pedido do GGS;

e) Indisponibilidades em elementos que vão estar fora de serviço por estarem cobertos por outro trabalho autorizado em âmbito semanal, surgidos depois da correspondente decisão semanal.

Artigo 304.º

Fluxo de informação

1 - Para efetuar a tramitação das indisponibilidades referidas no artigo anterior, as entidades abrangidas por este Capítulo, devem facultar ao GGS a seguinte informação:

a) Causa que justifique o tratamento da indisponibilidade a curto prazo;

b) Responsável pelos trabalhos;

c) Elementos afetados (linha, transformador, barramento, proteções, etc.), indicando o estado de disponibilidade durante os trabalhos;

d) Duração prevista;

e) Data desejada para a sua realização;

f) Margem de mobilidade possível na data;

g) Possibilidade de reposição diária e tempo da mesma;

h) Tempo de reposição em situação de emergência;

i) Qualquer outra informação que considere oportuna.

2 - Para as indisponibilidades que tramitaram do horizonte semanal, cuja autorização ficou condicionada pelo conhecimento mais objetivo dos cenários de operação, referidas no artigo anterior, não é necessário reenviar a informação semanal, devendo indicar-se unicamente a ocorrência de alteração de condições.

Artigo 305.º

Análise diária de segurança

1 - O GGS realiza diariamente uma análise de segurança para o dia seguinte, sobre cenários que reflitam o estado da rede, o consumo e o perfil de geração/injeção e bombagem/consumo previstos.

2 - As indisponibilidades que foram autorizadas previamente e que devem estar em curso no dia analisado, são simuladas como um dado adquirido.

3 - Estes cenários servem de base para as análises de segurança dos sistemas e, em especial, dentro do âmbito deste Capítulo, para determinar que indisponibilidades das consideradas como de curto prazo são viáveis.

4 - De seguida, o GGS manifesta a sua conformidade ou não à execução das mesmas, de acordo com os critérios de segurança definidos no Capítulo VI.

5 - As indisponibilidades que já tinham sido autorizadas prosseguem, salvo se o GGS, com prévia justificação, determinar a interrupção das mesmas.

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

7 - O GGS coloca no seu sítio na Internet, às 8 horas de cada dia, uma lista diária dos trabalhos na rede de transporte que inclui:

a) O modo de programação: anual, semanal ou de curto prazo;

b) As datas de início e fim;

c) A entidade responsável pelos trabalhos;

d) Outra informação que se julgue necessária.

Capítulo XXIV
INDISPONIBILIDADES DAS INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO, DE ARMAZENAMENTO E DE CONSUMO

Secção I
Âmbito

Artigo 306.º
Âmbito

1 - Este Capítulo, estabelece os critérios aplicáveis à comunicação e tratamento das indisponibilidades das instalações de produção e armazenamento com potência de ligação igual ou superior a 1 MW, habilitadas e não-habilitadas, e de consumo com acesso à rede com restrições, se aplicável nos termos do respetivo acordo de acesso com restrições, para que o GGS realize a verificação técnica e o despacho das Áreas de Ofertas, e confirme as circunstâncias que permitam a sua exclusão da necessidade de apresentar ofertas no mercado diário, no caso de indisponibilidades.

2 - Considera-se que uma instalação de produção/armazenamento está totalmente disponível, se puder produzir/injetar ou bombar/consumir toda a sua potência instalada sem nenhuma limitação, caso contrário, considera-se a existência de uma indisponibilidade, que pode ser parcial ou total.

3 - As entidades afetas às instalações de produção/armazenamento devem comunicar ao GGS qualquer indisponibilidade total ou parcial que tenha afetado ou possa vir a afetar a capacidade de geração/injeção, de fornecimento de reativa, de consumo em bombagem/armazenamento, ou a alteração de parâmetros dinâmicos das suas instalações de produção/armazenamento, logo que estas aconteçam.

Artigo 307.º
Critérios para determinação das indisponibilidades

1 - Para determinação das potências indisponíveis e dos períodos de indisponibilidade das unidades de produção hídricas e térmicas, deve-se atender aos seguintes critérios gerais:

a) Independentemente da causa que tenha provocado a indisponibilidade, a potência indisponível na emissão de um grupo é a determinada pela diferença entre a potência instalada na emissão da unidade de produção e a potência efetivamente disponível na emissão, exceto nos casos para os quais se indique um tratamento específico;

b) O período de indisponibilidade é o compreendido entre o instante em que esta se inicia e aquele em que se finaliza.

   O fim de uma indisponibilidade não se considera efetivo até que este seja comunicado ao GGS, pelo que, a comunicação de disponibilidade de uma unidade de produção não tem efeitos retroativos;

c) Durante o processo de arranque e paragem de um grupo, considera-se disponível toda a sua potência instalada na emissão, salvo se existir alguma causa que limite esse valor;

d) No caso de atraso no paralelo, sempre que este aconteça após finalizada a hora em que era previsto acontecer, deve ser considerada a indisponibilidade total da unidade de produção durante o período de tempo compreendido entre o início da hora em que estava previsto ocorrer o paralelo e o instante de paralelo efetivo, em horas e minutos;

e) Pelo contrário, caso o paralelo ocorra antes do fim da hora em que estava programado, não há lugar a qualquer tipo de indisponibilidade;

f) Após disparo, um grupo não fica disponível até reentrar, exceto se for dispensado de reentrar pelo GGS, passando a ser esse o instante a partir do qual a unidade de produção fica disponível, salvo informação em contrário do Agente de Mercado;

g) Durante o período de ensaios considera-se que o grupo está disponível se a natureza dos mesmos permitir o seu cancelamento ou modificação, caso tal seja solicitado pelo GGS;

h) A disponibilidade de uma unidade de produção, desde que esteja em condições de a garantir, não é afetada pelo resultado de restrições da RNT que impossibilitem a utilização total ou parcial da potência instalada.

2 - Para determinação das potências indisponíveis e dos períodos de indisponibilidade das restantes instalações de produção, de armazenamento e de consumo com acesso à rede com restrições, deve-se atender aos seguintes critérios gerais:

a) Independentemente da causa que tenha provocado a indisponibilidade, a potência na emissão é a determinada pela diferença entre a potência instalada na emissão e a potência

efetivamente disponível na emissão, exceto nos casos para os quais se indique um tratamento específico;

b) O período de indisponibilidade é o compreendido entre o instante em que esta se inicia e aquele em que se finaliza.

c) O fim de uma indisponibilidade não se considera efetivo até que este seja comunicado ao GGS, pelo que, a comunicação de disponibilidade não tem efeitos retroativos;

d) Após disparo, a instalação não fica disponível até voltar a ligar-se, exceto se for dispensada de o fazer pelo GGS, passando a ser esse o instante a partir do qual fica disponível, salvo informação em contrário do Agente de Mercado;

e) Durante o período de ensaios considera-se que a instalação está disponível se a natureza dos mesmos permitir o seu cancelamento ou modificação, caso tal seja solicitado pelo GGS;

f) A disponibilidade de uma instalação, desde que esteja em condições de a garantir, não é afetada pelo resultado de restrições da rede de transporte que impossibilitem a utilização total ou parcial da potência instalada.

Artigo 308.º

Procedimentos de atuação

1 - Sempre que uma instalação de produção, de armazenamento ou de consumo fique ou se preveja que venha a ficar indisponível, o Agente de Mercado deve comunicar esse facto ao GGS, previamente, por correio eletrónico para endereço criado para o efeito e, posteriormente, após aceitação do GGS, por via informática mediante um ficheiro que possibilite o seu posterior tratamento informático.

2 - A informação contida no referido ficheiro deve ser atualizada pelo Agente de Mercado mediante a incorporação da melhor previsão disponível em cada instante, correspondendo a:

a) Instalação de produção, armazenamento ou consumo indisponível;

b) Data e hora de início previsto;

c) Data e hora de início efetivo;

d) Data e hora de fim previsto;

e) Data e hora de fim efetivo;

f) Potência na emissão disponível;

g) Disponibilidade do serviço de compensação síncrona, se aplicável;

h) Disponibilidade da telerregulação, se aplicável;

i) Disponibilidade do serviço de arranque autónomo, se aplicável;

j) Disponibilidade do serviço de controlo de tensão, se aplicável;

k) Disponibilidade do serviço de variação de reativa, se aplicável;

l) Motivo da indisponibilidade, informação que é tornada pública no âmbito da comunicação dos factos suscetíveis de influenciar o funcionamento do mercado ou a formação dos preços;

m) Informação comercialmente sensível, informação adicional sobre a indisponibilidade que não é objeto de divulgação pública;

n) Adicionalmente, os Agentes de Mercado devem informar o GGS, de condicionamentos que possam afetar os programas de produção/injeção ou de bombagem/consumo, nomeadamente, limites de cotas, caudais máximos ou mínimos, limites de reativas, caudais ecológicos, parâmetros dinâmicos, etc.

3 - Previamente ao início das sessões do mercado diário e intradiário, o GGS comunica os dados relativos às indisponibilidades ao NEMO.

4 - Se, após a comunicação referida no número anterior, se produzir alguma modificação de uma indisponibilidade, o Agente de Mercado comunica por via informática a citada modificação ao GGS, e este, por sua vez, ao NEMO, antes do fim da correspondente sessão de mercado.

5 - A declaração de indisponibilidade não invalida a responsabilidade do Agente de Mercado afetado participar, no que lhe for imputado, nos custos originados por esta indisponibilidade.

6 - O GGS comunica à ERSE os incumprimentos que observe por falta de comunicação dos dados das indisponibilidades, por parte dos Agentes de Mercado e os erros na informação transmitida.

Secção II

Coordenação da manutenção das instalações de produção, de armazenamento e de consumo

Artigo 309.º

Atualização de informação do GGS

O GGS deve dispor permanentemente de informação atualizada, necessária para a elaboração do plano das indisponibilidades das instalações referidas no Artigo 306.º, seja por manutenção anual, seja por outros motivos conhecidos com a antecedência necessária, com as atualizações periódicas, num horizonte anual móvel.

Artigo 310.º

Informação a fornecer pelos agentes de mercado

1 - Os trabalhos de manutenção, assim como quaisquer outras causas previstas que possam afetar a disponibilidade total ou parcial das instalações previstas no Artigo 306.º, devem ser comunicados com a maior antecedência possível ao GGS, para incorporação desta informação nos estudos de garantia do abastecimento dos consumos e segurança da operação no curto e médio prazos, de modo a permitir a obtenção de elementos que fundamentem a sua autorização.

2 - Antes do dia 15 de cada mês, os Agentes de Mercado incluídos no âmbito da aplicação deste Procedimento, comunicam ao GGS as suas melhores propostas sobre possíveis alterações dos períodos de indisponibilidade das suas instalações previstas no Artigo 306.º, seja por alteração dos programas de manutenção programada vigentes, ou por avarias, ou qualquer outra causa que implique a apresentação de uma nova previsão.

3 - O horizonte contemplado é de um ano móvel.

4 - Os planos de manutenção das instalações a apresentar ao GGS, devem conter a seguinte informação, considerada como mínima:

a) Identificação da instalação e/ou grupo afetado pela indisponibilidade, e/ou fração da potência total indisponível;

b) Motivo da indisponibilidade e/ou condicionamentos de produção/injeção ou bombagem/consumo;

c) Datas e hora de início e de fim das indisponibilidades;

d) Potência indisponível;

e) Indicação sobre a impossibilidade de alteração dos períodos referidos na proposta, assumindo-se que o período de paragem é declarado inamovível, apenas se tal for imprescindível;

f) Outra informação considerada relevante.

5 - O Agente de Mercado deve informar o GGS sobre os motivos que justificam a inamovibilidade da indisponibilidade e, se tal não acontecer ou se a justificação não for considerada aceitável, a indisponibilidade não é considerada inamovível.

Artigo 311.º

Informação difundida pelo GGS

1 - O GGS, após aceitar ou recusar as alterações previamente apresentadas, atualiza os planos de indisponibilidade previstos das instalações referidas no Artigo 306.º, assim como as indisponibilidades definidas no Capítulo XXIII, num horizonte anual.

2 - A informação elaborada pelo GGS contém, para além das datas e duração dos trabalhos previstos, uma estatística da potência disponível nas diferentes instalações de produção/armazenamento para o horizonte contemplado e com especificação semanal.

Artigo 312.º

Modificação dos programas de manutenção

1 - Quaisquer modificações aos trabalhos de manutenção de instalações referidas no Artigo 306.ºque impliquem indisponibilidades totais ou parciais e cujo começo esteja previsto nos doze meses seguintes à data de publicação do plano de indisponibilidades pelo GGS, segundo o que se especifica no número anterior, devem ser comunicadas ao GGS, para que este proceda à sua validação (quando for caso disso) e as tenha em conta, para efeitos dos estudos de segurança na exploração diária da rede de transporte e na garantia do abastecimento dos consumos, assim como na planificação dos trabalhos dos elementos que compõem a rede de transporte e que possam ser afetados pelas alterações ao plano de geração apresentadas.

2 - As indisponibilidades previstas para os três meses seguintes à data de publicação do plano de indisponibilidades pelo GGS, são consideradas como firmes, exceto em condições excecionais e com o acordo de ambas as partes.

3 - Em qualquer caso, os Agentes de Mercado, no âmbito da aplicação deste Capítulo, devem comunicar ao GGS, qualquer modificação que surja, relativamente ao programa vigente em cada instante, qualquer que seja a natureza da modificação, segundo o procedimento anteriormente descrito.

Capítulo XXV
GESTÃO DA INTERLIGAÇÃO INTERNACIONAL

Secção I
Objeto e âmbito

Artigo 313.º
Objeto e âmbito

Este Capítulo, estabelece as condições técnicas e comerciais para a gestão das interligações internacionais do SEN, no que se refere aos seguintes temas:

a) Cálculo e publicação da capacidade da interligação;

b) Gestão de Congestionamentos na Interligação;

c) Estabelecimento dos programas de interligação entre ambos os sistemas;

d) Medida da energia na interligação;

e) Tratamento dos programas de apoio;

f) Determinação e compensação dos desvios na interligação.

Artigo 314.º
Cálculo da capacidade comercial da interligação

1 - O operador da RNT e o seu homólogo espanhol, em colaboração com o Centro de Coordenação Regional (CCR) da Região do Sudoeste da Europa (SWE), realizam, num horizonte anual, trimestral, mensal, diário e intradiário, o cálculo da capacidade da interligação, para cada um dos sentidos do fluxo da interligação, de acordo com as Metodologias para determinação da capacidade comercial da interligação prevista no Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações.

2 - Os cálculos realizados em horizonte diário e intradiário são atualizados posteriormente, caso necessário, em tempo real.

3 - O GGS presta toda a informação requerida no âmbito da determinação da capacidade de interligação disponível para o horizonte de balanço prevista no artigo 37.º do Regulamento EB.

4 - Para o cálculo da capacidade da interligação Portugal – Espanha, consideram-se os critérios de funcionamento e segurança estabelecidos no presente Manual de Procedimentos.

Secção II

Gestão de congestionamentos na interligação

Artigo 315.º

Gestão de congestionamentos

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

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

3 - Para gestão de congestionamentos na interligação, aplicam-se diferentes processos, em função do momento em que se identificam os congestionamentos:

a) Separação de Mercados – Congestionamentos resultantes dos trânsitos devidos ao processo de encontro do mercado diário, sessões intradiárias, reservas de reposição e reservas de restabelecimento da frequência;

b) Alocação contínua de capacidade de interligação implementada no horizonte intradiário;

c) Ação Coordenada de Balanço – Congestionamentos verificados após o fecho dos mercados intradiários e a troca de reservas de reposição ou de reservas de restabelecimento da frequência entre ORT.

d) Redespacho Coordenado Complementar – no caso particular do disparo definitivo da interligação a 400 kV Alto Lindoso – Cartelle ocorrer numa situação em que o sistema português se encontra importador e a diferença angular entre as subestações extremas é superior a 30 graus.

Artigo 316.º

Separação de mercados

1 - O processo de Separação de Mercados aplica-se quando, em resultado do encontro de ofertas em mercado diário, ou nas sessões de leilão intradiário complementares ao mercado intradiário contínuo ou nos mercados europeus de Reservas de Reposição e de Reservas de Restabelecimento da Frequência, são determinados preços distintos para cada área de mercado correspondente a um sistema elétrico nacional, na sequência de congestionamento na interligação.

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

Artigo 317.º

Atribuição contínua de capacidade de interligação

1 - Após a abertura do mercado intradiário contínuo decorre o processo de atribuição implícita e contínua de capacidade de interligação.

2 - Entre o momento de abertura do mercado intradiário contínuo e até à hora de encerramento desse mercado é permitido, a todo o tempo, o estabelecimento de transações nacionais ou internacionais através da interligação, durante os períodos em que se mantenha aberta a negociação no mercado intradiário contínuo.

3 - O processo de atribuição implícita e contínua de capacidade de interligação deve ter em conta a capacidade comercial disponível comunicada pelos operadores das redes de transporte, garantindo em todo o instante que o saldo líquido dos programas na interligação não supera a capacidade prevista no correspondente sentido de fluxo e período de programação.

Artigo 318.º

Ação Coordenada de Balanço

1 - A Ação Coordenada de Balanço (ACB) aplica-se quando os critérios de segurança de operação de um ou de ambos os sistemas elétricos deixarem de se verificar após o fecho dos mercados

intradiários e a troca de reservas de reposição ou de reservas de restabelecimento da frequência entre ORT, consistindo na introdução de uma transação de energia entre os ORT, no valor do congestionamento e de sentido oposto, para permitir a concretização das transações comerciais já estabelecidos, salvo caso de força maior e de emergência.

2 - A aplicação de Ação Coordenada de Balanço é definida pelos ORT interligados, podendo a mesma ser orientada pelo Centro de Coordenação Regional, nos modos e termos definidos nas metodologias aprovadas pelos reguladores da SWE para a coordenação da análise de segurança operacional, conforme previsto no Regulamento SO.

3 - Após a publicação dos resultados do mercado diário, cada ORT informa o Centro de Coordenação Regional quanto aos volumes de energia disponíveis para resolver eventuais restrições físicas através de Ação Coordenada de Balanço e estimativas de preços de desvio a subir e a baixar, sendo que todos os valores são indicativos e não-firmes.

4 - A Ação Coordenada de Balanço pode ser iniciada pelo ORT requerente, podendo a mesma ser orientada pelo Centro de Coordenação Regional, após a publicação da referida informação e a deteção de uma restrição física.

5 - De modo a limitar o impacto no mercado, a ativação deve ocorrer o mais próximo possível do tempo real, devendo manter-se pelo tempo mínimo necessário.

6 - Em circunstâncias excecionais, no caso de o Centro de Coordenação Regional não ter apresentado atempadamente qualquer recomendação ou no caso de uma restrição não detetada na fase de análise ocorrer menos de uma hora antes do tempo real, é seguido o processo de ativação rápida.

7 - O custo total de uma Ação Coordenada de Balanço é determinado de forma transparente somando as receitas ou custos de cada ORT envolvido.

8 - As receitas ou custos referidas no número anterior baseiam-se no volume ativado na Ação Coordenada de Balanço, valorizado aos preços de desvio reais verificados em cada sistema elétrico.

9 - Se a restrição física que motivou a Ação Coordenada de Balanço ocorreu na zona de responsabilidade comum , os custos devem ser repartidos em 50% pelos ORT.

10 -Se restrição se verificar em elementos da rede localizados fora da zona de responsabilidade comum, os custos devem ser suportados integralmente pelo ORT que requereu a Ação Coordenada de Balanço.

Artigo 319.º

Redespacho Coordenado Complementar

1 - Para a finalidade de aumentar a capacidade comercial da interligação no sentido de Espanha para Portugal, o operador da RNT estabelece um acordo com o ORT espanhol que preveja a realização de redespachos coordenados complementares, quando ocorre o disparo definitivo da interligação de 400 kV Alto Lindoso - Cartelle, através da aplicação conjunta de ações de remédio curativas nos dois sistemas.

2 - Os custos associados à aplicação dos redespachos coordenados complementares incluem a valorização do sobrecusto associado à programação de energia a baixar na zona da Galiza e a valorização da energia resultante de mobilização de reserva de potência ativa.

3 - Todos os custos são assumidos pelo operador da RNT, sendo imputáveis às rendas de congestionamento na interligação afetas à zona LFC portuguesa.

4 - Este acordo entre os ORT de Portugal e de Espanha foi estabelecido como medida complementar à atual aplicação da Metodologia Comum do Cálculo da Capacidade da interligação e das metodologias comuns de redespacho e trocas compensatórias coordenadas, e de partilha dos custos, previstas nos artigos 35.º e 74.º do Regulamento (UE) 2015/1222 da Comissão, de 24 de julho de 2015, que estabelece orientações para a atribuição de capacidade e a gestão de congestionamentos (Regulamento CACM), para aumentar o valor da capacidade da interligação disponível para fins comerciais, no sentido de permitir cumprir o valor mínimo da capacidade a disponibilizar ao mercado estabelecido no n.º 8 do artigo 16.º do Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativo ao mercado interno da eletricidade.

5 - A mobilização de mFRR para a realização de um Redespacho Coordenado Complementar é identificada, mas não é considerada na formação do preço do desvio, para o devido tratamento no Procedimento de Liquidação.

Secção III

Estabelecimento dos programas na interligação

Artigo 320.º

Estabelecimento dos programas

1 - Os programas de energia estabelecidos na interligação, só são definitivos após confirmação dos mesmos pelos respetivos ORT.

2 - Para tal, devem trocar informação referente aos programas de trocas de energia estabelecidos na interligação para cada período de programação, de preferência, através de meios eletrónicos, para que, em cada quantidade, seja expresso o pedido de autorização e a resposta de conformidade ou não conformidade.

3 - Os operadores de sistema respetivos estabelecem de comum acordo, o procedimento que deve ser aplicado, neste processo de pedido e obtenção de conformidade, para os programas de trocas de energia estabelecidos na interligação.

4 - No caso de não coincidência, entre as autorizações dos operadores de sistema referentes a um determinado programa de interligação e o período de programação, só pode ser considerado como programa de interligação, o menor dos dois valores.

Artigo 321.º

Contagem da energia na interligação

1 - Para cada interligação, os operadores de sistema dos correspondentes sistemas elétricos, acordam conjuntamente, o número, tipo e colocação de contadores, com os quais se efetua a contagem de energia transitada na interligação e, a periodicidade das leituras, assim como, se aplicável, o tratamento das perdas de transporte nas linhas de interligação.

2 - Para a contagem da energia transitada participam os contadores de todas as linhas de interligação, incluindo aqueles afetos a linhas de menor tensão, que não exerçam uma função de troca entre sistemas, mas apenas de apoio e possível entrega a mercados locais.

Artigo 322.º

Tratamento dos programas de apoio

1 - O gestor do sistema elétrico português ou espanhol, conforme o caso, uma vez que constate a sua necessidade e tendo verificado não dispor de outros meios de produção disponíveis para o efeito, solicita apoio aos gestores dos sistemas vizinhos interligados, podendo este assumir duas formas:

a) Constituição de reserva suficiente para fazer face às necessidades expectáveis de energia durante a operação em tempo real;

b) Estabelecimento de um programa de apoio através da interligação, por forma a garantir a segurança do sistema elétrico espanhol ou português, conforme o caso.

2 - O estabelecimento do programa de apoio, não deve por em causa a segurança de abastecimento, do sistema elétrico que o fornece, e deve restringir-se ao tempo mínimo imprescindível.

3 - As trocas de informação entre os operadores de sistema, os mecanismos de compensação económica e procedimentos de liquidação e faturação são estabelecidos de comum acordo entre os respetivos operadores, sob a forma de um Acordo.

4 - A energia correspondente aos programas de apoio realizados é compensada de acordo com as fórmulas de compensação económica para a energia entregue, acordadas conjuntamente pelos operadores dos sistemas elétricos respetivos, estabelecendo-se estas fórmulas, sempre que seja possível, com critérios de transparência e representatividade do custo da energia fornecida pelo sistema que presta o apoio.

5 - As fórmulas de compensação económica para a energia entregue devem fazer parte de uma metodologia de valorização aprovada pela ERSE, devendo esta entidade ser informada posteriormente sempre que for aplicada.

6 - Para efeito do cálculo dos desvios involuntários de regulação entre sistemas e sua compensação, os programas de apoio têm o mesmo tratamento que os programas na interligação.

7 - Os custos/receitas associados à energia de apoio programada devem ser refletidos no encargo de regulação para o sistema, definido na Secção VIII do Capítulo XXVII.

Artigo 323.º

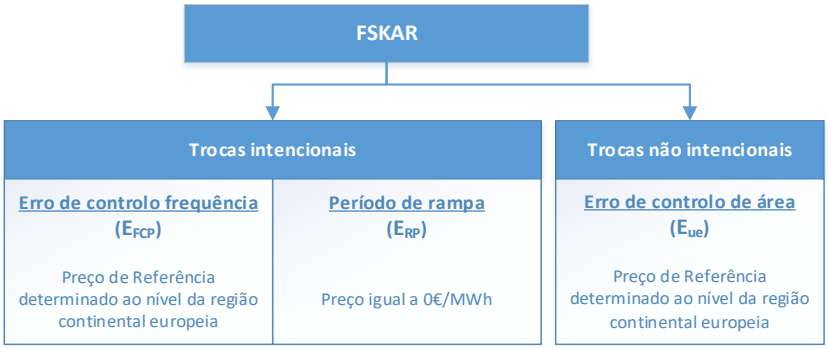
Determinação e compensação dos desvios na interligação

1 - O FSKAR corresponde à liquidação financeira das trocas intencionais e não intencionais, respondendo às orientações relativas ao equilíbrio do sistema elétrico que o Regulamento EB, estabelece no n.º 3 do artigo 50.º e n.º 1 do artigo 51.º, respetivamente, dentro da área síncrona Europa Continental.

2 - A liquidação financeira das trocas intencionais e não intencionais é assegurada por duas entidades que garantem o processo e coordenação ao nível da região continental europeia.

3 - O processo de liquidação financeira dos desvios na interligação é efetuado em períodos de liquidação de 15 minutos.

Figura 5 – Liquidação financeira dos desvios na interligação



4 - A energia de controlo de frequência trocada na sequência do processo de controlo de frequência, EFCP, é dada por:

$E_{FCP} = - K \times \Delta f \times 1/4h$

Onde:

K é um fator determinado anualmente para zona LFC portuguesa, uma vez que não participa no mercado FCR transeuropeu, em MW/Hz.

Δf é o desvio médio de frequência na área síncrona, por período de liquidação, determinado e disponibilizado pelas duas entidades que asseguram o processo de liquidação financeira das trocas intencionais e não intencionais ao nível da região continental europeia, em Hz.

5 - A energia associada ao período de rampa resulta da conversão em rampas das variações das trocas programadas na interligação, face a impossibilidade de existirem alterações em escalão, possibilitam a variação do programa da interligação.

6 - As regras para formação das rampas na área síncrona Europa Continental são aplicadas sempre que existe uma variação da troca programada na interligação sendo que a rampa é iniciada 5 minutos antes do início do período liquidação e até 5 minutos após o início do período de liquidação.

7 - Para cada ORT na área síncrona da Europa Continental, a energia contabilizada no período de liquidação imediatamente anterior à variação do programa da interligação (-5 minutos) corresponde à energia considerada no período de liquidação subsequente à variação do programa da interligação (+5 minutos), mas com sinais opostos. Além disso, a energia contabilizada na rampa soma zero para todos os ORT nessa área síncrona.

8 - É um jogo de volume com soma nula perfeita, pelo que os volumes podem ser calculados de forma exata com base na alteração da ANES e no período de rampa.

9 - Para os quartos de hora n-1, n e n+1 adjacentes, ERP é dado por:

$$E_{RP} = \frac{\frac{ANES_{n-1} - ANES_n}{2}}{2} \times \frac{5}{60} h + \frac{\frac{ANES_{n+1} - ANES_n}{2}}{2} \times \frac{5}{60} h$$

Onde:

ANES – Trocas programadas no mercado diário, nos mercados intradiários, nos mercados intradiários contínuos e mercado de reservas de reposição, incluindo quando aplicável a energia de redespachos coordenados, ações coordenadas de balanço e programas de intercâmbio de apoio, em MW.

10 -As trocas não intencionais E_{ue} correspondem à diferença entre E_{ex} e todas as outras trocas de energia intencionais:

$$E_{ue} = E_{ex} - E_{sch} - E_{VTL} - E_{FCP} - E_{RP}$$

Onde:

E_{ex} – Energia física medida nas interligações, depois de acordadas entre os ORT das duas áreas de controlo interligadas.

E_{sch} – Energia das trocas programadas, dos mercados diário, intradiário, intradiário contínuo e mercado de reservas de reposição, incluindo, quando aplicável, a energia de redespachos coordenados, ações coordenadas de balanço e programas de intercâmbio de apoio, que correspondem à soma do ANES para cada área de controlo.

E_{VTL} – Energia trocada na interligação através de linhas virtuais, que pode ser de mFRR, reserva de aFRR evitada por coordenação de desvios na interligação e reserva de aFRR.

11 - Preço de referência é determinado para cada período de liquidação como a média ponderada dos preços de mercado diário da zona de licitação das áreas de controlo:

$$Preço_{ref}(t) = \frac{\sum_m DAMP_m(t) \times (E_{ue} + E_{FCP})_m(t)}{\sum_m (E_{ue} + E_{FCP})_m(t)}$$

Onde:

$DAMP_m(t)$ – Preço de encontro do mercado diário afeto à área de controlo m, para o período de liquidação t.

$(E_{ue} + E_{FCP})_m(t)$ – Energia de trocas não intencionais e energia de controlo de frequência afeto à área de controlo m, para o período de liquidação t.

12 - O preço de referência aplica-se na valorização da energia de trocas não intencionais e energia de controlo de frequência.

13 - Para a energia associada às rampas de transição de programa da interligação aplica-se o preço zero, 0 €/MWh.

Artigo 324.º

Prestação de informação

No âmbito da prestação de informação relativa à Capacidade de Interligação e às Ações Coordenadas de Balanço previstas no Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha, o GGS divulga no seu sítio na Internet, a seguinte informação relativa às matérias e prazos assinalados.

a) Antes de 30 de novembro de cada ano, os valores de capacidade previstos para o ano seguinte, sendo que esta informação contempla as distintas estações climatéricas, situações extremas de consumo (Ponta e Vazio) e diferentes condições de hidraulicidade e eolicidade;

b) Antes do dia 5 do mês anterior ao início de cada trimestre, os valores de capacidade previstos para o trimestre seguinte, sendo que esta informação contempla as distintas estações climatéricas, situações extremas de consumo (Ponta e Vazio) e diferentes condições de hidraulicidade e eolicidade;

c) Antes do dia 18 de cada mês, os valores de capacidade previstos para o mês seguinte em situações extremas de consumo (Ponta e Vazio);

d) Todos os dias, antes das 07:00 horas, a capacidade da interligação é prevista para cada período de programação do dia seguinte;

e) Todas os dias, antes das 21:00 horas, o GGS disponibiliza a capacidade da interligação prevista para cada período de programação do dia seguinte;

f) O novo valor de capacidade da interligação, assim que seja acordado pelos operadores de sistema respetivos, sempre que exista alguma modificação respeitante ao previamente publicado;

g) Energia, sentido da redução, motivo da ação coordenada de balanço, para cada quarto de hora do dia d (a publicar em d+1);

h) Liquidação de cada ação coordenada de balanço (custo/receita para compensação da ação coordenada de balanço, caso se verifique, e compensação entre operadores), para o mês m (a publicar no início do mês m+1);

i) Informação relativa a programas de apoio estabelecidos entre os operadores de sistema, sempre que ocorram.

Capítulo XXVI
VERIFICAÇÃO DA GARANTIA DO ABASTECIMENTO E SEGURANÇA DE OPERAÇÃO

Secção I
Objeto e âmbito

Artigo 325.º
Objeto e âmbito

1 - Este Capítulo estabelece o conjunto de processos de verificação da garantia do abastecimento e segurança da operação no curto e médio prazos.

2 - O procedimento apoia-se em duas atividades principais:

a) A previsão do consumo;

b) O estudo da garantia do abastecimento e segurança da operação no curto e médio prazos do SEN.

3 - Este procedimento aplica-se ao GGS, ao NEMO, aos Agentes de Mercado e aos titulares de unidades de produção instaladas em Portugal.

Secção II
Previsão de consumo

Artigo 326.º
Previsão de consumo

1 - O GGS realiza um conjunto de previsões de consumo relativo à produção líquida do SEN, em diversos horizontes temporais.

2 - Estas previsões são disponibilizadas aos Agentes de Mercado e ao NEMO.

3 - A Previsão Mensal é elaborada até ao dia 5 de cada mês, tem por horizonte o final do ano seguinte à data da publicação e uma discriminação mensal.

4 - A Previsão Semanal é elaborada diariamente até às 12:00 horas, tem por horizonte os sete dias seguintes à data da publicação e uma discriminação horária.

5 - A previsão diária é elaborada até às 17:00 horas, tem por horizonte o dia "d+2" e uma discriminação quarto-horária.

6 - A previsão diária é atualizada noventa minutos antes do fecho de cada sessão do mercado, diário ou intradiário, para o horizonte respetivo.

Secção III

Verificação da garantia do abastecimento e segurança da operação no curto e médio prazos

Subsecção I

Análise de segurança e metodologia do estudo

Artigo 327.º

Estudo de garantia de abastecimento e segurança de operação

1 - O GGS elabora mensalmente um estudo de garantia do abastecimento e segurança da operação no curto e médio prazos do SEN, com horizonte no final do ano seguinte, com o objetivo de identificar potenciais situações de dificuldade de abastecimento.

2 - O GGS deve publicar este estudo no seu sítio da Internet, nos primeiros cinco dias úteis de cada mês.

Artigo 328.º

Análise de segurança

1 - Os estudos de garantia do abastecimento determinam o risco de falha do abastecimento que pode decorrer dos próprios meios de produção, tendo em conta as informações recebidas dos agentes relativas à disponibilidade prevista dos grupos geradores, das instalações de produção/armazenamento, de consumo com acesso à rede com restrições e de eventuais restrições no aprovisionamento de combustíveis, ao estado das reservas hidroelétricas e aos condicionamentos na rede de Transporte ou outros previsíveis.

2 - Estes estudos são baseados em simulações do sistema eletroprodutor nacional tendo em conta o consumo previsível, e diversos regimes de hidraulicidade e eolicidade.

3 - Os estudos são efetuados não considerando a possibilidade de importação de energia elétrica.

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

5 - Os estudos a efetuar podem incluir análises zonais de modo a determinar necessidades específicas de disponibilidade de grupos geradores, instalações de produção/armazenamento, de consumo com acesso à rede com restrições e elementos da rede de transporte, de modo a evitar situações de redução da segurança do sistema em determinadas zonas.

Artigo 329.º

Metodologia do estudo

Para a realização dos estudos de previsão da garantia do abastecimento e segurança da operação no curto e médio prazos e verificação da segurança, são utilizados os seguintes critérios:

a) As simulações são efetuadas tendo em conta a última previsão de consumo disponível;

b) A utilização dos diversos meios de produção é determinada atendendo ao custo de oportunidade da geração em que, para as centrais termoelétricas, este custo de oportunidade é determinado pelos preços de substituição dos combustíveis, e para as centrais hídricas, este custo de oportunidade é o da geração térmica substituída;

c) As afluências futuras aos aproveitamentos hidroelétricos são obtidas a partir dos regimes históricos disponíveis, sendo o estado inicial das albufeiras disponibilizado pelos Agentes de Mercado, segundo o disposto no presente Capítulo;

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

e) É considerado o plano anual de manutenção dos centros eletroprodutores, atualizado nos termos do Capítulo XXIV deste manual;

f) É considerada a informação atualizada relativa à produção não-habilitada e os regimes eólicos futuros são determinados a partir da informação histórica disponível;

g) São tidas em conta as características técnicas dos contratos bilaterais e trocas acordados com os Agentes de Mercado.

Subsecção II

Informação necessária

Artigo 330.º

Centrais termoelétricas

Antes do dia 20 de cada mês, as entidades responsáveis devem enviar ao GGS a seguinte informação:

a) Existências de combustível (se aplicável);

b) Restrições no aprovisionamento de combustível ou outros condicionamentos à utilização total da potência disponível no horizonte das simulações.

Artigo 331.º

Centrais hidroelétricas

As entidades responsáveis pelas centrais hidroelétricas devem transmitir ao GGS a seguinte informação:

a) Diariamente, valores verificados de:

   i) Afluências próprias por albufeira;

   ii) Cotas das albufeiras;

   iii) Volumes turbinados, bombeados e descarregados;

   iv) Caudais ecológicos.

b) Antes do dia 20 de cada mês, previsões de condicionamentos de exploração previstos.

Subsecção III

Níveis de segurança

Artigo 332.º

Centrais termoelétricas

As entidades responsáveis pelas centrais termoelétricas com capacidade de armazenamento de combustível, mantém em permanência uma reserva mínima de segurança em cada central, nos termos da legislação aplicável e das licenças de produção.

Artigo 333.º

Albufeiras

As entidades responsáveis pelas centrais hídricas mantêm, em permanência, a reserva de segurança definida pelo estudo de segurança da garantia do abastecimento.

Capítulo XXVII
PROCEDIMENTOS DE LIQUIDAÇÃO

Secção I
Princípios gerais da liquidação

Artigo 334.º

Objeto

As disposições do presente Capítulo aplicam-se às liquidações que têm por objeto os direitos de recebimento e obrigações de pagamento relativos à gestão global do sistema, imputáveis a cada BSP e BRP.

Artigo 335.º

Características gerais da liquidação

1 - Os processos de liquidação devem:

a) Estabelecer sinais económicos adequados que espelhem a situação de desvio;

b) Garantir que os desvios são liquidados a preços que espelhem o valor em tempo real da energia;

c) Incentivar os BRP a manterem-se regulados ou a prestarem ajuda na regulação do sistema;

d) Evitar desincentivos aos BRP, aos BSP e ao ORT;

e) Apoiar a concorrência dos participantes no mercado;

f) Incentivar os BSP a oferecerem e prestarem serviços de regulação ao GGS;

g) Assegurar neutralidade financeira do GGS.

2 - Os direitos de recebimento e obrigações de pagamento relativos à gestão global do sistema, atribuídos a cada BSP e BRP, resultam da agregação dos direitos de recebimento e das obrigações de pagamento, determinados e agregados por unidade física ou área de ofertas, para cada BSP, e por unidade de liquidação, para cada BRP.

3 - A Nota de Liquidação Semanal apresenta os direitos de recebimento e as obrigações de pagamento, devidos a cada BSP e BRP, discriminados pelas respetivas Unidades Físicas ou Áreas de Ofertas e Unidades de Liquidação.

4 - O referencial de liquidação considera negativos os valores físicos afetos a direitos de recebimento dos BSP e BRP, e positivos, os valores físicos relativos às obrigações de pagamento.

5 - Os valores físicos e económicos apresentados por Nota de Liquidação Semanal, tendo em conta a natureza da atividade, BSP ou BRP, são determinados e tratados de acordo com o presente Capítulo.

Artigo 336.º

Unidade monetária

Todas as valorizações são efetuadas na unidade monetária "Euro", com duas casas decimais, efetuando-se o arredondamento ao cêntimo de Euro mais próximo.

Subsecção I

Exclusões do procedimento de liquidação

Artigo 337.º

Contratação no mercado de contratação à vista

1 - Para efeitos de aplicação da liquidação a que se refere o presente Manual de Procedimentos, são consideradas, por BRP, com discriminação por unidade de programação, as obrigações e direitos contratados nos mercados diário e intradiário, designadamente quanto aos valores físicos correspondentes.

2 - 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, NEMO, não se encontrando abrangido pelo âmbito de aplicação do presente Manual de Procedimentos.

Artigo 338.º

Contratos bilaterais

1 - Para efeitos de aplicação da liquidação a que se refere o presente Manual de Procedimentos, são consideradas, por BRP, com discriminação por unidade de programação, as obrigações e direitos contratados no mercado de contratação bilateral, designadamente quanto aos valores físicos correspondentes.

2 - O processo de liquidação relativo à energia contratada através de contratos bilaterais é da responsabilidade exclusiva dos agentes de mercado envolvidos na transação, não se encontrando abrangido pelo âmbito de aplicação do presente Manual de Procedimentos.

Secção II

Neutralidade financeira da liquidação no SEN e trocas de serviços de sistema entre ORT

Subsecção I

Neutralidade financeira da liquidação

Artigo 339.º

Neutralidade financeira da liquidação

A agregação de todos os valores económicos correspondentes a direitos de recebimento deve equivaler à agregação de todos os valores económicos correspondentes a obrigações de pagamento, tendo em conta:

a) A liquidação de cada BSP e de cada BRP;

b) O custo ou proveito atribuído às rendas de congestionamento na interligação que resulta da valorização da energia instruída para compensação de Ações Coordenadas de Balanço, da valorização da energia instruída para compensação de ações de Redespacho Coordenado Complementar ou da compensação entre o SEN e o sistema elétrico espanhol, por ações de apoio entre os dois sistemas;

c) A liquidação com as plataformas europeias de balanço, nomeadamente das respetivas posições líquidas.

Artigo 340.º

Demonstração da neutralidade financeira

1 - A equação de neutralidade financeira assume a seguinte composição:

$$\sum_{a} LIQ^{BSP}(t,a)+\sum_{a} LIQ^{BRP}(t,a)+\sum_{a} ACB^{BSP}(t,a)+\sum_{a} RCC^{BSP}(t,a)+VIA(t)+VTSS(t)=0$$

onde:

$LIQ^{BSP}(t,a)$ Liquidação correspondente à participação na zona LFC portuguesa, durante o período de liquidação t, do BSP a.

Valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento dos BSP, determinado de acordo com o estabelecido na Subsecção I da Secção IV.

$LIQ^{BRP}(t,a)$ Liquidação correspondente à zona de desvio correspondente à área portuguesa do MIBEL, durante o período de liquidação t, do BRP a.

Valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento dos BRP, determinado de acordo com o estabelecido na Subsecção II da Secção IV.

$ACB^{BSP}(t,a)$ Valorização afeta à compensação interna de uma Ação Coordenada de Balanço, verificada durante o período de liquidação t, imputável às rendas de congestionamento na interligação e determinada de acordo com o estabelecido no Artigo 373.º.

$RCC^{BSP}(t,a)$ Valorização afeta à compensação interna de um Redespacho Coordenado Complementar, verificado durante o período de liquidação t, imputável às rendas de congestionamento na interligação, determinada de acordo com o estabelecido no Artigo 374.º.

$VIA(t)$ Valorização do encargo mínimo a imputar ao sistema elétrico espanhol, pela ocorrência de intercâmbio de apoio no sentido Portugal – Espanha, ou proveito a atribuir ao sistema elétrico espanhol, pela ocorrência de Intercâmbio de Apoio no sentido Espanha – Portugal, para o período de liquidação t, determinada de acordo com o estabelecido no Artigo 341.º.

VTSS(t) Valorização das trocas de serviços de sistemas através de plataformas europeias, para o período de liquidação t, determinada de acordo com o estabelecido na Subsecção II da presente Secção.

Artigo 341.º

Valorização de Intercâmbios de Apoio

1 - Os encargos afetos à solicitação de Intercâmbios de Apoio entre sistemas, a imputar pelo sistema elétrico que presta o apoio ao sistema elétrico que o solicita, dependem do intervalo de tempo que medeia entre o pedido e o momento da previsível da situação de risco na operação:

a) Em tempo real entre duas sessões subsequentes do mercado intradiário do MIBEL (no curto prazo);

b) Durante a programação.

2 - 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.

3 - 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.

4 - A determinação do encargo devido à programação de geração adicional depende do momento em que é programada:

a) Durante a verificação técnica do PDBF, recorrendo ao respetivo mecanismo de resolução de restrições técnicas internas;

b) Após a verificação técnica do PDBF, de acordo com o estabelecido em acordo internacional, para cada país, aplicando-se, no SEN, a soma algébrica entre encargos devidos à mobilização

de ofertas de reserva de potência ativa ou devidos ao acoplamento de grupos termoelétricos no processo de resolução de restrições técnicas após publicação do PDVD.

5 - Em termos de fecho económico, tendo em conta a liquidação da participação dos agentes de mercado, na área portuguesa do MIBEL, quando o SEN 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 BSP associados, correspondendo ao 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 ao SEN ficando refletidos no encargo de regulação para o sistema.

6 - O encargo ou proveito resultante da valorização afeta ao encargo mínimo a imputar ao sistema elétrico espanhol, pela ocorrência de Intercâmbio de Apoio no sentido Portugal – Espanha (VEIA), ou resultante da valorização afeta ao proveito a atribuir ao sistema elétrico espanhol, pela ocorrência de Intercâmbio de Apoio no sentido Espanha – Portugal (VPIA), para o período de liquidação t, é calculado segundo a expressão:

$$VIA(t)=VEIA(t)+VPIA(t)$$

Onde:

	PREÇO POSITIVO	PREÇO NEGATIVO
ENERGIA EXPORTADA	VEIA(t) > 0	VEIA(t) < 0
ENERGIA IMPORTADA	VPIA(t) < 0	VPIA(t) > 0

7 - O encargo mínimo a imputar ao sistema elétrico espanhol, pela ocorrência de Intercâmbio de Apoio no sentido Portugal Espanha, é dado pela seguinte expressão:

$$VEIA(t)=-\left(VIAPE(t)+EPGAP[DVPDBF](t)+EPGAP[AVPDVD](t)\right)$$

Onde:

VIAPE(t) A valorização da energia resultante da mobilização de reserva de potência ativa para efetivar o Intercâmbio de Apoio, sendo o respetivo encargo assumido pelo sistema elétrico espanhol;

EPGAP[DVPDBF] O encargo 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;

EPGAP[AVPDVD] O encargo devido à programação de geração térmica adicional no SEN, após a publicação do PDVD, a assumir pelo sistema espanhol, resultante da soma algébrica entre valorizações devidas à mobilização de reserva de potência ativa para o estabelecimento de geração térmica adicional e à respetiva compensação, até ao momento de prestação do Intercâmbio de Apoio.

8 - O proveito a atribuir ao sistema elétrico espanhol, pela ocorrência de Intercâmbio de Apoio no sentido Espanha Portugal é dado pela seguinte expressão:

$$VPIA(t)=VIAPE(t)+EPGAE[DVPDBF](t)+EPGAE[AVPDBF](t)$$

VIAEP(t) A valorização da energia resultante da efetivação do Intercâmbio de Apoio prestado pelo sistema espanhol ao SEN, é imputada no SEN, ficando refletida no encargo de regulação para o sistema (ERS), definido na Secção VIII do presente Capítulo;

9 - A programação de geração adicional, em função do momento, detém as seguintes parcelas de encargos:

EPGAE[DVPDBF] O encargo 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 SEN, ficando refletido no encargo de regulação para o sistema (ERS), definido na Secção VIII do presente Capítulo;

EPGAE[AVPDBF] O encargo resultante do estabelecimento de programação de geração adicional no sistema espanhol, valorizado de acordo com o estabelecido em acordo internacional, a imputar ao SEN, ficando refletido no encargo de regulação para o sistema (ERS), definido na Secção VIII do presente Capítulo.

Subsecção II

Valorização das Trocas de Serviços de Sistema com Plataformas Europeias (VTSS)

Artigo 342.º

Valorização das trocas de serviços de sistema

1 - Os encargos ou proveitos resultantes da valorização das trocas de serviços de sistemas através de plataformas europeias, em cada período de liquidação t, são valorizados pela seguinte expressão:

$$VTSS(\mathrm{t})=VELRR(\mathrm{t})+VmFRRAP(\mathrm{t})+VmFRREAP(\mathrm{t})+VmFRRAD(\mathrm{t})+VmFRREAD(\mathrm{t})+ \\ +VERSEV(\mathrm{t})+VLFDI(\mathrm{t})$$

2 - As energias de regulação mobilizadas através de plataformas europeias para satisfazer as necessidades da zona LFC portuguesa entram na determinação do preço do desvio conforme o definido na Subsecção III da presente Secção.

Artigo 343.º

Valorização da posição líquida de reservas de reposição resultante das ofertas ativadas e necessidades satisfeitas (VELRR)

1 - A posição líquida de reservas de reposição (ERR), que resulta do saldo entre a energia de reservas de reposição resultante das ofertas ativadas (ERR_{oa}^{h-30}) e a energia de reservas de reposição resultante das necessidades satisfeitas (ERR_{ns}^{h-30}), quantificadas em escalão e valorizada a preço marginal de reservas de reposição (PMRR), no período de liquidação t, de 15 minutos, de acordo com o estabelecido na Secção IV e com a seguinte expressão:

$$VELRR(\mathrm{t})=\left(ERR_{oa}^{h-30}(\mathrm{t})-ERR_{ns}^{h-30}(\mathrm{t})\right)\times PMRR(\mathrm{t})$$

Onde:

	PREÇO POSITIVO	PREÇO NEGATIVO
REGULAÇÃO A SUBIR (OU ENERGIA IMPORTADA)	VELRR(t) < 0	VELRR(t) > 0

REGULAÇÃO A BAIXAR (OU ENERGIA EXPORTADA)	VELRR(t) > 0	VELRR(t) < 0

2 - Valorização da posição líquida resultante da ativação programada de mFRR (VmFRRAP)

3 - A posição líquida da ativação programada de mFRR resulta da diferença entre as ofertas ativadas e as necessidades satisfeitas, quantificada em escalão e valorizada ao preço marginal da plataforma europeia de mFRR para ativação programada, para cada período de liquidação t, de 15 minutos.

Onde:

	PREÇO POSITIVO	PREÇO NEGATIVO
REGULAÇÃO A SUBIR (OU ENERGIA IMPORTADA)	VmFRRAP(t) < 0	VmFRRAP(t) > 0
REGULAÇÃO A BAIXAR (OU ENERGIA EXPORTADA)	VmFRRAP(t) > 0	VmFRRAP(t) < 0

Artigo 344.º

Valorização do erro de arredondamento resultante da ativação programada de mFRR (VmFRREAP)

A plataforma europeia assegura a neutralidade financeira de cada região em cada MTU, calculando o respetivo erro de arredondamento e atribuindo-o a um dos ORT da região de acordo com o algoritmo “round-robin”.

Artigo 345.º

Valorização da posição líquida resultante da ativação direta de mFRR (VmFRRAD)

A posição líquida da ativação direta de mFRR resulta da diferença entre as ofertas ativadas e as necessidades satisfeitas, quantificada em escalão e valorizada ao preço marginal da plataforma europeia de mFRR para ativação direta, positivo ou negativo, para cada período de liquidação t, de 15 minutos.

Onde:

	PREÇO POSITIVO	PREÇO NEGATIVO
REGULAÇÃO A SUBIR (OU ENERGIA IMPORTADA)	VmFRRAD(t) < 0	VmFRRAD(t) > 0
REGULAÇÃO A BAIXAR (OU ENERGIA EXPORTADA)	VmFRRAD(t) > 0	VmFRRAD(t) < 0

Artigo 346.º

Valorização do erro de arredondamento resultante da ativação direta de mFRR (VmFRREAD)

A plataforma europeia assegura a neutralidade financeira de cada região em cada MTU, calculando o respetivo erro de arredondamento e atribuindo-o a um dos ORT da região, de acordo com o algoritmo "round-robin".

Artigo 347.º

Valorização da Posição Líquida de aFRR resultante das ofertas ativadas e necessidades satisfeitas (VaFRR)

A posição líquida de aFRR resulta da diferença entre as ofertas ativadas pela plataforma de energia de aFRR e as necessidades satisfeitas, em cada período de liquidação t, de 15 minutos, para:

a) Energia de aFRR importada, valorizada a preço marginal da plataforma de aFRR positivo,

b) Energia de aFRR importada, valorizada a preço marginal da plataforma de aFRR negativo,

c) Energia de aFRR exportada, valorizada a preço marginal da plataforma de aFRR positivo,

d) Energia de aFRR exportada, valorizada a preço marginal da plataforma de aFRR negativo.

Onde:

	PREÇO POSITIVO	PREÇO NEGATIVO
REGULAÇÃO A SUBIR	VaFRR(t) < 0	VaFRR(t) > 0

(OU ENERGIA IMPORTADA)		
REGULAÇÃO A BAIXAR (OU ENERGIA EXPORTADA)	VaFRR(t) > 0	VaFRR(t) < 0

Artigo 348.º

Valorização da energia de aFRR evitada afeta ao processo de coordenação de desvios (VERSEV)

A energia de aFRR evitada (ERSEV) afeta ao processo de coordenação de desvios é valorizada nos termos previstos no Capítulo XV, em cada período de liquidação t, onde:

	PREÇO POSITIVO	PREÇO NEGATIVO
REGULAÇÃO A SUBIR (OU ENERGIA IMPORTADA)	VERSEV(t) < 0	VERSEV(t) > 0
REGULAÇÃO A BAIXAR (OU ENERGIA EXPORTADA)	VERSEV(t) > 0	VERSEV(t) < 0

Artigo 349.º

Valorização da liquidação financeira dos desvios na interligação (VLFDI)

1 - O encargo ou proveito resultante da liquidação financeira dos desvios na interligação (FSKAR) fica refletido no encargo de regulação para o sistema, ERS, de acordo com o estabelecido na Secção VIII.

2 - A energia de controlo de frequência e a energia das trocas não intencionais, afetas ao FSKAR, são valorizadas a preço de referência do FSKAR, enquanto, a energia em período de rampa (E_{RP}) é valorizada a preço zero, por período de liquidação t, de 15 minutos, de acordo com o estabelecido no Artigo 323.º:

Onde:

	PREÇO POSITIVO	PREÇO NEGATIVO
REGULAÇÃO A SUBIR (OU ENERGIA IMPORTADA)	VLFDI(t) < 0	VLFDI(t) > 0
REGULAÇÃO A BAIXAR (OU ENERGIA EXPORTADA)	VLFDI(t) > 0	VLFDI(t) < 0

Artigo 350.º

Acertos decorrentes dos desfasamentos temporais entre pagamentos e recebimentos no âmbito da liquidação em acordos nacionais e internacionais

1 - Os acertos de valores liquidados relativos aos desfasamentos temporais entre pagamentos e recebimentos no âmbito de acordos nacionais e internacionais, são imputados às rendas de congestionamento na interligação do SEN.

2 - Caso o valor do saldo disponível das rendas de congestionamento não permita acomodar o acerto necessário, o mesmo pode ser repercutido nos encargos de neutralidade no momento de liquidação seguinte.

3 - Os acertos podem resultar do desfasamento temporal entre a liquidação nacional e a liquidação internacional das plataformas europeias de balanço.

Secção III

Rubricas da liquidação

Artigo 351.º

Energias

As rubricas a ter em conta, quanto à determinação dos valores físicos de energia a valorizar, são as seguintes:

a) Programas diários de energia elétrica, resultantes da participação dos agentes de mercado nos mercados organizados de contratação à vista e no mercado de contratação bilateral, por Unidade de Programação;

b) Programas diários de energia elétrica referidos na alínea anterior, corrigidos de eventuais modificações introduzidas pelo GGS nos programas diários, por Unidade de Programação, que refletem a posição final atribuída a cada BRP;

c) Energia de regulação ativada para o controlo de potência-frequência, por Unidade Física ou Área de Ofertas, em cada uma das plataformas europeias ou nacionais;

d) Energia de regulação mobilizada para fins específicos que não o controlo de frequência, por Unidade Física ou Área de Ofertas;

e) Consumos correspondentes às unidades de programação Comercialização e Cliente, obtidos a partir dos valores recolhidos das contagens de energia elétrica das instalações consumidoras, incluindo a metodologia de aplicação de perfis de carga a contagens obtidas sem recurso a telecontagem, ajustadas para perdas nas redes, agregadas por agente de mercado, após adequação entre as curvas de geração e de consumo em mercado, segundo os valores disponibilizados ao GGS, conforme metodologia estabelecida no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor elétrico;

f) Consumos em Unidades Físicas de bombagem ou injeção em instalações de armazenamento durante o período de comissionamento e em regime industrial, obtidos diretamente por telecontagem das instalações produtoras reversíveis;

g) Consumos em Unidades Físicas de regime industrial obtidos diretamente por telecontagem das instalações consumidoras.

h) Consumos em Unidades Físicas de agregação de regime industrial obtidos diretamente por telecontagem das instalações consumidoras e/ou de armazenamento.

i) Emissões em Unidades Físicas de regime industrial, obtidas diretamente por telecontagem das instalações produtoras;

j) Emissões em Unidades Físicas de produção durante o período de comissionamento, obtidas diretamente por telecontagem das instalações produtoras.

k) Emissões em Unidades Físicas de agregação de regime industrial obtidas diretamente por telecontagem das instalações produtoras e/ou de armazenamento.

Artigo 352.º

Produto específico de Banda de reserva de restabelecimento da frequência com ativação manual

As rubricas a ter em conta, quer quanto a valores físicos do produto específico de banda de mFRR atribuídas, quer quanto a informação adicional relativa a incumprimentos, no âmbito do produto específico de banda de mFRR, são as seguintes:

a) Produto específico de Banda de mFRR atribuída em leilão por Área de Ofertas;

b) Incumprimento do serviço do produto específico de banda de mFRR por Área de Ofertas, imputável ao respetivo BSP;

c) Incumprimento da instrução de despacho por Área de Ofertas.

Artigo 353.º

Banda diária de mFRR

As rubricas a ter em conta, quer quanto a valores físicos de Banda diária de mFRR atribuída, quer quanto a informação adicional relativa a incumprimentos, no âmbito da Banda diária de mFRR, são as seguintes:

a) Banda diária de mFRR atribuída por BSP;

b) Incumprimento do serviço de Banda diária de mFRR por BSP;

Artigo 354.º

Banda de aFRR

As rubricas a ter em conta, quer quanto a valores físicos de Banda de aFRR atribuída, quer quanto a informação adicional relativa a incumprimentos, no âmbito da banda de aFRR, são as seguintes:

a) Banda de aFRR atribuída em mercado, por unidade física ou Unidade de Ofertas de aFRR, e agregadas por Área de Ofertas;

b) Incumprimentos da banda de aFRR atribuída por unidade física ou Unidade de Ofertas de aFRR e agregados por Área de Ofertas, imputáveis ao respetivo agente de mercado;

c) Incumprimentos totais por não seguimento do sinal de controlo emitido pelo regulador central, por unidade física ou Unidade de Ofertas de aFRR e agregados por Área de Ofertas, imputáveis ao respetivo agente de mercado;

d) Duração dos incumprimentos.

Artigo 355.º

Preços

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

a) Preços marginais do mercado diário;

b) Ofertas para resolução de restrições técnicas no PDBF;

c) Ofertas para resolução de restrições técnicas após publicação do PDVD;

d) Ofertas de energia de aFRR, a subir e baixar;

e) Ofertas de energia de mFRR de ativação programada ou direta, a subir e baixar;

f) Ofertas de reservas de reposição;

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

h) Preços marginais de Reservas de Reposição;

i) Preços marginais de mFRR de ativação programada;

j) Preços marginais de mFRR de ativação direta;

k) Preços marginais de aFRR;

l) Preços marginais de banda de aFRR atribuída em mercado;

m) Preços marginais do produto específico de banda de mFRR;

n) Preços marginais de banda diária de mFRR;

o) Preços do incumprimento de instruções de despacho;

p) Preços do desvio por defeito;

q) Preços do desvio por excesso.

Artigo 356.º

Valorização de desvios

As rubricas a ter em conta, quer quanto a valores económicos decorrentes dos desvios dos BRP, são as seguintes:

a) Valorização da energia de desvio por defeito por Unidade de liquidação;

b) Valorização da energia de desvio por excesso por Unidade de liquidação.

Artigo 357.º

Comissionamento

As rubricas a ter em conta, quanto a valores económicos decorrentes de períodos de comissionamento, consideram a valorização da energia injetada na rede e consumida em bombagem ou em armazenamento, durante o período de comissionamento.

Artigo 358.º

Ensaio de verificação de disponibilidade

As rubricas a ter em conta, quanto a valores económicos decorrentes de ensaios de verificação de disponibilidade são as seguintes:

a) Valorização da energia, durante o período de ensaio, EVD, por unidade física;

b) Valorização da energia, durante o período de ensaio, EVD, por Área de Ofertas com contratação do produto específico de banda de reserva de restabelecimento da frequência com ativação manual.

Artigo 359.º

Valorização de reservas de reposição

As rubricas a ter em conta, quanto a valores económicos decorrentes da participação no mercado europeu de reservas de reposição considera a valorização da energia das ofertas de reservas de reposição ativadas, por Área de Ofertas.

Artigo 360.º

Valorização de mFRR

As rubricas a ter em conta, quanto a valores económicos decorrentes da participação no mercado europeu de mFRR são as seguintes:

a) Valorização da energia de mFRR de ativação programada, por Área de Ofertas;

b) Valorização da energia de mFRR de ativação direta a subir, por Área de Ofertas;

c) Valorização da energia de mFRR de ativação direta a baixar, por Área de Ofertas.

Artigo 361.º

Valorização das ativações do produto específico Transitório de reserva rápida de mFRR

As rubricas a ter em conta, quanto a valores económicos decorrentes das ativações de energia do produto específico de reserva rápida de mFRR são as seguintes:

a) Valorização da energia do produto específico transitório de reserva rápida de mFRR, por Área de Ofertas, no processo de garantia de realização em segurança das transições do programa na interligação;

b) Valorização da energia do produto específico transitório de reserva rápida de mFRR, por Área de Ofertas, no processo de resolução de congestionamentos.

Artigo 362.º

Valorização de energia de aFRR

As rubricas a ter em conta, quanto a valores económicos decorrentes da ativação de energia de aFRR são as seguintes:

a) Valorização da energia de aFRR a subir, por Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR;

b) Valorização da energia de aFRR a baixar, por Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR;

c) Incumprimentos da energia de aFRR por não seguimento do sinal de controlo emitido pelo regulador central, por Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR, imputáveis ao respetivo agente de mercado, de acordo com o estabelecido no Capítulo XIV.

Artigo 363.º

Penalização por incumprimento de instrução de despacho

A rubrica a ter em conta, quanto a valores económicos decorrentes de incumprimentos de instrução de despacho, é o encargo para o BSP devido ao incumprimento da instrução de despacho, de acordo com o Artigo 404.º.

Artigo 364.º

Penalização por incumprimento de limitação de potência

As rubricas a ter em conta, quanto a valores económicos decorrentes de incumprimento de limitação de potência, são as seguintes:

a) Encargo para o BRP devido ao incumprimento de limitação de potência, por Unidade Física, nos termos do Artigo 405.º ou de outros mecanismos aplicáveis;

b) Encargo para o BSP devido ao incumprimento de limitação de potência por Unidade Física ou conjunto de Unidades Físicas da mesma Área de Oferta.

Artigo 365.º

Penalização por incumprimento de instrução de despacho do mecanismo de controlo de injeção

A rubrica a ter em conta, quanto a valores económicos decorrentes de incumprimentos de instrução de despacho ao abrigo do mecanismo de controlo de injeção na rede, é o encargo para o BRP devido ao incumprimento da instrução de despacho, por Unidade Física não-habilitada.

Artigo 366.º

Impostos

Na liquidação semanal são considerados ainda todos os impostos aplicáveis sobre as rubricas atrás mencionadas.

Artigo 367.º

Arredondamentos dos itens de liquidação

1 - As quantidades de energia objeto de liquidação são calculadas por período de liquidação, de 15 minutos, garantindo sempre a dimensão do período de programação ou MTU de cada um dos

produtos, com arredondamento ao Wh mais próximo, e valorizadas com a mesma granularidade, quando aplicável.

2 - As energias e valorizações do número anterior são agregadas em quantidades e montantes diários, com arredondamento ao kWh e ao cêntimo de Euro mais próximo, respetivamente.

3 - Os fatores de imputação de encargos para o sistema são determinados com arredondamento à décima quinta (15ª) casa decimal mais próxima.

Artigo 368.º

Agregação dos itens de liquidação e aplicação do IVA

1 - Diariamente, para cada BRP e BSP, são somadas todas as energias e potências objeto de liquidação e respetivas valorizações, para obtenção de totais diários, sendo apenas faturado ou autofaturado o total semanal apurado, acrescido do valor do IVA correspondente, quando aplicável.

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

Secção IV

Direitos de recebimento e obrigações de pagamento dos BSP e BRP

Subsecção I

Liquidação aos BSP

Artigo 369.º

Liquidação aos BSP

1 - Os direitos de recebimento ou obrigações de pagamento, por período de liquidação t, decorrentes da participação dos BSP são apurados pela agregação dos conceitos de liquidação aplicáveis.

2 - Para cada BSP a, os direitos de recebimento ou obrigações de pagamento, $LIQ^{BSP}(t, a)$, decorrentes da participação nos mercados de serviços de sistema são determinados nos seguintes termos, para cada período de liquidação t:

$$LIQ^{BSP}(t,a)=RTPDVD^{BSP}(t,a)+RTPF^{BSP}(t,a)+RTTPI^{BSP}(t,a)+ACB^{BSP}(t,a)+RCC^{BSP}+PC^{BSP}(t,a)+$$
$$+EVD^{BSP}(t,a)+BaFRR^{BSP}(t,a)+BDmFRR^{BSP}(t,a)+BFRR^{BSP}(t,a)+EaFRR^{BSP}(t,a)+EmFRR^{BSP}(t,a)+$$
$$+ERR^{BSP}(t,a)+EIID^{BSP}(t,a)+CB^{BSP}(t,a)$$

em que cada parcela de liquidação da expressão anterior se encontra detalhada no artigos seguintes.

Artigo 370.º

Restrições Técnicas após a publicação do PDVD ($RTPDVD^{BSP}$)

O valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento relativos à valorização da energia para resolução de restrições técnicas após a publicação do PDVD, para fins específicos que não processos de restabelecimento da frequência ou reservas de reposição resultante de instruções, de antecipação, prolongamento ou arranque de um grupo termoelétrico, incluindo, quando aplicável, o incumprimento das instruções de arranque, para o período de liquidação t, de 15 minutos, afeta ao BSP a.

$$RTPDVD^{BSP}(t,a)=\sum_{a} VERTPDVD'(t,uf)+\sum_{a} VERTPDVD''(t,uf)+\sum_{a} VERTPDVD'''(t,uf)-$$
$$\sum_{a} VIRTPDVD(t,uf)$$

Onde:

$VERTPDVD'(t,uf)$ Valorização da Energia para Resolução de Restrições Técnicas após a publicação do PDVD, resultante da instrução de arranque de grupo termoelétrico, durante o período de liquidação t, para a unidade física uf afeta ao BSP a, de acordo com o estabelecido na Subsecção II da Secção III do Capítulo IX.

$VERTPDVD''(t,uf)$ Valorização da Energia para Resolução de Restrições Técnicas após a publicação do PDVD, resultante da instrução de antecipação de grupo

termoelétrico, durante o período de liquidação t, para a unidade física uf afeta ao BSP a, de acordo com o estabelecido na Subsecção II da Secção III do Capítulo IX.

$VERTPDVD'''(t,uf)$ Valorização da Energia para Resolução de Restrições Técnicas após a publicação do PDVD, resultante da instrução de prolongamento de grupo termoelétrico, durante o período de liquidação t, para a unidade física uf afeta ao BSP a, de acordo com o estabelecido na Subsecção II da Secção III do Capítulo IX.

$VIRTPDVD(t,uf)$ Valorização do incumprimento da instrução de arranque para a resolução de restrições técnicas após publicação do PDVD, aplicado nos períodos de integração afetos ao horizonte de programação do arranque, em que incumpre a instrução, admitindo uma tolerância por defeito definida pelo GGS durante o período de liquidação t, para a unidade física uf afeta ao BSP a, de acordo com o estabelecido na Secção V do Capítulo IX.

Artigo 371.º

Restrições Técnicas após a publicação do PF ($RTPF^{BSP}$)

O valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento relativos à valorização das energias mobilizadas em restrição técnica posteriores à publicação do PF, resultante da mobilização de mFRR para fins específicos que não os processos de restabelecimento da frequência ou reservas de reposição, para o período de liquidação t, de 15 minutos, afeta ao BSP a:

$$RTPF^{BSP}(t,a)=\sum_{ao\in a} VERTPFAP(t,ao)+\sum_{ao\in a} VERTPFADS(t,ao)+\sum_{ao\in a} VERTPFADB(t,ao)$$

Onde:

$VERTPFAP(t,ao)$ Direito de recebimento ou obrigação de pagamento, resultante da soma algébrica das valorizações da mobilização de mFRR com ativação programada, através de instruções de despacho, para a resolução de restrições técnicas posteriores à publicação do PF, por Área de Ofertas, de acordo com o estabelecido na Secção IV do Capítulo IX.

VERTPFADS(t,ao) Direito de recebimento ou obrigação de pagamento, resultante da soma algébrica das valorizações da mobilização de mFRR com ativação direta a subir, através de instruções de despacho, para a resolução de restrições técnicas posteriores à publicação do PF, por Área de Ofertas, de acordo com a Secção IV do Capítulo IX.

VERTPFADB(t,ao) Direito de recebimento ou obrigação de pagamento, resultante da soma algébrica das valorizações da mobilização de mFRR com ativação direta a baixar, através de instruções de despacho, para a resolução de restrições técnicas posteriores à publicação do PF, por Área de Ofertas, de acordo com a Secção IV do Capítulo IX.

Artigo 372.º

Restrições Técnicas para Transições do Programa na Interligação ($RTTPI^{BSP}$)

O valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento relativos à valorização das energias mobilizadas em restrição técnica, no âmbito do Capítulo XVIII, para fins específicos que não os processos de restabelecimento da frequência ou reservas de reposição, resultante da antecipação e adiamento do programa em Área de Ofertas, para o período de liquidação t, de 15 minutos, afeto ao BSP a:

$$RTTPI^{BSP}(t,a)=\sum_{ao\in a} VERTTPIAP(t,ao)+\sum_{ao\in a} VERTTPIADS(t,ao)+\sum_{ao\in a} VERTTPIADB(t,ao)$$

Onde:

VERTTPIAP(t,ao) Direito de recebimento ou obrigação de pagamento, resultante da soma algébrica das valorizações da mobilização de reserva rápida de ativação manual e programada, para a resolução de restrições técnicas estabelecidas no Capítulo XVIII por Área de Ofertas ao de cada BSP a, valorizadas de acordo com o estabelecido no referido Capítulo.

VERTTPIADS(t,ao) Direito de recebimento ou obrigação de pagamento, resultante da soma algébrica das valorizações da mobilização de reserva rápida de ativação manual e direta a subir, para a resolução de restrições técnicas estabelecidas Capítulo

XVIII por Área de Ofertas ao de cada BSP a, valorizadas de acordo com o estabelecido no referido Capítulo.

VERTTPIADB(t,ao) Direito de recebimento ou obrigação de pagamento, resultante da soma algébrica das valorizações da mobilização de reserva rápida de ativação manual e direta a baixar, para a resolução de restrições técnicas estabelecidas Capítulo XVIII, por Área de Ofertas de cada BSP a, valorizadas de acordo com o estabelecido no referido Capítulo.

Artigo 373.º

Ações Coordenadas Balanço (ACB^{BSP})

O valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento relativos à valorização das energias mobilizadas para compensação de ações coordenadas de balanço, resultante da mobilização de mFRR para os processos de restabelecimento da frequência, para o período de liquidação t, de 15 minutos, afeto ao BSP a:

$$ACB^{BSP}(t,a)=\sum_{ao\in a} VACBAP(t,ao)+\sum_{ao\in a} VACBADS(t,ao)+\sum_{ao\in a} VACBADB(t,ao)$$

Onde:

VACBAP(t,ao) Direito de recebimento ou obrigação de pagamento, resultante da soma algébrica das valorizações da mobilização de mFRR com ativação programada, através de instruções de despacho, estabelecidas no Artigo 318.º, por Área de Ofertas de cada BSP a, a preço marginal de mFRR de ativação programada.

VACBADS(t,ao) Direito de recebimento ou obrigação de pagamento, resultante da soma algébrica das valorizações da mobilização de mFRR com ativação direta a subir, através de instruções de despacho, estabelecidas no Artigo 318.º, por Área de Ofertas de cada BSP a, a preço marginal de mFRR de ativação direta a subir.

VACBADB(t,ao) Direito de recebimento ou obrigação de pagamento, resultante da soma algébrica das valorizações da mobilização de mFRR com ativação direta a baixar, através de instruções de despacho, estabelecidas no Artigo 318.º, por Área de Ofertas de cada BSP a, a preço marginal de mFRR de ativação direta a baixar.

Artigo 374.º

Redespachos Coordenados Complementares (RCC^{BSP})

O valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento relativos à valorização das energias mobilizadas para compensação de redespachos coordenados complementares, resultante da mobilização de mFRR para fins específicos que não os processos de restabelecimento da frequência ou reservas de reposição, para o período de liquidação t, de 15 minutos, afeto ao BSP a:

$$RCC^{BSP}(t,a)= \sum_{ao \in a} VRCCAP(t,ao) + \sum_{ao \in a} VRCCADS(t,ao) + \sum_{ao \in a} VRCCADB(t,ao)$$

Onde:

$VRCCAP(t,ao)$ Direito de recebimento ou obrigação de pagamento, resultante da soma algébrica das valorizações da mobilização de mFRR com ativação programada, através de instruções de despacho, para a resolução de restrições técnicas estabelecidas no Artigo 319.º, por Área de Ofertas de cada BSP a, nos termos da Secção IV do Capítulo IX.

$VRCCADS(t,ao)$ Direito de recebimento ou obrigação de pagamento, resultante da soma algébrica das valorizações da mobilização de mFRR com ativação direta a subir, através de instruções de despacho, para a resolução de restrições técnicas estabelecidas no Artigo 319.º, por Área de Ofertas de cada BSP a, nos termos da Secção IV do Capítulo IX.

$VRCCADB(t,ao)$ Direito de recebimento ou obrigação de pagamento, resultante da soma algébrica das valorizações da mobilização de mFRR com ativação direta a baixar, através de instruções de despacho, para a resolução de restrições técnicas estabelecidas no Artigo 319.º, por Área de Ofertas de cada BSP a, nos termos da Secção IV do Capítulo IX.

Artigo 375.º

Período de Comissionamento (PC^{BSP})

O valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento relativos à valorização das energias em período de comissionamento, para um fim específico que não os processos de restabelecimento da frequência ou reservas de reposição, no período de liquidação t, de 15 minutos, afeta aos BSP a:

$$PC^{BSP}(t,a)= \sum_{uf \in ao,\ ao \in a} VEC(t,ao,uf)$$

Onde:

VEC(t,ao,uf) Valorização de energia de comissionamento emitida para a rede e consumida para bombagem ou para injeção em instalação de armazenamento, durante o período de liquidação t, afeta ao BSP a.

Direito de recebimento ou obrigação de pagamento, resultante da valorização por unidade física uf, agregada por Área de Ofertas ao, durante o respetivo período de comissionamento, de acordo com o estabelecido na Secção IV do Capítulo IV.

Artigo 376.º

Ensaio de Verificação de Disponibilidade (EVD^{BSP})

O valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento relativos à valorização das energias para ensaio de verificação de disponibilidade, para um fim específico que não os processos de restabelecimento da frequência ou reservas de reposição, durante o período de liquidação t, de 15 minutos, afeta ao BSP a:

$$EVD^{BSP}(t,a)= \sum_{uf \in ao,\ ao \in a} VEVD(t,ao,uf)$$

Onde:

VEVD(t,ao,uf) Valorização da energia de ensaio de verificação de disponibilidade, durante o ensaio da unidade física uf, agregada por Área de Ofertas ao, ou durante o ensaio da Área de Ofertas ao, durante o período de liquidação t.

Direito de recebimento ou obrigação de pagamento, resultante da valorização por unidade física, devida pela energia emitida para a rede e/ou consumida da rede, durante o ensaio de verificação de disponibilidade, de acordo com a alínea a) do Artigo 358.º ou com a Subsecção II da Secção IV do Capítulo XX.

Artigo 377.º

Banda de aFRR ($BaFRR^{BSP}$)

Corresponde ao valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento relativos à participação do BSP a, no mercado de contratação de banda de aFRR e incumprimentos na disponibilização de banda de aFRR atribuída, no período de liquidação t:

$$BaFRR^{BSP}(t,a)=VBaFRR(t,a) +VIBaFRR(t,a)$$

onde:

VBaFRR(t,a) Valorização da Banda de aFRR, a subir ou a baixar, atribuída para o período de liquidação t, afeta ao BSP a, de acordo com o estabelecido na Secção III do Capítulo XIII;

VIBaFRR(t,a) Valorização de Incumprimentos de Banda de aFRR a subir ou a baixar, de acordo com o estabelecido no Artigo 153.º, durante o período de liquidação t, afeta ao BSP a.

Artigo 378.º

Banda Diária de mFRR ($BDmFRR^{BSP}$)

Corresponde ao valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento relativos à participação do BSP a, no mercado de contratação de banda diária de mFRR, incluindo, quando aplicável, o incumprimento do serviço de banda diária de mFRR, no período de liquidação t, de 15 minutos:

$$BDmFRR^{BSP}(t,a)=VBDmFRR(t,a)+VIBDmFRR(t,a)$$

onde:

VBDmFRR(t,a) Valorização de banda de mFRR contratada no mercado de banda diária de mFRR de acordo com o estabelecido no Capítulo XVI para o período de liquidação t afeta ao BSP a, sendo um direito de recebimento.

VIBDmFRR(t,a) Valorização do incumprimento de banda de mFRR, a subir ou a baixar, contratada no mercado de banda diária de mFRR de acordo com o estabelecido na Secção IV para o período de liquidação t, afeta ao BSP a, sendo uma obrigação de pagamento.

Artigo 379.º

Banda de reserva de restabelecimento da frequência com ativação manual ($BFRR^{BSP}$)

Corresponde ao valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento relativos à participação do BSP a, nos mercados de contratação de banda de mFRR, incluindo, quando aplicável, o incumprimento do serviço de banda de mFRR, no período de liquidação t, de 15 minutos:

$$BFRR^{BSP}(t,a)=VBFRRS(t,ao)+VIBFRRS(t,ao)$$

onde:

VBFRRS(t,ao) Valorização de banda de mFRR a subir contratada no mercado de contratação de banda de mFRR de acordo com o estabelecido na Secção III do Capítulo XX para o período de liquidação t afeta ao BSP a, sendo um direito de recebimento.

VIBFRRS(t,a) Valorização do incumprimento de banda de mFRR a subir contratada no mercado de contratação de banda de mFRR de acordo com o estabelecido na Secção III do Capítulo XX para o período de liquidação t, afeta ao BSP a, sendo uma obrigação de pagamento, de acordo com o estabelecido no Artigo 276.º.

Artigo 380.º

Energia de aFRR ($EaFFR^{BSP}$)

O valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento relativos à valorização da energia de aFRR, durante o período de liquidação t, de 15 minutos, afeta ao BSP a:

$$EaFRR^{BSP}(t,a) = \sum_{uf \in ao, ao \in a} VaFRR(t,uf) + \sum_{uf \in ao, ao \in a} VIaFRR(t,uf)$$

Onde:

	PREÇO POSITIVO	PREÇO NEGATIVO
ENERGIA A SUBIR	VaFRR(t,uf) < 0	VaFRR(t,uf) > 0
ENERGIA A BAIXAR	VaFRR(t,uf) > 0	VaFRR(t,uf) < 0

VaFRR(t,uf) Valorização da energia de aFRR, ativada a subir ou a baixar para o processo de controlo de potência-frequência, durante o período de liquidação t, por Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR *uf* na Área de Ofertas *ao* afeta ao BSP *a*.

Direito de recebimento ou obrigação de pagamento, resultante da soma algébrica das valorizações de energia de aFRR, resultante da diferença do integral do sinal de controlo emitido pelo regulador central e o respetivo programa base de funcionamento, por Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR em telerregulação, contida em cada Área de Ofertas, de acordo com o estabelecido no Artigo 173.º.

VIaFRR(t,uf) Valorização de Incumprimentos de aFRR, ativada a subir ou a baixar para o processo de controlo de potência-frequência, durante o período de liquidação t, por Unidade Física *uf* na Área de Ofertas *ao* afeta ao BSP *a*, de acordo com o Artigo 175.º.

Artigo 381.º

Energia de Reservas de Restabelecimento com ativação Manual ($EmFRR^{BSP}$)

O valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento relativos à valorização da energia de mFRR, durante o período de liquidação t, de 15 minutos, afeta ao BSP a:

$$EmFRR^{BSP}(t,a) = \sum_{ao \in a} VEmFRR(t,ao)$$

Onde:

	PREÇO POSITIVO	PREÇO NEGATIVO
ENERGIA A SUBIR	VEmFRR(t,ao) < 0	VEmFRR(t,ao) > 0
ENERGIA A BAIXAR	VEmFRR(t,ao) > 0	VEmFRR(t,ao) < 0

VEmFRR(t,ao) Valorização da energia de mFRR, ativada para o processo de controlo de potência-frequência, para o período de liquidação t, relativa à Área de Ofertas *ao* afeta ao BSP *a*, incluindo a ativação programada e a ativação direta, nos termos do Capítulo XVII.

A valorização da energia de mFRR com ativação direta deve ser imputada ao período de liquidação de 15 minutos da ativação e ao período seguinte, em que termina o período de entrega.

Artigo 382.º

Energia de Reservas de reposição (ERR^{BSP})

O valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento relativos à valorização da energia de Reservas de Reposição, durante o período de liquidação t, de 15 minutos, afeta ao BSP a:

$$ERR^{BSP}(t,a) = \sum_{uf \in ao,\ ao \in a} VERR(t,ao,uf)$$

Onde:

	PREÇO POSITIVO	PREÇO NEGATIVO
ENERGIA A SUBIR	VERR(t,ao) < 0	VERR(t,ao) > 0
ENERGIA A BAIXAR	VERR(t,ao) > 0	VERR(t,ao) < 0

VERR(t,ao) Valorização da energia de Reservas de Reposição, ativada para o processo de controlo de potência-frequência, resultante da ativação de RR, para o período de liquidação t, afeta ao BSP a.

Direito de recebimento ou obrigação de pagamento, resultante da soma algébrica da energia de RR, valorizada por Área de Ofertas, a preço marginal de RR, para cada BSP, de acordo com o estabelecido no Secção IV.

Artigo 383.º

Incumprimento de Instrução de Despacho ou de Limitação de Potência ($EIID^{BSP}$)

O valor agregado da obrigação de pagamento relativo à valorização das penalizações por incumprimento de instruções de despacho, ou por incumprimento de limitações de potência, para o período de liquidação t, de 15 minutos, por parte de áreas de ofertas ou unidades físicas, afetas ao BSP a:

$$\mathrm{EIID}^{BSP}(\mathrm{t,a}) = \sum_{\mathrm{ao}\in\mathrm{a}} \mathrm{VIID}(\mathrm{t,ao}) + \sum_{\mathrm{uf}\in\mathrm{a}} \mathrm{VILP}(\mathrm{t,uf})$$

Onde:

VIID(t,ao) Valorização do incumprimento de instrução de despacho, para o período liquidação t, em Área de Ofertas ou conjunto de Áreas de Ofertas ao, do BSP a, de acordo com o estabelecido no Artigo 404.º.

VILP(t,uf) Valorização do incumprimento de limitação de potência, para o período liquidação t, em Unidade Física ou conjunto de Unidades Físicas uf, do BSP a, de acordo com o n.º 15 - do Artigo 404.º.

Artigo 384.º

Serviços de sistema contratados bilateralmente (CB^{BSP})

1 - O valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento com a aquisição de serviços de sistema através de contratação bilateral incluindo, quando aplicável, eventuais incumprimentos, a valorizar de acordo com o Artigo 281.º, por período de liquidação t, de 15 minutos, afeto ao BSP a, é dado pela seguinte expressão:

$$CB^{BSP}(t,a)=\sum_{a} VCB(t,gr)+\sum_{a}[VICB(t,gr)\times k(gr)]$$

Onde:

	Serviços sistema de contratação bilateral
Instrução despacho de potência reativa	VCB (t,gr) < 0
Incumprimento da instrução despacho de potência reativa	VICB(t,gr) > 0

VCB(t,gr) Uma instrução despacho de potência reativa, para um grupo (gr) em modo exclusivo de compensação síncrona, é valorizada de acordo com as condições do contratuais estabelecidas no respetivo contrato bilateral.

VICB(t,gr) A penalização por incumprimento da instrução despacho de potência reativa (RI) de um grupo (gr) em modo exclusivo de compensação síncrona, aplica-se sempre que a potência reativa (RV) verifique a condição RV(t,gr) < RI(t,gr) -10 MVAr ou RV(t,gr) > RI(t,gr) + 10 MVAr.

k(gr) O fator multiplicativo, igual a um, ficando a penalidade igual à valorização da instrução de despacho, caso nesse período quarto-horário não seja cumprida a instrução de despacho.

2 - O mecanismo de verificação de incumprimentos aplica-se em todos os períodos de 15 minutos afetos a uma instrução de potência reativa.

Subsecção II

Liquidação aos BRP

Artigo 385.º

Liquidação aos BRP

1 - Os BRP são responsáveis enquanto tal pelos encargos dos desvios, mas igualmente responsáveis por outros encargos de regulação decorrentes do funcionamento do mercado de serviços de sistema e da participação do(s) Agente(s) Mercado nos mercados organizados ou por contratação bilateral que lhe tenham delegado essa responsabilidade.

2 - Os direitos de recebimento ou obrigações de pagamento, por período de liquidação t, dos BRP, são apurados pela agregação dos conceitos de liquidação aplicáveis.

3 - Para cada BRP a, os direitos de recebimento ou obrigações de pagamento decorrentes do funcionamento do mercado de serviços de sistema ou da participação nos mercados organizados ou por contratação bilateral, são determinados nos seguintes termos:

$$LIQ^{BRP}(t,a) = DESV^{BRP}(t,a) + ERS^{BRP}(t,a) + EDG^{BRP}(t,a) + RTPDBF^{BRP}(t,a) + RTPF^{BRP}(t,a) +$$

$$+ IIDnH^{BRP}(t,a)$$

em que cada parcela de liquidação da expressão anterior encontra-se detalhada nos subcapítulos que se seguem.

$LIQ^{BRP}(t,a)$ corresponde ao valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento para liquidação ao BRP a, responsável pela liquidação de desvios e outros encargos de regulação, no período de liquidação t.

$DESV^{BRP}(t,a)$ valorização de Desvios, afetos ao período de liquidação t, do BRP a, correspondente a um direito de recebimento ou obrigação de pagamento, resultante da valorização de energia de desvio por defeito ou por excesso, determinada por unidade de liquidação afeta a cada agente de mercado, de acordo com o estabelecido na Secção V do presente Capítulo, no período de liquidação t.

$ERS^{BRP}(t,a)$ corresponde ao valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento afetos à regulação, a repercutir no BRP a, no período de liquidação t, determinado de acordo com o estabelecido Artigo 387.º.

$EDG^{BRP}(t,a)$ corresponde ao valor agregado das obrigações de pagamento, relativas a penalidades por incumprimento à programação em unidades genéricas de programação, no período de liquidação t, determinado de acordo com o estabelecido no Artigo 389.º.

$RTPDBF^{BRP}(t,a)$ corresponde ao valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento relativos à alteração da programação de unidades de programação afetas ao BRP a, por período de liquidação t, no mecanismo de resolução de restrições técnicas no PDBF, determinado de acordo com o estabelecido no Artigo 390.º.

$RTPF^{BRP}(t,a)$ corresponde ao valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento relativos à alteração da programação de unidades físicas afetas ao BRP a, por período de liquidação t, no mecanismo de resolução de restrições técnicas após o PF no âmbito de acordos de acesso com restrições, determinado de acordo com o estabelecido no Artigo 391.º.

$IIDnH^{BRP}(t,a)$ corresponde ao valor agregado das penalidades por incumprimentos de instrução de despacho ao abrigo do Capítulo X ou de outros mecanismos aplicáveis, por Unidade Física não-habilitada, por período de liquidação *t*, determinado de acordo com o estabelecido no Artigo 392.º.

Artigo 386.º

Valorização de Desvios ($DESV^{BRP}$)

1 - O valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento relativos à valorização de desvios do BRP, no período de liquidação t correspondente ao ISP de 15 minutos, determinados por unidade de liquidação ul do BRP de acordo com a Subsecção III.

2 - A repercussão do encargo ou proveito para o sistema que resulta da valorização dos desvios afetos a unidades de liquidação é refletida no encargo de regulação para o sistema, ERS, definido na Secção VIII do presente Capítulo.

Artigo 387.º

Encargos de Regulação para o Sistema (ERS^{BRP})

1 - Os encargos para o sistema resultantes da valorização afeta à regulação, ERS^{BRP}, são repercutidos no BRP a, por período de liquidação t.

2 - Os encargos referidos no número anterior consistem numa obrigação de pagamento ou direito de recebimento, resultante da soma do rateio do encargo para o sistema, ERS, consequente da valorização da regulação verificada em cada período de liquidação t, a imputar nos termos previstos na Secção VIII do presente Capítulo, devido pelas unidades de liquidação afetas a cada BRP, rateado tendo em conta a razão, no referencial de geração, entre a energia elegível verificada de cada unidade de liquidação e a soma da energia elegível verificada das unidades de liquidação de todos os BRP, traduzindo-se pela seguinte expressão:

$$ERS^{BRP}(t,a) = -\sum_{ul \in a} K(t,ul) \times ERS(t)$$

Onde:

K(t,ul) Fator de imputação de encargos para o sistema, por período de liquidação t, a repercutir sobre o BRP a, através da unidade de liquidação ul, determinado de acordo com o estabelecido nos artigos seguintes.

ERS(t) Encargo de regulação para o sistema, resultante da valorização afeta à regulação verificada para o período de liquidação t, determinado de acordo com o estabelecido na Secção VIII do presente Capítulo.

Artigo 388.º

Fator de imputação de encargos de regulação para o sistema

1 - O fator de imputação de encargos para o sistema referido no artigo anterior, por período de liquidação t, é determinado por unidade de liquidação afeta aos BRP.

2 - Para efeito do cálculo do fator de imputação de encargos de regulação para o sistema, cada unidade de liquidação do BRP corresponde ao conjunto de unidades de programação dos agentes de mercado pelos quais o BRP assumiu responsabilidade pela liquidação dos desvios.

3 - O fator de imputação de encargos para o sistema é determinado pela seguinte expressão:

$$K(\mathbf{t},ul)=\frac{\sum_{ul} EVA(\mathbf{t},up)}{\sum_{a}\sum_{ul} EVA(\mathbf{t},up)}$$

Onde:

K(**t**,ul) fator de imputação de encargos de regulação para o sistema, por período de liquidação t, a repercutir sobre o BRP, através da unidade de liquidação ul.

EVA(**t**,up) energia elegível nos termos no Artigo 407.º, verificada durante o período de liquidação t, ajustado ao referencial de geração no caso do consumo, da unidade de programação up afeta à unidade de liquidação ul do BRP.

Artigo 389.º

Incumprimento à programação em unidades genéricas

O valor agregado das obrigações de pagamento relativas a penalidades por incumprimento à programação em unidades genéricas, no período de liquidação t, a repercutir sobre o BRP a, $EDG^{BRP}(t,a)$, corresponde ao encargo devido à ocorrência de incumprimentos à programação, para o período de liquidação t, em unidades de liquidação afetas a unidades de programação genérica, função da subsistência temporal dos incumprimentos durante a programação, determinados de acordo com o estabelecido na Secção VI do presente Capítulo.

Artigo 390.º

Resolução de restrições técnicas no PDBF ($RTPDBF^{BRP}$)

1 - O valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento relativos à alteração da programação de Unidades Físicas afetas ao BRP a, por período de liquidação t, no mecanismo de resolução de restrições técnicas no PDBF, é dado pela seguinte expressão:

$$RTPDBF^{BRP}(t,a)=VERTPDBF(t,a) + VIRTPDBF(t,a)$$

Onde:

VERTPDBF(t,a) Valorização da energia resultante de alteração da programação no PDBF, refletida no PDVD, através do processo de Resolução de Restrições Técnicas no PDBF, para o período de liquidação t, afeta ao BRP a.

Direito de recebimento ou obrigação de pagamento, resultantes da aplicação do mecanismo de resolução de restrições técnicas no PDBF, valorizadas de acordo com o estabelecido na Secção II do Capítulo IX.

VIRTPDBF(t,a) Valorização do incumprimento da instrução de arranque de alteração da programação no PDBF, refletida no PDVD, através do processo de Resolução de Restrições Técnicas no PDBF, para o período de liquidação t, afeta ao BRP a, aplicada nos períodos de liquidação afetos ao horizonte de programação do arranque, em que houve incumprimento da instrução, e valorizada de acordo com o estabelecido na Secção V do Capítulo IX.

2 - A parcela VERTPDBF(t,a) é determinada pela seguinte expressão:

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

Onde:

VERTPDBFS(t,a) Valorização da energia resultante de alteração da programação no PDBF, através do processo de Resolução de Restrições Técnicas no PDBF a Subir, para o período de liquidação t, para o conjunto das unidades de programação participantes no processo e afetas ao BRP a.

VERTPDBFB(t,a) Valorização da energia resultante de alteração da programação no PDBF, através do processo de Resolução de Restrições Técnicas no PDBF a Baixar, para o período de liquidação t, para o conjunto das unidades de programação participantes no processo e afetas ao BRP a.

Artigo 391.º

Resolução de restrições técnicas no PF para acesso com restrições ($RTPF^{BRP}$)

O valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento relativos à alteração da programação de Unidades Físicas não habilitadas, com acesso com restrições, afetas ao BRP

a, por período de liquidação t, no mecanismo de resolução de restrições técnicas após o PF, é dado pela seguinte expressão:

$RTPF^{BRP}(t,a)=VERTPF(t,a)$

Onde:

VERTPF(t,a) Valorização da energia resultante de alteração da programação no PF, por aplicação de restrição no âmbito de um acordo de acesso com restrições, através do processo de Resolução de Restrições Técnicas após o PF, para o período de liquidação t, afetas ao BRP a, de acordo com o estabelecido na Secção IV do Capítulo IX.

Artigo 392.º

Incumprimento de instrução de despacho ($IIDnH^{BRP}$)

O valor agregado das obrigações de pagamento relativas a penalidades por incumprimento de instruções de despacho $IIDnH^{BRP}$, corresponde ao encargo devido à ocorrência de incumprimentos às instruções de despacho, para o período de liquidação *t*, por unidades físicas não-habilitadas, nos termos previstos no Capítulo X ou de outros mecanismos aplicáveis.

Secção V

Desvio por unidade de liquidação

Subsecção I

Metodologia harmonizada de liquidação de desvios

Artigo 393.º

Desvio por unidade de liquidação

1 - A Decisão da ACER n.º 18/2020, de 15 de julho, estabelece a harmonização da determinação da liquidação dos desvios de cada BRP, no que diz respeito ao cálculo da energia de desvio e à determinação dos preços de desvio a aplicar em cada período de liquidação ISP.

2 - Considerando o articulado que consta no Anexo I daquela Decisão, o Subsecção II determina os desvios dos BRP e as suas componentes, nomeadamente, os artigos 3.º a 6.º, relativos à posição, quantidades atribuídas, ajustamentos de desvio e desvio.

3 - No Subsecção III são apresentados o cálculo e as condições de aplicação dos preços de desvio, preço único ou preços duais, sendo os sentidos dos fluxos financeiros associados à liquidação de desvios aplicados tal como estabelecido no artigo 55.º do Regulamento EB.

Subsecção II

Cálculo das energias de desvio por unidade de liquidação

Artigo 394.º

Cálculo das energias de desvio

1 - As energias de desvio determinam-se por unidade de liquidação de desvios, que, para esse efeito, correspondem ao conjunto de agentes de mercado sobre os quais o BRP tem responsabilidades de liquidação de desvios, independentemente das responsabilidades com outros encargos de regulação.

2 - O comercializador de último recurso e o agregador de último recurso constituem exceções à regra expressa no número anterior, para os quais as unidades de liquidação correspondem às respetivas unidades de programação.

3 - Para cada período de liquidação de desvios, ISP, o cálculo da energia de desvio por unidade de liquidação de cada BRP, resulta da diferença entre a quantidade verificada atribuída conforme detalhada no Artigo 396.º e a posição final única conforme detalhada no Artigo 395.º, incluindo eventuais ajustamentos de desvio detalhados no Artigo 397.º.

4 - O GGS comunica a energia de desvio a cada BRP, pelas respetivas unidades de liquidação, calculada de acordo com a presente secção, até ao segundo dia útil seguinte.

5 - Cada unidade de liquidação de um BRP é classificada consoante a energia de desvio, caso esta seja:

a) positiva, a unidade de liquidação do BRP encontra-se desviada por excesso;

b) negativa, a unidade de liquidação do BRP encontra-se desviada por defeito;

c) nula, a unidade de liquidação do BRP não tem desvio.

Artigo 395.º

Posição

1 - A Posição de cada BRP, para cada período de liquidação, corresponde à soma dos programas que resultam da participação no mercado diário, nas sessões dos mercados intradiários e no mercado intradiário contínuo, incluindo a contratação bilateral e possíveis mobilizações no processo de resolução de restrições técnicas no PDBF.

2 - A posição final única para cada BRP corresponde a soma do PFC de unidades de programação dos Agentes de Mercado que lhe delegaram essa responsabilidade.

3 - A Posição de cada BRP é dada pelo PL, Programa de Liquidação.

4 - No caso das unidades de liquidação afetas aos BRP que participam apenas nos mercados organizados ou através de contratação bilateral, o PL corresponde ao respetivo PFC.

Artigo 396.º

Quantidades atribuídas

1 - As quantidades atribuídas a um BRP correspondem à participação efetiva na área portuguesa do MIBEL que corresponde à soma algébrica por unidade de liquidação:

a) do Consumo Verificado, ajustado para perdas nas redes até ao referencial da geração nos termos do RARI e do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor elétrico e, quando aplicável, através de perfis de consumo (CVA);

b) do Consumo para Bombagem ou para injeção em instalação de armazenamento Verificado, ajustado para perdas nas redes até ao referencial da geração nos termos do RARI e do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados (CBV);

c) da Emissão Verificada (EV), nos termos do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor elétrico.

2 - Nas quantidades atribuídas a um BRP não se incluem:

a) O consumo de potência ativa em situação de compensação síncrona em modo exclusivo; e

b) O consumo de potência ativa em situação de controlo de tensão em modo exclusivo.

3 - O GGS comunica a cada BRP a quantidade total verificada por unidade de liquidação, até ao primeiro dia útil seguinte, em conformidade com o artigo 18.º, n.º 6, alínea h), do Regulamento EB.

Artigo 397.º

Ajustamentos de desvio

1 - Caso um BRP seja responsável pela liquidação do desvio de BSP, os Ajustamentos de Desvio correspondem às respetivas mobilizações, quantificadas de acordo com o respetivo perfil de ativação do produto nos termos do Procedimento aplicável, no referencial de geração, incluindo:

a) A energia da reserva de reposição;

b) A energia de mFRR com ativação programada;

c) A energia de mFRR com ativação direta;

d) A energia do produto específico transitório de reserva rápida de mFRR;

e) A energia de aFRR;

f) A energia para resolução de restrições técnicas;

g) As instruções de despacho decorrentes do plano de defesa da rede, incluindo o mecanismo previsto no Capítulo X; e

h) As instruções de redução de potência ao abrigo do Despacho da DGEG n.º 10835/2020, de 4 de novembro, considerando como ajustamento a diferença entre os *setpoints* de potência das unidades físicas instruídas e a repartição do programa do AUR obtida pelo modelo do GGS previsto no Capítulo X.

2 - Adicionalmente, devem ser tidas em conta nos Ajustamentos de Desvio, para cada período de liquidação ISP, as energias associadas a eventuais reduções na capacidade de interligação com impacto em contratos em outros Estados Membros, bem como consideradas todas as energias associadas a alocações entre BRP, devido a ações de redespacho pelo GGS.

3 - Para permitir refletir corretamente o ajustamento do desvio numa unidade de liquidação do BRP, cada Área de Ofertas de um BSP só pode agregar unidades físicas de Unidades de Programação de um mesmo BRP, sem prejuízo do número seguinte.

4 - As seguintes Áreas de Ofertas podem integrar mais do que um BRP:

a) Uma Área de Ofertas correspondente a uma Unidade Física Agregada, sendo que as ativações desta Unidade Física Agregada não produzem ajustamento da posição dos respetivos BRP.

b) Uma Área de Ofertas correspondente a uma Unidade Física de Consumo habilitado que tenha uma UPAC instalada, se o BRP de consumo e o BRP de injeção na rede, para venda de excedentes, forem diferentes, sendo que o Ajustamento de Desvio deve incidir prioritariamente sobre o BRP de consumo.

5 - A fim de cumprir o requisito referido no n.º 3 -, um agente de mercado que opte atribuir a responsabilidade pela liquidação de desvios das suas unidades de programação por múltiplos BRP deve constituir unidades de programação e Áreas de Ofertas em conformidade.

6 - O GGS comunica a cada BRP os ajustamentos de desvio aplicados a cada unidade de liquidação, até ao primeiro dia útil seguinte, em conformidade com o artigo 18.º, n.º 6, alínea h), do Regulamento EB.

Artigo 398.º

Desvio

Para cada período de liquidação, o cálculo do desvio de um BRP, responsável pela liquidação do desvio de um ou mais agentes de mercado, é determinado como a energia correspondente à diferença entre as Quantidades Atribuídas a esse BRP, nos termos do Artigo 396.º, e a respetiva Posição, nos termos do Artigo 395.º, corrigida pelos eventuais Ajustamentos de Desvio, nos termos do Artigo 397.º.

Subsecção III

Valorização das energias de desvio por unidade de liquidação

Artigo 399.º

Valorização das energias de desvio

1 - As regras de cálculo dos preços de desvio obedecem às disposições do artigo 9.º do Anexo I da Decisão da ACER n.º 18/2020, de 15 julho de 2020.

2 - Os preços a utilizar para determinar o preço de desvio para um determinado período de liquidação, por defeito ou por excesso, são os seguintes:

a) o preço ou preços, calculados na plataforma europeia correspondente, das necessidades de energia de regulação do ORT satisfeitas por ofertas de reservas de reposição (RR), a que diz respeito o Capítulo XIX, definidos de acordo com o artigo 19.º do Regulamento EB;

b) o preço ou preços, calculados na plataforma europeia correspondente, das necessidades de energia de regulação do ORT satisfeitas por ofertas de reservas de restabelecimento da frequência com ativação manual (mFRR), a que diz respeito o Capítulo XVII, definidas de acordo com o artigo 20.º do Regulamento EB;

c) quando aplicável, o preço ou preços, calculados na plataforma europeia correspondente, das necessidades de energia de regulação do ORT satisfeitas por ofertas de reservas de restabelecimento da frequência com ativação automática (aFRR), a que diz respeito o Capítulo XIV, definidas de acordo com o artigo 21.º do Regulamento EB.

3 - O cálculo dos preços de desvio a utilizar na valorização das energias de desvio, por defeito, PDD(t), ou por excesso, PDE(t), é feito através de uma média ponderada tendo em conta, quer os preços identificados no número anterior, quer as respetivas energias ativadas, considerando:

a) PDD(**t**) O preço do desvio por defeito, quando aplicável, representa o preço médio ponderado das ativações de energia de regulação a subir, considerando quer os preços, quer as respetivas energias de ativação identificados no número anterior.

b) PDE(**t**) - O preço do desvio por excesso, quando aplicável, representa o preço médio ponderado das ativações de energia de regulação a baixar, considerando quer os preços, quer as respetivas energias de ativação identificados no número anterior.

4 - De forma a garantir a neutralidade financeira do ORT, é afeta à energia prevista na Secção VIII do presente Capítulo a diferença entre os custos aí determinados e as receitas provenientes da valorização das energias de desvio aqui determinadas.

5 - O GGS aplica a metodologia de preço único para o desvio, segundo o artigo 7.º, do Anexo I, da Decisão da ACER n.º 18/2020, de 15 julho de 2020, sempre que no período de liquidação, apenas tenha sido ativada energia de regulação num dos sentidos, deste modo:

a) caso apenas tenha sido ativada energia de regulação a subir, valorizam-se todos os desvios por defeito e excesso, com o preço do desvio por defeito PDD(t);

b) caso apenas tenha sido ativada energia de regulação a baixar, valorizam-se todos os desvios por defeito e excesso, com o preço do desvio por excesso PDE(t).

6 - O GGS aplica a metodologia de preços duais para o desvio, nos períodos de liquidação em que existam ativações de reservas de restabelecimento da frequência nos dois sentidos, com a justificação prevista no artigo 11.º, n.º 1, alínea a), da Decisão da ACER n.º 18/2020, de 15 julho de 2020, conforme exigido pelo artigo 52.º, n.º 2, alínea d), subalínea i), do Regulamento EB.

7 - Nos termos do número anterior, para efeitos de preço de desvio aplica-se o seguinte:

a) caso tenham sido ativadas reservas de restabelecimento da frequência nos dois sentidos, valorizam-se os desvios por defeito, com o preço do desvio por defeito PDD(t);

b) caso tenham sido ativadas reservas de restabelecimento da frequência nos dois sentidos, valorizam-se os desvios por excesso, com o preço do desvio por excesso PDE(t).

8 - Excetua-se da situação anterior e aplica-se o preço único de desvio aos períodos de liquidação em que a energia correspondente a ativações de reservas de restabelecimento da frequência num dos sentidos seja menor ou igual a um valor residual da energia correspondente a ativações de reservas de restabelecimento da frequência no sentido contrário.

9 - O valor residual referido no número anterior é transitoriamente fixado em 10%, podendo ser revisto em resultado de um estudo a apresentar à ERSE pelo GGS, até 9 meses após o início da aplicação do período de liquidação de desvios de 15 minutos, com base na informação recolhida nesse período.

10 - O GGS, na ausência de ativações de regulação para um determinado período de liquidação, valoriza todos os desvios com o preço das ativações evitadas, PAE(t), o qual reflete, quando aplicável, o preço médio aritmético entre o preço mínimo das ofertas de mFRR a subir não ativadas e o preço máximo das ofertas de mFRR a baixar não ativadas.

11 - A repercussão do encargo ou proveito para o sistema que resulta da valorização dos desvios afetos a unidades de liquidação é feita sobre a energia determinada de acordo com a Secção VIII do presente Capítulo.

12 - O GGS deve enviar à ERSE, no prazo de um ano após a inscrição da primeira Unidade Física Agregada, um estudo sobre o impacte do modelo não corrigido aplicado às ativações das

Unidades Físicas Agregadas nos termos do n.º 4 - do Artigo 397.º, que leve em conta as dinâmicas reais dos preços de desvio e das ativações.

13 -Sempre que o desvio do BRP resulte de causas que não lhe sejam imputáveis, decorrentes da ação do GGS, o BRP é compensado economicamente com o sobrecusto afeto à valorização desta parcela do desvio, a refletir no encargo de regulação para o sistema.

14 -Nas situações excecionais referidas no Artigo 296.º, a valorização da energia de desvio é efetuada, tendencialmente, ao preço marginal do mercado diário, sem prejuízo de proposta do GGS à ERSE para aplicação de critério diferente.

Secção VI

Encargo para penalização por incumprimentos à programação em unidades de liquidação relativas a unidades de programação genérica (EDG)

Artigo 400.º

Encargo por incumprimentos por incumprimentos à programação em unidades de liquidação relativas a unidades de programação genérica (EDG)

1 - 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 esta unidade 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.

2 - Deste modo, as unidades de liquidação afetas a unidades de programação genérica só apresentam incumprimentos se o agente de mercado desrespeitar a obrigação de efetivar as intenções declaradas.

3 - Para as unidades de liquidação relativas a unidades de programação genérica, a energia de incumprimento resulta da soma algébrica entre unidades de oferta genérica de compra e de venda, não saldada através dos mercados organizados de contratação à vista e de contratação bilateral.

4 - Para uma unidade de programação genérica:

a) O incumprimento por excesso corresponde ao saldo comprador entre unidades de oferta genérica de compra e de venda, não concretizado em venda em mercado organizado de contratação à vista e através de contratação bilateral.

b) O incumprimento por defeito corresponde ao saldo vendedor entre unidades de oferta genérica de compra e de venda, não concretizado em compra em mercado organizado de contratação à vista e de contratação bilateral.

5 - O encargo para o BRP, resultante da ocorrência de incumprimentos à programação, por excesso ou defeito, em unidades de liquidação relativas a unidades de programação genérica, traduz-se num agravamento adicional dissuasor, constituído por duas parcelas, consideradas em função da subsistência temporal dos incumprimentos durante a programação:

a) Fase 1: até ao termo do prazo previsto para a programação diária dos mercados diário e de contratação bilateral, impossibilitando a correta construção do PDBF e a consequente validação técnica da programação;

b) Fase 2: no final de cada sessão do mercado intradiário, no caso de não aproveitamento dessas sessões para saldar a unidade de programação genérica, nos períodos de contratação não alteráveis em sessões do mercado intradiário subsequentes.

Artigo 401.º

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 do BRP em quem o agente de mercado delegou a responsabilidade pela unidade de programação genérica não saldada, a um agravamento correspondente a 1,5 vezes o preço de encontro do mercado diário, quando positivo, aplicado na valorização do módulo do respetivo incumprimento.

Artigo 402.º

Agravamento na fase 2

A manutenção de desvios em unidades de programação genérica, no final do mercado intradiário para cada período de liquidação, implica um agravamento, por unidade de liquidação,

correspondente a 3 vezes o preço de encontro do mercado diário, quando positivo, aplicado na valorização do módulo do respetivo incumprimento.

Secção VII

Penalização por incumprimento de instruções de despacho ou de limitações de potência

Artigo 403.º

Penalização por incumprimento de instruções de despacho ou de limitações de potência

1 - Em caso de incumprimento das instruções de despacho ou limitações de potência, o GGS identifica os períodos de tempo com deficiente resposta às solicitações requeridas, registando estas situações, e produz um relatório sobre incumprimentos que envia à ERSE, trimestralmente, até ao fim do trimestre seguinte ao qual diz respeito.

2 - A valorização dos incumprimentos das instruções de despacho ou limitações de potência é contabilizada por período de liquidação t e o encargo resultante é imputado ao respetivo BSP.

3 - Na presença simultânea de condições para verificação de instrução de despacho e de limitação de potência, prevalece a verificação da limitação de potência, sem prejuízo da verificação do cumprimento das ativações no processo de controlo de potência-frequência ou resolução de restrições técnicas pelo conjunto de Áreas de Ofertas do BSP.

4 - O proveito do sistema, devido ao incumprimento de instruções de despacho ou limitações de potência, é atribuído ao encargo de regulação para o sistema (ERS) do respetivo período de liquidação, conforme o definido na Secção VIII do presente Capítulo.

Artigo 404.º

Incumprimento de Instrução de Despacho

1 - Na presente secção, a verificação do cumprimento de uma instrução de despacho é aplicável à Área de Ofertas ou a um conjunto de Áreas de Ofertas do mesmo BSP e afetas a um único BRP, nos termos do n.º 3 do artigo 53.º do ROR, sempre que exista energia ativada de RR e/ou mFRR na Área de Ofertas ou no conjunto de Áreas de Ofertas, sem prejuízo do número seguinte, tendo em conta os períodos de liquidação de cada produto.

2 - Para efeitos da verificação do cumprimento das instruções de despacho por uma Área de Ofertas, ou conjunto de Áreas de Ofertas do mesmo BSP, que responda a solicitações de mFRR e de aFRR num mesmo período de liquidação, o GGS deve subtrair, à quantidade verificada, a energia de aFRR verificada no conjunto das Unidades Físicas ou Unidade de Ofertas de aFRR em telerregulação incluídas nas Áreas de Ofertas em causa.

3 - Para efeitos da verificação do cumprimento das instruções de despacho relativamente às ativações de mFRR ou de RR é considerado o perfil de referência de entrega de cada produto, conforme definido no respetivo procedimento, podendo incluir energia ativada nos períodos de liquidação adjacentes ao da ativação.

4 - Enquanto a unidade de tempo do mercado diário e intradiário não seja de 15 minutos, o respetivo programa das Unidades de Programação deve ser repartido por períodos de 15 minutos, considerando potência constante, para determinar a posição final de cada Área de Ofertas ou conjunto de Áreas de Ofertas no período de liquidação *t*.

5 - A penalidade por incumprimento das instruções de despacho aplica-se às quantidades deficitárias de energia ativada de RR e/ou mFRR, para o processo de controlo de potência-frequência ou resolução de restrições técnicas, sempre que a Área de Ofertas ou conjunto de Áreas de Ofertas não cumpra, dentro da tolerância, as quantidades de energia ativadas num determinado período de liquidação.

6 - Para efeito da verificação do cumprimento das instruções de despacho, consideram-se as seguintes potências médias em cada período de liquidação *t*:

a) QFA (t,a) - A potência média correspondente à energia da posição final de cada Área de Ofertas ou conjunto de Áreas de Ofertas do mesmo BSP a, ajustada da quantidade total de energia ativada, de RR (QARR) e/ou mFRR (QAmFRR), quantificada de acordo com o perfil de referência do produto, para o processo de controlo de potência-frequência ou resolução de restrições técnicas, do período de liquidação t;

b) QVA (t,a) - A potência média verificada atribuída a cada Área de Ofertas ou conjunto de Áreas de Ofertas do mesmo BSP a, incluindo toda a produção e/ou todo o consumo (incluindo o consumo em bombagem e em armazenamento), medida no ponto de ligação à rede e considerando o ajustamento para perdas nas redes, quando aplicável, para o período de liquidação t.

7 - Por quantidade de energia correspondente à posição final de cada Área de Ofertas entende-se a que resulta da repartição válida do programa PFC, por Unidade Física e em períodos de 15 minutos, agregada pelas Unidades Físicas que compõem a Área de Ofertas ou o conjunto de Áreas de Ofertas.

8 - A verificação do cumprimento da instrução de despacho, para cada período de liquidação t, ocorre sempre que exista uma quantidade de energia ativada, de RR e/ou de mFRR, para o controlo de potência-frequência ou resolução de restrições técnicas, quantificada de acordo com o perfil de referência do produto, dando origem a uma penalidade por incumprimento da instrução de despacho, quando:

a) A quantidade de energia ativada na Área de Ofertas ou conjunto de Áreas de Ofertas do mesmo BSP a é predominantemente a subir e resulta numa potência média negativa e inferior à tolerância, tal que:

$$QVA(t,a)-QFA(t,a) < Máx\{-2.5\ MW;\ -2\% \times [QA_{RR}(t,a)+QA_{mFRR}(t,a)]\}$$

Neste caso, a valorização do incumprimento de instrução de despacho, para a Área de Ofertas ou conjunto de Áreas de Ofertas do mesmo BSP a, para o período de liquidação t, é:

$$VIID(t,a)= Máx\left[QVA(t,a)-QFA(t,a);\ -[QA_{RR}(t,a)+QA_{mFRR}(t,a)]\right] \times 1/4 \times PIID(t,a)$$

b) A quantidade de energia ativada na Área de Ofertas ou conjunto de Áreas de Ofertas do mesmo BSP a, é predominantemente a baixar e resulta numa potência média positiva e superior à tolerância, tal que:

$$QVA(t,a)-QFA(t,a) > Mín\{2.5\ MW;\ -2\% \times [QA_{RR}(t,a)+QA_{mFRR}(t,a)]\}$$

Neste caso, a valorização do incumprimento de instrução de despacho, para a Área de Ofertas ou conjunto de Áreas de Ofertas do mesmo BSP a, para o período de liquidação t, é:

$$VIID(t,a)= -\ Mín\left[QVA(t,a)-QFA(t,a);\ -[QA_{RR}(t,a)+QA_{mFRR}(t,a)]\right] \times 1/4 \times PIID(t,a)$$

9 - O preço aplicado ao incumprimento, $PIID(t,a)$, para uma Área de Ofertas ou conjunto de Áreas de Ofertas do mesmo BSP a com energia ativada predominantemente a subir, corresponde ao preço médio ponderado de todas as ativações de RR e/ou de mFRR a subir, para o processo

de controlo de potência-frequência ou resolução de restrições técnicas, afetas à Área de Ofertas ou conjunto de Áreas de Ofertas do mesmo BSP, quando positivo, com uma agravante de 20%.

10 - Nos períodos de liquidação t em que não ocorra qualquer ativação de RR e/ou de mFRR a subir afetas à Área de Ofertas ou conjunto de Áreas de Ofertas do mesmo BSP, o preço aplicado ao incumprimento nas condições do número anterior corresponde ao preço marginal do mercado diário, quando positivo, com uma agravante de 20%.

11 - O preço aplicado ao incumprimento, $PIID(t,a)$, para uma Área de Ofertas ou conjunto de Áreas de Ofertas do mesmo BSP a com energia ativada predominantemente a baixar, corresponde ao preço marginal do mercado diário, quando positivo, com uma agravante de 20%, descontado do preço médio ponderado de todas as ativações de RR e/ou de mFRR a baixar, para o processo de controlo de potência-frequência ou resolução de restrições técnicas, afetas à Área de Ofertas ou conjunto de Áreas de Ofertas do mesmo BSP.

12 - Quando os preços a aplicar por incumprimento da instrução de despacho determinados de acordo com os números anteriores sejam negativos, a valorização da penalidade é nula.

13 - A verificação do cumprimento dos restantes serviços e a respetiva penalização são feitas nos termos dos respetivos capítulos.

14 - Para efeitos da aplicação da presente secção sobre incumprimentos de instruções de despacho às Áreas de Ofertas que incluam Unidades Físicas associadas a instalações de consumo habilitadas e a unidades físicas de agregação de instalações de consumo, de produção e/ou de armazenamento com menos de 1 MW (Unidades Físicas Agregadas), devem considerar-se as seguintes especificidades:

a) O cálculo da margem de tolerância para a verificação do cumprimento considera um fator de -20% aplicado sobre a quantidade ativada;

b) O cálculo do preço a imputar ao incumprimento considera um fator de agravamento de 5% aplicado sobre o preço de referência.

15 - Quando a Área de Ofertas sujeita a instrução de despacho incluir Unidades Físicas enquadráveis no número anterior e outras não-enquadráveis, o respetivo BSP pode optar por a verificação do cumprimento das instruções de despacho ser feita:

a) De forma segregada entre Unidades Físicas enquadráveis e não-enquadráveis, aplicando-se os parâmetros específicos previstos no número anterior às Unidades Físicas nele enquadráveis;

b) De forma agregada às várias Unidades Físicas enquadráveis e não-enquadráveis, não se aplicando os parâmetros específicos previstos no número anterior.

Artigo 405.º

Incumprimento de Limitação de Potência

1 - A verificação do cumprimento de limitação de potência é aplicável a uma Unidade Física ou a um conjunto de Unidades Físicas da mesma Área de Ofertas, se assim determinado pelo GGS.

2 - Caso se verifique a ativação de aFRR numa Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR com limitação de potência, a Unidades Física, ou Unidade de Ofertas de aFRR, é excluída da verificação do cumprimento de limitação de potência.

3 - A verificação do cumprimento da limitação de potência, para cada período de liquidação t, ocorre sempre que exista uma limitação colocada na Fase 1 do processo de resolução de restrições técnicas no PDBF ou, posteriormente, perante situações de exploração do sistema elétrico diferentes daquelas que se encontravam previstas inicialmente, existindo penalidade por incumprimento da limitação de potência na Unidade Física ou conjunto de Unidades Físicas, quando, tomando o consumo ou a emissão verificados em termos de potência ativa média no período de liquidação:

a) O consumo verificado, $CV(t,uf)$, em relação ao valor máximo da limitação de potência ativa atribuída para a Unidade Física ou conjunto de Unidades Físicas, $LP(t,uf)$, resulta numa potência em defeito fora da tolerância, tal que:

$$CV(t,uf)-LP(t,uf) < \text{Máx}\{-2.5\ MW;\ 2\% \times LP(t,uf)\}$$

Neste caso, a valorização do incumprimento da limitação de potência, para a Unidade Física ou conjunto de Unidades Físicas uf, para o período de liquidação t, é:

$$VILP(t,uf)= [CV(t,uf)-LP(t,uf)] \times 1/4 \times PILP(t)$$

b) A emissão verificada, EV(t,uf), em relação ao valor mínimo da limitação de potência ativa atribuída para a Unidade Física ou conjunto de Unidades Físicas, LP(t,uf), resulta numa potência em defeito fora da tolerância, tal que:

$$EV(t,uf)-LP(t,uf) < Máx\{-2.5\ MW;\ -2\% \times LP(t,uf)\}$$

Neste caso, a valorização do incumprimento da limitação de potência, para a Unidade Física ou conjunto de Unidades Físicas uf, para o período de liquidação t, é:

$$VILP(t,uf)= [EV(t,uf)-LP(t,uf)] \times 1/4 \times PILP(t)$$

c) O consumo verificado, CV(t,uf), em relação ao valor mínimo da limitação de potência ativa atribuída para a Unidade Física ou conjunto de Unidades Físicas, LP(t,uf), resulta numa potência em excesso fora da tolerância, tal que:

$$CV(t,uf)-LP(t,uf) > Mín\left(2.5\ MW;\ -2\% \times LP(t,uf)\right)$$

Neste caso, a valorização do incumprimento da limitação de potência, para a Unidade Física ou conjunto de Unidades Físicas uf, para o período de liquidação t, é:

$$VILP(t,uf)= -\left(CV(t,uf)-LP(t,uf)\right) \times 1/4 \times PILP(t)$$

d) A emissão verificada, EV(t,uf), em relação ao valor máximo da limitação de potência ativa atribuída para a Unidade Física ou conjunto de Unidades Físicas, LP(t,uf), resulta numa energia em excesso fora da tolerância, tal que:

$$EV(t,uf)-LP(t,uf) > Mín\left(2.5\ MW;\ 2\% \times LP(t,uf)\right)$$

Neste caso, a valorização do incumprimento da limitação de potência, para a Unidade Física ou conjunto de Unidades Físicas uf, para o período de liquidação t, é:

$$VILP(t,uf)= -\left(EV(t,uf)-LP(t,uf)\right) \times 1/4 \times PILP(t)$$

4 - O preço aplicado ao incumprimento, PILP(t), corresponde ao preço marginal do mercado diário com uma agravante de 20%.

5 - Quando os preços marginais do mercado diário são negativos, a valorização da penalidade é nula.

Secção VIII

Encargo de Regulação para o Sistema (ERS)

Artigo 406.º

Encargos de regulação para o sistema (ERS)

1 - O encargo de regulação para o sistema, ERS, resultante da valorização afeta à regulação verificada, deve assegurar a neutralidade financeira para o GGS, como resulta da Subsecção I do presente Capítulo.

2 - Aos valores dos encargos ou proveitos do GGS com a regulação junto dos BSP, bem como outros encargos e proveitos com a prestação de serviços de sistema, são deduzidos os proveitos ou encargos com a valorização dos desvios junto dos BRP, conforme definido na Subsecção II da Secção IV do presente Capítulo, e as restantes componentes de financiamento dos custos de regulação.

3 - O saldo que repõe a neutralidade financeira (ERS) determina-se por período de liquidação t, a partir da seguinte soma algébrica:

$$ERS(t)=\sum_{a} LIQ^{BSP}(t,a)+\sum_{a} ACB^{BSP}(t,a)+\sum_{a} RCC^{BSP}(t,a)+$$
$$+\sum_{a} DESV^{BRP}(t,a)+\sum_{a} EDG^{BRP}(t,a)+\sum_{a} RTPDBF^{BRP}(t,a)+\sum_{a} RTPF^{BRP}(t,a)+\sum_{a} IIDnH^{BRP}(t,a)+$$
$$+VIA(t)+VTSS(t)$$

Onde:

$ERS(t)$ Encargo de Regulação para o Sistema para garantir a neutralidade dos custos de regulação do GGS, em cada período de liquidação t.

$LIQ^{BSP}(t,a)$ Liquidação correspondente à participação na zona LFC portuguesa, durante o período de liquidação *t*, do BSP *a,* determinado de acordo com o estabelecido na Subsecção I da Secção IV do presente Capítulo.

$ACB^{BSP}(t,a)$ Valorização da energia resultante de mobilização de mFRR, afeta à compensação de Ações Coordenadas de Balanço, verificada durante o período de liquidação *t*,

imputável às rendas de congestionamento na interligação, determinada segundo o Artigo 373.º.

$RCC^{BSP}(t,a)$ Valorização da energia resultante de mobilização de reserva de potência ativa afeta à Compensação interna de Redespacho Coordenado Complementar, verificado durante o período de liquidação *t*, imputável às rendas de congestionamento na interligação, determinada segundo o Artigo 374.º.

$DESV^{BRP}(t,a)$ Valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento, relativos a desvios do BRP *a* pela participação na área portuguesa do MIBEL, durante o período de liquidação *t*, determinado de acordo com o estabelecido no Artigo 386.º.

$EDG^{BRP}(t,a)$ Valor agregado das obrigações de pagamento, relativas a penalidades por incumprimento à programação em unidades genéricas de programação, a repercutir sobre o BRP a, no período de liquidação t, determinado de acordo com o estabelecido no Artigo 389.º.

$RTPDBF^{BRP}(t,a)$ Valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento, relativos à participação do BRP a, no mecanismo de resolução de restrições técnicas no PDBF, no período de liquidação t, determinado de acordo com o estabelecido no Artigo 390.º.

$RTPF^{BRP}(t,a)$ Valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento, relativos à participação do BRP a no mecanismo de resolução de restrições técnicas após o PF, no âmbito de acordos de acesso com restrições, no período de liquidação t, determinado de acordo com o estabelecido no Artigo 391.º.

$IIDnH^{BRP}(t,a)$ Valor agregado das obrigações de pagamento relativas a penalidades por incumprimento de instruções de despacho por unidades físicas não-habilitadas, para o período de liquidação *t,* nos termos previstos no Capítulo X ou de outros mecanismos aplicáveis.

$VIA(t)$ Valorização do encargo mínimo a imputar ao sistema elétrico espanhol, pela ocorrência de intercâmbio de apoio no sentido Portugal – Espanha, ou do proveito a atribuir ao sistema elétrico espanhol, pela ocorrência de intercâmbio de apoio no

sentido Espanha – Portugal, durante o período de liquidação t, determinada de acordo com o estabelecido no Artigo 341.º.

VTSS(t) Valorização das trocas de serviços de sistemas através de plataformas europeias, determinada de acordo com o estabelecido na Subsecção II da Secção I do presente Capítulo.

4 - Todos os pagamentos ou recebimentos relativos às rubricas de encargos de regulação previstas na presente secção que ocorram depois dos 7 (sete) meses previstos para acertos de liquidações no presente Capítulo, devem ser considerados nos custos ou proveitos permitidos da atividade do GGS.

Artigo 407.º

Incidência dos encargos de regulação para o sistema

1 - Os encargos de regulação para o sistema definidos na presente secção são repercutidos sobre o consumo das unidades de programação de comercialização ou de cliente e sobre a injeção na rede das unidades físicas não-habilitadas de produção ou de armazenamento, através dos respetivos BRP, sem prejuízo das isenções referidas no número seguinte.

2 - Estão isentas da contribuição para os encargos de regulação para o sistema as unidades físicas respeitantes a:

a) Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC);

b) Instalações de cogeração;

c) Instalações de produção com tarifa garantida e outros regimes especiais, enquanto se verificar essa condição, nomeadamente a produção:

   i) Em regimes de tarifa garantida;

   ii) Em regimes bonificados de apoio à remuneração; ou

   iii) Sujeita ao pagamento de contribuições ao SEN como contrapartida da obtenção de título de reserva de capacidade atribuído na modalidade de procedimento concorrencial.

d) Instalações de produção ou de armazenamento com potência de ligação à rede até 10 MVA (não incluindo os 10 MVA).

e) Instalações de produção ou de armazenamento, durante o período de comissionamento, acrescido de três meses.

3 - Os encargos de regulação para o sistema não são imputados ao consumo em bombagem, nem para injeção em instalações de armazenamento autónomo.

4 - Os encargos a incidir sobre o consumo correspondem a todas as rubricas referidas no n.º 3 - do Artigo 406.º, enquanto que sobre a injeção na rede incidem apenas os encargos líquidos com a banda de aFRR, previstos no Artigo 377.º, e com a banda diária de mFRR, previstos no Artigo 378.º.

Secção IX

Medição de energia

Artigo 408.º

Considerações e princípios de base

1 - Toda a energia elétrica trocada nos pontos de ligação do agente de mercado à RESP é objeto de medição.

2 - A energia elétrica trocada num ponto de ligação pode ser medida por um só sistema de contagem ou ser calculada por valores de vários sistemas de contagem.

3 - O GGS recebe os valores de contagem de todas as unidades de programação dos agentes de mercado em todos os períodos de 15 minutos do dia.

4 - Para as unidades físicas habilitadas, o GGS deve receber a energia ativa em períodos de 15 minutos injetada no ponto de ligação à rede e consumida nesse ponto, incluindo perdas, quando aplicável.

5 - A medição e a disponibilização de dados ao GGS, sobre as 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 do setor elétrico.

6 - A informação destes valores de consumo afeto à atividade de comercialização, em termos de valores provisórios para liquidação, deve ser fornecida ao GGS no prazo máximo estipulado no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor elétrico

7 - No âmbito do procedimento de consolidação do consumo afeto à atividade de comercialização descrito no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor elétrico, o GGS pode modificar os valores recebidos, sempre que disponha de informações ou medidas adicionais que o justifiquem, e mantendo um registo dessas alterações e das respetivas causas e informando os agentes de mercado afetados.

8 - A recolha da medição da energia elétrica emitida pelas unidades produtoras dos agentes de mercado é efetuada diretamente pelo GGS por meio de telecontagem, ou pelos respetivos operadores das redes de distribuição em MT e AT e de transporte, como definido no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor elétrico.

9 - A recolha da medição da energia elétrica correspondente às carteiras de agregação relativas a Unidades Físicas Agregadas é efetuada diretamente pelo GGS por meio de telecontagem, ou pelo operador da rede de distribuição competente, como definido no Regulamento de Relações Comerciais ou noutra regulamentação, devendo o GGS e os operadores de rede referidos cooperar no apuramento e disponibilização dos dados de energia mencionados.

10 -A recolha e tratamento dos valores medidos em pontos de medição internos às instalações processa-se nos termos do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor elétrico.

Artigo 409.º

Cálculo da energia entregue à rede elétrica de serviço público

A energia entregue à RESP e medida, quer nos pontos de ligação das instalações, quer nas interligações internacionais, considera-se no referencial de geração, pelo que não está sujeita a ajustamento para perdas.

Artigo 410.º

Cálculo da energia recebida da RESP

Nos pontos de ligação das instalações à RESP, a quantidade de energia recebida da RESP está sujeita à aplicação dos mecanismos de perfis de carga, de ajustamento para perdas nas redes e de adequação entre curvas de geração e de consumo, quando aplicáveis, sendo dos operadores das redes de distribuição em MT e AT e de transporte a responsabilidade pela aplicação desses mecanismos e pela disponibilização de informação ao GGS, para efeito dos cálculos de desvios.

Artigo 411.º

Comunicação das ativações de serviços de reserva relativas a instalações de consumo

1 - Para efeitos da aplicação das tarifas de acesso às redes às instalações de consumo prestadoras de serviços de reserva, nomeadamente a faturação das tarifas de acesso às redes pelo ORD, o GGS comunica a este operador a informação relevante sobre as ativações de reserva por período de 15 minutos e por instalação de consumo, nos termos de protocolo a celebrar entre o GGS e o ORD, assegurando o cumprimento dos prazos de disponibilização de dados para faturação do acesso às redes.

2 - No âmbito da troca de informação prevista no número anterior e para os casos em que as instalações de consumo participem de forma agregada na prestação de serviços de reserva, o respetivo BSP comunica ao GGS, previamente à comunicação entre esta e o ORD, a repartição da ativação por cada instalação de consumo e por qualquer outra instalação sujeita à aplicação das tarifas de acesso às redes nos termos do Regulamento Tarifário.

3 - Caso o BSP não envie a informação de repartições referida no número anterior, no prazo definido, o GGS assume uma repartição *pro rata* em função da potência contratada de cada instalação, tomando para este efeito o valor da potência contratada apurado no mês de faturação anterior.

4 - A comunicação das ativações de serviços de balanço por instalação de consumo não é aplicável às instalações de consumo participantes numa Unidade Física Agregada, nos termos do da alínea a) do n.º a) do Artigo 397.º.

Artigo 412.º

Verificação de qualidade dos programas de consumo comunicados pelos BSP

1 - O GGS monitoriza a qualidade do processo de programação de instalações de consumo por Área de Ofertas, para cada BSP, quando este não resulta diretamente dos programas de mercado das respetivas Unidades de Programação nem de métodos de programação por algoritmo aplicados pelo GGS, contrastando o programa submetido com o consumo verificado.

2 - A verificação pelo GGS da existência de inconsistências injustificadas e reiteradas dos programas de consumo referidos no número anterior pode justificar a suspensão da Área de Ofertas correspondente, sem prejuízo da aplicação da regra transitória prevista no Artigo 52.º.

Secção X

Liquidação semanal

Artigo 413.º

Nota de liquidação semanal

Até ao final do quinto dia útil seguinte ao fim do período da nota de liquidação semanal, o GGS disponibiliza, a cada BSP e BRP, uma nota de liquidação semanal, com os valores afetos aos direitos de recebimento e às obrigações de pagamento, devidas à respetiva participação na área portuguesa do MIBEL, discriminados pelas diferentes unidades de liquidação afetas ao agente de mercado.

Artigo 414.º

Contestação à nota de liquidação semanal

1 - O agente de mercado dispõe de um prazo de 4 dias úteis, desde a data de disponibilização da nota de liquidação semanal, para contestar os valores apresentados, para efeitos de incorporação de eventuais correções na referida nota de liquidação semanal, com efeitos na data de pagamento/recebimento seguinte.

2 - Passado o prazo de 4 dias úteis, as reclamações pendentes de resposta e que venham a ser aceites, são refletidas nas notas de liquidação seguintes.

3 - A não contestação, dentro deste prazo, significa que o agente de mercado aceita como válida a liquidação semanal efetuada, para efeitos dos pagamentos e recebimentos a efetuar na data de pagamento e recebimento seguinte.

4 - Passado este prazo, o agente de mercado mantém a possibilidade de apresentar uma posterior reclamação sobre a nota de liquidação semanal, mas a eventual alteração apenas se faz refletir nas datas de liquidação seguintes.

Artigo 415.º

Desagregação mínima da nota de liquidação semanal

A nota de liquidação emitida deve, pelo menos, apresentar a desagregação que permita identificar, em base diária, com discriminação por período de liquidação, os principais agregados de liquidação identificados na Secção IV do presente Capítulo.

Artigo 416.º

Informação de suporte à nota de liquidação semanal

A nota de liquidação deve ser acompanhada da informação de suporte à sua verificação que inclua, sempre que necessário, a completa desagregação, por período de liquidação aplicável, dos valores a liquidar pelas sub-rubricas de liquidação que integram os principais agregados de liquidação identificados na Secção IV do presente Capítulo, bem como os seguintes valores físicos e económicos:

a) Quantidade de energia correspondente à posição final de cada Unidade de Programação contida na Unidade de Liquidação do BRP;

b) Quantidade de energia correspondente à posição final de cada Área de Ofertas do BSP;

c) Quantidade de energia correspondente à emissão, consumo, consumo em bombagem ou em armazenamento verificada, quando aplicável, por Unidade Física;

d) Quantidade de Banda de aFRR contratada na Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR do BSP;

e) Quantidade de banda diária de mFRR contratada pelo BSP;

f) Quantidade de energia de aFRR ativada na Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR do BSP;

g) Quantidade de energia de mFRR ativada por Área de Ofertas do BSP;

h) Quantidade de energia de RR ativada por Área de Ofertas do BSP;

i) Programa Diário Base de Funcionamento;

j) Quantidade de energia para a resolução de restrições técnicas no PDBF, mobilizada na Unidade de Programação;

k) Programa Diário Viável Definitivo;

l) Quantidade de energia para a resolução de restrições técnicas, após a publicação do PDVD ativada na Unidade Física;

m) Programa Final;

n) Quantidade de energia de mFRR para a resolução de restrições técnicas, após a publicação do PF, ativada na Área de Ofertas;

o) Quantidade de energia do produto específico transitório de reserva rápida de mFRR para a resolução de restrições técnicas, para facilitar as transições do programa na interligação e a resolução de congestionamentos de ação rápida, ativada na Área de Ofertas;

p) Quantidade de energia de mFRR para a resolução de Ação Coordenada de Balanço, ativada na Área de Ofertas;

q) Quantidade de energia de mFRR para a resolução de Redespacho Coordenado Complementar, ativada na Área de Ofertas;

r) Quantidade de energia em período de comissionamento da Unidade Física;

s) Quantidade de energia para ensaio de verificação de disponibilidade, EVD, ativada na Área de Ofertas ou Unidade Física;

t) Quantidade de energia reduzida em Unidades Físicas não habilitadas, nos termos do Capítulo X, por Unidade Física;

u) Quantidade de energia reduzida em Unidades Físicas não habilitadas, para a resolução de restrições técnicas após a publicação do PF, nos termos do Capítulo IX, por Unidade Física;

v) Preço marginal do mercado diário;

w) Preço de mFRR com ativação programada;

x) Preço de mFRR com ativação direta a subir;

y) Preço de mFRR com ativação direta a baixar;

z) Preço de reservas de reposição;

aa) Preço de Banda de aFRR a subir, atribuída em mercado;

bb) Preço de Banda de aFRR a baixar, atribuída em mercado;

cc) Preço marginal de energia de aFRR a subir;

dd) Preço marginal de energia de aFRR a baixar;

ee) Preço de banda diária de mFRR a subir, atribuída em mercado;

ff) Preço de banda diária de mFRR a baixar, atribuída em mercado;

gg) Preço do desvio por excesso;

hh) Preço do desvio por defeito;

ii) Encargo de regulação para o sistema;

jj) Incumprimentos de banda de mFRR;

kk) Incumprimentos de banda diária de mFRR;

ll) Incumprimentos de banda de aFRR;

mm) Incumprimentos à programação em Unidades Genéricas;

nn) Incumprimentos de energia de aFRR;

oo) Incumprimentos de Instrução de Despacho por Áreas de Ofertas ou conjunto de Áreas de Ofertas;

pp) Incumprimentos de Limitação de Potência para Unidades Físicas ou conjunto de Unidades Físicas da mesma Área de Ofertas;

qq) Incumprimentos de Instrução de Despacho por Unidades Físicas não habilitadas, nos termos do Capítulo X;

rr) Serviços de sistema contratados bilateralmente por Unidade Física ou Área de Ofertas.

Artigo 417.º

Liquidações provisórias e definitivas

1 - As liquidações semanais podem ser provisórias ou definitivas.

2 - 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 pelo GGS;

e) Qualquer outra causa que determine insuficiência ou erro em alguma informação necessária para efetuar a liquidação.

3 - Não se verificando quaisquer dos motivos acima indicados a liquidação semanal é considerada definitiva e dela resultarão direitos de recebimento e obrigações de pagamento firmes.

4 - A correção aos valores da nota de liquidação semanal, não pode ocorrer em data posterior em mais de 7 meses à data da nota de liquidação inicial, enquadrada no âmbito dos prazos de divulgação de informação para efeitos de liquidação estabelecidos no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor elétrico.

Artigo 418.º

Disponibilização de informação comercialmente sensível

Os resultados de liquidação, nomeadamente as quantidades e valorizações das rubricas de liquidação, são considerados comercialmente sensíveis e estão sujeitos a um período de confidencialidade mínimo de 7 (sete) semanas, contado a partir de cada liquidação semanal definitiva, sem prejuízo das obrigações de publicação de informação pelo GGS previstas no presente Manual.

Secção XI

Prestação de informação

Artigo 419.º

Prestação de informação

O GGS disponibiliza à ERSE, por meios, formatos e prazos acordados, dados detalhados dos encargos de regulação para o sistema.

Capítulo XXVIII

RELACIONAMENTO ENTRE O AGENTE DE MERCADO BRP E OUTROS AGENTES DE MERCADO

Artigo 420.º

Objeto e âmbito

1 - Este Capítulo estabelece os processos aplicáveis ao estabelecimento, manutenção e término do relacionamento entre o BRP e outros Agentes de Mercado que pretendam delegar ou tenham delegado a responsabilidade de interação nos processos de liquidação e faturação com o GGS.

2 - Com a transferência da responsabilidade da interação nos processos de liquidação e faturação com o GGS, o BRP em quem é confiada essa responsabilidade assume as responsabilidades de liquidação e faturação perante o GGS pelo Agente de Mercado que lhe delegou essa responsabilidade.

3 - O BRP é responsável pelos encargos financeiros resultantes da participação no mercado organizado ou através e contratação bilateral da totalidade dos Agentes de Mercado que tenham delegado a responsabilidade de interação nos processos de liquidação e faturação com o GGS e para os quais não tenham ocorrido a comunicação de cessação dessa delegação de responsabilidades.

4 - A transferência da responsabilidade pressupõe, para efeitos do cálculo dos desvios, a incorporação das energias transacionadas no mercado organizado ou através de contratação bilateral de todos os Agentes de Mercado abrangidos por esta, no perímetro de cálculo dos desvios do BRP.

Artigo 421.º

Celebração da transferência de responsabilidades pela liquidação num BRP

1 - O Agente de Mercado que delegou a responsabilidade pela Liquidação perante o GGS ou o BRP devem informar o GGS, por escrito, sobre as transferências de responsabilidades que tenham estabelecido.

2 - A informação deve ser recebida pelo GGS até cinco dias úteis antes da data em que produz efeitos, devendo ser submetida por escrito e conter os seguintes dados:

a) Identificação do BRP em quem é confiado a responsabilidade pela liquidação perante o GGS;

b) Identificação do Agente de Mercado que delega a responsabilidade pela liquidação perante o GGS.

c) Instrumento de delegação de responsabilidade do Agente de Mercado no BRP, nos termos da minuta aprovada pelo GGS, assinado por ambas as Partes.

3 - Nas situações em que o BRP identifica um Agente de Mercado que mantém em vigor uma outra delegação de responsabilidade já associada a outro BRP, o GGS deve requerer ao BRP notificante o comprovativo de delegação de responsabilidades pelo Agente de Mercado, não produzindo a segunda delegação quaisquer efeitos, enquanto não for entregue ao GGS e aceite por esta o referido comprovativo.

4 - Após a aceitação da delegação de responsabilidades acima mencionada, o GGS comunica a sua decisão aos Agentes de Mercado envolvidos.

Artigo 422.º

Cessação da transferência de responsabilidades pela liquidação num BRP

1 - O Agente de Mercado que delegou a responsabilidade pela Liquidação perante o GGS ou o BRP devem informar o GGS da cessação das transferências de responsabilidades que tenham estabelecido, até dez dias úteis antes da data em que produz efeitos.

2 - Esta informação deve ser submetida por escrito e conter a identificação dos Agentes de Mercado envolvidos.

3 - Com a comunicação ao GGS de cessação das transferências de responsabilidades que tenha estabelecido, o BRP deve, obrigatoriamente e na mesma data, notificar do facto os Agentes de Mercado envolvidos.

4 - A produção de efeitos da cessação determina a efetiva cessação das transferências de responsabilidades pela Liquidação, cabendo ao Agente de Mercado cuja delegação de responsabilidades no BRP tenha cessado, a obrigação de demonstrar perante o GGS a

transferência de responsabilidade para outro BRP ou assumir diretamente essa responsabilidade perante o GGS, até ao momento da cessação.

5 - No caso de um BRP ver o seu estatuto suspenso, todos os Agentes de Mercado que tenham delegado no BRP incumpridor são automaticamente suspensos, salvo se tiverem indicado um novo BRP ou assegurado diretamente essa responsabilidade perante o GGS.

Capítulo XXIX
PAGAMENTOS E RECEBIMENTOS

Artigo 423.º

Objeto

Este Capítulo estabelece os mecanismos a aplicar pelo GGS aos Agentes de Mercado que tiverem atuado na área de controlo portuguesa do MIBEL, para efeitos dos pagamentos e recebimentos, de acordo com as respetivas Notas de Liquidação, para cada período da nota de liquidação semanal.

Artigo 424.º

Características da faturação e autofaturação

A não contestação à Nota de Liquidação semanal de acordo com o estabelecido no Artigo 414.º significa que o Agente de Mercado aceita a liquidação semanal efetuada como válida para efeitos dos pagamentos e recebimentos, procedendo o GGS à correspondente emissão dos documentos de faturação e autofaturação, os quais, devem conter informação sobre os elementos seguintes:

a) Período semanal de liquidação;

b) Valor final da valorização de desvios, quando aplicável;

c) Valor final da valorização de energia de comissionamento, quando aplicável;

d) Encargos ou proveitos devidos à participação no mercado de serviços de sistema, quando aplicáveis;

e) Data de pagamento, quando aplicável;

f) Data de recebimento, quando aplicável;

g) Encargos devidos à operação do sistema através do mercado de serviços de sistema, quando aplicáveis;

h) Informação sobre o IVA, quando aplicável;

i) Conter a menção de “Autofaturação”, quando aplicável;

j) Total a pagar ou receber.

Artigo 425.º

Obrigações dos agentes de mercado devedores

1 - O Agente de Mercado devedor obriga-se ao pagamento dos montantes devidos pelas transações realizadas, constantes das notas de liquidação, incluindo o IVA, quando aplicável, até à data de pagamento definida pelo GGS e constante dos documentos de faturação, o mais tardar 7 (sete) dias ocorridos após a emissão dos documentos de faturação, independentemente da data de receção.

2 - A data de pagamento avança para o dia útil seguinte, sempre que coincidir com um feriado TARGET2 (*Trans-European Automated Real-time Gross Settlement Express Transfer System*).

3 - O não pagamento na data definida pelo GGS e constante dos documentos de faturação, implica que o GIG atue de acordo com o estabelecido no regime de gestão de riscos e garantias aprovado pela ERSE.

Artigo 426.º

Direitos dos agentes de mercado credores

1 - O Agente de Mercado credor tem direito ao recebimento dos montantes devidos pelas transações realizadas, constantes das notas de liquidação semanal, incluindo o IVA, quando aplicável, na data de recebimento definida pelo GGS, que deve garantir um intervalo mínimo de 4 (quatro) dias úteis em relação à data de pagamento indicada no artigo anterior, sempre que nessa data o GGS tenha recebido todos os pagamentos dos Agentes de Mercado devedores.

2 - Os direitos de recebimento estão sujeitos à aplicação do Artigo 428.º.

3 - A data de recebimento avança para o dia útil seguinte sempre que coincidir com um feriado TARGET2 (*Trans-European Automated Real-time Gross Settlement Express Transfer System*).

Artigo 427.º

Encontro de Contas para recebimentos e pagamentos

1 - Sempre que o encontro de contas entre os valores afetos às notas de liquidação resultar numa obrigação de pagamento do Agente de Mercado, o GGS emite uma referência para efeito de pagamento, cujos elementos de identificação, comunica ao Agentes de Mercado.

2 - Sempre que o encontro de contas entre os valores afetos às notas de liquidação resultar num direito de recebimento do Agente de Mercado, o GGS procede ao referido pagamento para a conta em instituição bancária designada pelo Agente de Mercado durante o processo de inscrição como Agente de Mercado ou, para efeitos de atualização de informação necessária à Liquidação e Faturação.

Artigo 428.º

Regime para os pagamentos em mora

O não recebimento pelo GGS, até à data limite de pagamento, dos montantes constantes na nota de liquidação tem as consequências seguintes:

a) O GIG atua de acordo com o estabelecido no regime de gestão de riscos e garantias aprovado pela ERSE;

b) Caso a execução da garantia dos Agentes de Mercado devedores e da garantia solidária não possibilite a cobrança integral do valor em dívida e enquanto o GIG não proceder à transferência dos montantes em dívida, o montante da dívida é proporcionalmente suportado pelos Agentes de Mercado credores;

c) Enquanto o pagamento do montante em dívida não estiver totalmente realizado, o Agente de Mercado devedor é considerado em mora e, sobre as quantias em dívida incidirão juros de mora, a comunicar pelo GGS, calculados nos termos especificados no Artigo 429.º;

d) O GGS procede à cobrança dos valores em dívida e, após boa cobrança, emite faturas relativas aos juros de mora, sendo os montantes em dívida recuperados, acrescidos de juros de mora aos agentes incumpridores e autofaturas aos agentes credores;

e) O GGS procede à cobrança das faturas dos juros de mora, dispondo de um prazo de 7 dias para devolver os valores cobrados aos Agentes de Mercado credores, proporcionalmente ao valor suportado por estes;

f) Os direitos de recebimento dos Agentes de Mercado devedores ficarão afetos ao pagamento dos montantes em dívida, incluindo os juros de mora.

Artigo 429.º

Atraso de pagamento do Agente de Mercado e juros de mora

1 - Em caso de não pagamento pontual, total ou parcial, o Agente de Mercado incumpridor fica obrigado ao pagamento de juros de mora sobre a quantia em dívida, contados desde a data limite de pagamento indicada na fatura, até à data em que o pagamento for efetivamente realizado.

2 - Para efeitos de determinação dos juros de mora, será considerado o máximo entre o valor de juros de mora e 200 Euros.

3 - A taxa de juros de mora a aplicar é a taxa de juro legal em vigor.

4 - O valor de juros de mora a pagar pelo Agente de Mercado em caso de atraso nos pagamentos é calculado da seguinte forma:

$$V = \text{Máx}\left(D \times J \times \frac{p}{365}; 200€\right)$$

Sendo:

V – Valor dos juros de mora;

D – Valor em dívida do Agente de Mercado;

J – Taxa de juros de mora aplicável;

P – Número de dias verificado entre a data limite de pagamento indicada na fatura e a data em que o pagamento for efetivamente realizado.

Artigo 430.º

Atraso de pagamento do GGS e juros de mora

1 - Em caso de atraso de pagamento do GGS ao Agente de Mercado, por razões que lhe sejam imputáveis, o GGS fica obrigado ao pagamento de juros de mora sobre as quantias em dívida, contados desde a data limite de recebimento indicada na fatura, até à data em que o pagamento for efetivamente realizado.

2 - Para efeitos de determinação dos juros de mora, será considerado o máximo entre o valor de juros de mora e 200 Euros.

3 - O valor de juros de mora a pagar pelo GGS ao Agente de Mercado é calculado da seguinte forma:

$$V = \text{Máx}\left(D \times J \times \frac{p}{365}; 200€\right)$$

Sendo:

V – Valor dos juros de mora;

D – Valor em dívida do GGS ao Agente de Mercado;

J – Taxa de juros de mora aplicável;

P – Número de dias verificado entre a data limite de recebimento indicada na fatura e a data em que o pagamento for efetivamente realizado.

Capítulo XXX
GESTÃO DE GARANTIAS

Artigo 431.º

Gestão de garantias

1 - Os Agentes de Mercado devem prestar ao GIG, no âmbito do regime de gestão de riscos e garantias do SEN e do SNG previsto no Regulamento das Relações Comerciais dos setores elétrico e gás, garantia suficiente para dar cobertura às obrigações financeiras decorrentes das suas transações, de tal modo que se garanta o recebimento integral dos valores devidos pela participação na área portuguesa do MIBEL.

2 - A falta de prestação desta garantia, a sua não-aceitação pelo GIG, por ser considerada insuficiente ou inadequada, ou pela sua não manutenção e atualização, impedem o Agente de Mercado de atuar na área portuguesa do MIBEL, originando a suspensão do contrato de adesão ao mercado de serviços de sistema.

Capítulo XXXI
PROTEÇÃO DE DADOS

Artigo 432.º

Proteção de dados

1 - O tratamento dos dados pessoais que servem de suporte aos processos abrangidos no âmbito do presente Manual de Procedimentos, bem como da execução, gestão e acompanhamento dos contratos previsto celebrar, está submetido à disciplina e à conformidade com o Regulamento Geral sobre a Proteção de Dados (RGPD), a lei nacional de execução e demais legislação aplicável em matéria de privacidade e proteção de dados pessoais.

2 - São unicamente recolhidos os dados pessoais pertinentes, adequados e limitados ao necessário para a finalidade que se pretende atingir e são conservados de forma a permitir a identificação dos seus titulares, apenas, durante o período necessário ao cumprimento dessa finalidade. Findo esse prazo, que pode resultar de imposição legal ou ser objeto de decisão, os dados pessoais devem ser eliminados ou anonimizados.

3 - Aos titulares dos dados pessoais são fornecidas de forma concisa, transparente e inteligível, todas as informações necessárias à compreensão e fundamentação dos tratamentos efetuados. São assegurados os mecanismos que permitem o exercício dos direitos dos titulares dos dados, designadamente o direito de acesso, informação, portabilidade, retificação, apagamento, limitação do tratamento e oposição, o direito a não ficar sujeito a decisões individuais automatizadas e o direito de reclamação.

4 - O tratamento dos dados pessoais pode ser subcontratado, desde que o subcontratado apresente garantias suficientes do cumprimento do RGPD e assegure a defesa dos direitos e liberdades dos titulares dos dados.

5 - Os responsáveis pelo tratamento dos dados pessoais adotam as medidas técnicas e organizativas adequadas para assegurar um nível de segurança adequado ao risco, de modo a garantir a disponibilidade, integridade e confidencialidade dos dados pessoais, sejam esses meios total ou parcialmente automatizados, ou meios não automatizados de dados pessoais contidos em ficheiros ou a eles destinados.

6 - Os sistemas informáticos utilizados para o tratamento dos dados pessoais têm em conta os princípios da proteção de dados desde a conceção (*Privacy by design*) e por defeito (*Privacy by default*).

7 - Sempre que os responsáveis pelo tratamento tenham nomeado um encarregado de proteção de dados, disponibilizam o contato do mesmo e identificam a autoridade nacional competente para apresentar reclamação sobre a matéria da privacidade e da proteção de dados pessoais.

8 - A transferência de dados pessoais para organizações internacionais ou países terceiros, que não disponham de decisão de adequação, só podem acontecer se tiverem apresentado garantias adequadas e nas condições previstas no RGPD.

Capítulo XXXII
RESOLUÇÃO DE CONFLITOS

Artigo 433.º
Petições, queixas e denúncias à ERSE

As entidades abrangidas pelo presente Manual de Procedimentos podem apresentar queixas junto da ERSE relativas à inobservância das regras nele previstas, bem como nos regulamentos da ERSE que o habilitam.

Artigo 434.º
Resolução extrajudicial de conflitos

Os conflitos emergentes do relacionamento comercial e contratual decorrente do Contrato de Adesão ao Mercado de Serviços de Sistema podem ser resolvidos através do recurso a procedimentos de resolução extrajudicial de conflitos, como são a mediação, a conciliação e a arbitragem voluntária.

Artigo 435.º
Arbitragem voluntária

Ao abrigo do disposto no Artigo 434.º, o Contrato de Adesão ao Mercado de Serviços de Sistema pode incluir uma cláusula compromissória que implica para as partes a submissão dos eventuais conflitos à arbitragem voluntária.

Capítulo XXXIII

Disposições Transitórias e Finais

Secção I

Disposições transitórias

Artigo 436.º

Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador

Para efeitos do presente Manual, enquanto não for atribuída a licença de OLMCA nos termos do Artigo 153.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, o Operador Logístico de Mudança de Comercializador assegura a troca de dados com o GGS que permite a segregação das carteiras de BRP, quando aplicável.

Artigo 437.º

Habilitação das unidades físicas na alteração dos serviços ou dos requisitos de habilitação

As unidades físicas habilitadas para prestar um serviço de sistema à data de uma alteração de requisitos desse serviço ou de substituição por um novo serviço, mantêm a habilitação, sem prejuízo da renovação periódica prevista no presente Manual e do cumprimento dos novos requisitos que sejam aplicáveis.

Artigo 438.º

Valorização da energia de aFRR

Até à implementação da plataforma nacional de contratação de aFRR, a valorização da energia de aFRR, a subir e a baixar, para cada período de liquidação de 15 minutos, tem em conta os seguintes elementos:

a) A valorização da energia de aFRR mobilizada em cada Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR, a subir, considera o máximo dos seguintes preços: 120% do preço marginal do mercado diário, o preço marginal de mFRR de ativação programada e os preços de mFRR de ativação direta a subir conforme definidos no Capítulo XVII;

b) A valorização da energia de aFRR mobilizada em cada Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR, a baixar, considera o mínimo dos seguintes preços: 80% do preço marginal do

mercado diário, o preço marginal de mFRR de ativação programada e os preços de mFRR de ativação direta a baixar conforme definimos no Capítulo XVII.

Artigo 439.º

Valorização das Ações Coordenadas de Balanço

Até à aplicação das metodologias de partilha dos custos de redespacho e trocas compensatórias previstas no Regulamento (UE) 2015/1222, da Comissão, de 24 de julho, que estabelece orientações para a atribuição de capacidade e a gestão de congestionamentos, a valorização da energia das ações coordenadas de balanço a que se refere a secção Artigo 318.º do Capítulo XXV, sobre a gestão da interligação, é efetuada ao preço marginal do mercado diário da área inicialmente importadora, com direito de recebimento pela energia não recebida, decomposta em duas parcelas de acordo com o estabelecido no Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da interligação Portugal-Espanha, aprovado pela ERSE no âmbito do RARI, e a mobilização de mFRR para desagravamento do desvio do sistema que esteja associada a uma Ação Coordenada de Balanço é identificada, mas não é considerada na formação do preço do desvio, para o devido tratamento no processo de Liquidação.

Artigo 440.º

Valorização do processo de Coordenação de Desvios

1 - O período de liquidação associado ao processo de coordenação de desvios previsto no Capítulo XV, observa o disposto na Decisão da ACER n.º 17/2020 de 15 de julho, no n.º 2 do Artigo 8.º do Anexo I.

2 - Até à implementação da plataforma nacional de contratação de aFRR, a valorização da ativação evitada no processo de coordenação de desvios, a subir e a baixar, para cada período de liquidação, para comunicação pelo GGS ao Operador de Cálculo da Liquidação do IGCC, tem em conta os seguintes elementos:

a) Os preços quarto-horários de aFRR definidos no Artigo 438.º;

b) A energia de aFRR mobilizada quantifica-se pela diferença entre o valor verificado no equipamento de medição e o programa instruído para a Unidade Física com banda de aFRR contratada.

Artigo 441.º

Alteração dos contratos de adesão ao mercado de serviços de sistema por agentes de mercado

Os contratos de adesão ao mercado de serviços de sistema celebrados por agentes de mercado permanecem vigentes em tudo o que não seja contrariado pelo presente MPGGS, devendo ser alterados nos termos do Anexo II, no prazo de 30 dias após a respetiva publicação.

Artigo 442.º

Proposta de um produto específico de reserva rápida de restabelecimento da frequência com ativação manual

1 - O GGS deve submeter à ERSE uma proposta para um produto específico de energia de balanço, nos termos do ROR e do Artigo 26.º do Regulamento EB, com a finalidade de resolver, em tempo real, as restrições técnicas resultantes das transições do programa estabelecido na interligação internacional e a resolução de congestionamentos que necessitem de uma ação mais rápida do que a disponibilizada pelo produto normalizado de mFRR.

2 - A proposta de produto específico deve observar os seguintes princípios:

a) Os BSP devem fazer ofertas específicas para o produto, incluindo o respetivo preço;

b) As ofertas devem ser mobilizadas por ordem de mérito, com exceção das situações em que as restrições locais não o permitam;

c) O GGS deve poder definir condicionantes da mobilização, nomeadamente para evitar arranques de geradores por períodos de tempo muito curtos, privilegiando a continuidade dos programas de geração;

d) O produto deve admitir a prestação por áreas de ofertas que não estejam programadas na rampa do diagrama, desde que estejam dispostas a prestar o serviço nessas condições;

e) O produto específico deve evidenciar as características diferenciadoras face ao produto normalizado de mFRR.

3 - A proposta do GGS deve ser submetida no prazo de 6 meses após a adesão respetiva à plataforma PICASSO e a passagem para 15 minutos da unidade de tempo do mercado organizado diário e ser acompanhada de um relatório justificativo, evidenciando os resultados da consulta prévia aos interessados.

4 - Caso o GGS considere desnecessária a criação do novo produto específico de balanço, em vez da proposta referida na presente secção, deve enviar à ERSE, no mesmo prazo, a fundamentação dessa posição e uma proposta de calendário para a eliminação do produto definido no Capítulo XVIII.

Artigo 443.º

Prazo para o Fim da Contratação das Reservas de Reposição

A contratação de Reservas de Reposição, de acordo com o Capítulo XIX, deve cessar até 31 de dezembro de 2025.

Secção II

Disposições finais

Artigo 444.º

Coordenação entre GGS e ORD no âmbito dos requisitos de observabilidade e controlabilidade

No âmbito do acordo de cooperação entre a Gestão Técnica Global do SEN e a Gestão técnica das redes de distribuição previsto no ROR, o GGS e o ORD devem rever, em coordenação, os requisitos técnicos de ligação aos respetivos SCADA para as instalações ligadas na rede de distribuição sujeitas a obrigações de observabilidade e controlabilidade, incluindo soluções aplicáveis a instalações de diferentes níveis de potência instalada, de armazenamento ou hibridizadas e instalações de consumo, e os mecanismos de troca de informação em tempo real sobre as instruções de controlo enviadas pelos operadores às instalações dos utilizadores, no prazo de 12 meses.

Artigo 445.º

Informação a enviar à ERSE

1 - Salvo indicação em contrário pela ERSE, toda a informação a enviar à ERSE, nos termos previstos no presente Manual, deve ser apresentada em formato eletrónico.

2 - Cada sujeito interveniente deve indicar à ERSE, em formato eletrónico, a localização exata nas suas páginas na internet de todas as informações e de todos os documentos e elementos que, nos termos do presente Manual, deva publicitar.

3 - A informação prevista no número anterior deve ser remetida com periodicidade anual e adicionalmente no prazo de 10 dias contados de qualquer alteração realizada, sem prejuízo dos prazos e formatos previstos regulamentarmente para as respetivas obrigações de reporte, prestação e disponibilização de informação.

4 - O primeiro reporte da informação referida nos números anteriores deve ser efetuado no prazo de 60 dias após a entrada em vigor do presente Manual.

Artigo 446.º

Prazos

1 - Sem prejuízo de outra indicação específica, todos os prazos estabelecidos no presente Manual são prazos corridos.

2 - Quando o prazo termine em sábado, domingo ou feriado, transfere-se para dia útil seguinte.

Artigo 447.º

Regime sancionatório

1 - A violação das disposições estabelecidas no presente Manual constitui contraordenação, nos termos do Regime Sancionatório do Setor Energético.

2 - Toda a informação e documentação obtida no âmbito da aplicação do presente Manual, incluindo a resultante de auditorias, inspeções, petições, queixas, denúncias e reclamações, pode ser utilizada em processo de contraordenação, nos termos do Regime Sancionatório do Setor Energético.

Artigo 448.º

Divulgação

A divulgação do presente Manual processa-se nos termos previstos no ROR.

Artigo 449.º

Metodologia de programação por algoritmo

O GGS deve apresentar à ERSE pelo menos uma proposta para as metodologias de programação por algoritmo previstas no Capítulo V, até 12 meses após a entrada em vigor do presente Manual, incluindo um processo prévio, transparente, de consulta aos agentes de mercado.

Artigo 450.º

Norma revogatória

São revogadas:

a) A Diretiva n.º 19/2023, de 26 de dezembro, sem prejuízo do regime de produção de efeitos previsto no presente MPGGS;

b) A Diretiva n.º 20/2024 , de 27 de novembro, que é integrada no presente MPGGS;

c) A Diretiva n.º 5/2025, de 26 de março, que é integrada no presente MPGGS.

Artigo 451.º

Entrada em vigor e produção de efeitos das alterações ao MPGGS

1 - O presente Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema entra em vigor no dia seguinte ao da sua publicação e produz efeitos 15 dias após essa data, sem prejuízo do número seguinte.

2 - As matérias sujeitas a alteração com impacte nos sistemas operacionais e comerciais do GGS apenas produzem efeitos após os prazos de implementação definidos.

Artigo 452.º

Prazo de implementação das medidas associadas aos produtos normalizados de banda e energia de aFRR

1 - As alterações que implementam os produtos normalizados de banda e energia de aFRR produzem efeitos em 1 de abril de 2026.

2 - O GGS deve apresentar à ERSE o plano de implementação dos produtos normalizados de banda e energia de aFRR, no prazo de 30 dias após a aprovação do MPGGS.

3 - O GGS deve informar a ERSE, mensalmente, sobre a execução do plano de implementação dos produtos de banda e energia de aFRR, incluindo o envolvimento dos agentes de mercado.

4 - Após o prazo de produção de efeitos referido no número 1 -, o GGS deve fixar o dia concreto de início de funcionamento da plataforma nacional de energia de aFRR e de banda de aFRR, o qual deve ocorrer até ao dia 30 de junho de 2026, em função da conveniência operacional, e ser comunicado à ERSE e aos agentes de mercado com, pelo menos 5 dias úteis de antecedência.

5 - Durante o período que decorre desde a data de produção de efeitos referida no número 1 - e a data de início de funcionamento da plataforma nacional de energia de aFRR e de banda de aFRR, referida no número anterior, o GGS deve apresentar à ERSE, semanalmente, o ponto da situação e o plano de implementação da referida plataforma de aFRR.

6 - Até ao prazo de funcionamento dos mercados de banda e de energia de aFRR previsto no número anterior, as Unidades Físicas sujeitas à obrigação de prestação do serviço de aFRR, nos termos do ROR, devem assegurar a integração dos seus sistemas, bem como os dos respetivos BSP, na plataforma do GGS para o aFRR, assegurando a sua capacidade para prestar o serviço.

7 - Enquanto a plataforma nacional de aFRR não iniciar o funcionamento, ao abrigo dos números anteriores, mantém-se em aplicação o serviço de banda de regulação secundária e a remuneração da energia de regulação secundária nos termos da Diretiva n.º 19/2023, de 26 de dezembro, considerando o período de contratação de 15 minutos, com ofertas independentes por período de contratação.

8 - Nas condições do número anterior, e enquanto se mantenha em vigor o Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril, para efeitos de apuramento do preço marginal ajustado da banda de regulação secundária em Portugal, quando o mercado do serviço equivalente em Espanha corresponda a contratação separada de banda secundária no sentido de regulação a subir e no sentido de regulação a baixar, o preço de referência a considerar no mecanismo deve ser o máximo, em cada período de 15 minutos, entre o preço de banda no sentido de regulação a subir e o preço no sentido de regulação a baixar, sem prejuízo do n.º 2 do artigo 3.º do referido Despacho.

9 - A integração da plataforma nacional de aFRR na plataforma europeia de contratação de aFRR deve acontecer no prazo mais curto possível e até 31 de outubro de 2026, devendo o GGS

comunicar à ERSE e aos agentes de mercado, com antecedência mínima de 30 dias contínuos, o dia concreto de início dessa integração.

10 -O GGS informa os BSP sobre as limitações e especificidades da contratação de aFRR na plataforma nacional até à sua integração na respetiva plataforma europeia.

Artigo 453.º

Prazo de implementação das medidas associadas ao produto normalizado de banda diária de mFRR

1 - As alterações que implementam o produto normalizado de banda diária de mFRR produzem efeitos até ao dia 1 de abril de 2027.

2 - O GGS deve promover o envolvimento e o esclarecimento dos agentes de mercado sobre o novo produto de banda diária de mFRR, iniciando esse processo durante o ano de 2025, nomeadamente quanto à planificação dos trabalhos e à especificação do novo produto.

3 - O GGS deve informar a ERSE, trimestralmente, sobre o calendário de implementação e o grau de execução da fase de implementação do produto de banda diária de mFRR, incluindo o envolvimento dos agentes de mercado.

4 - O GGS deve comunicar à ERSE e aos agentes de mercado, com antecedência mínima de 30 dias contínuos, o dia concreto de início do funcionamento do produto de banda diária de mFRR.

Artigo 454.º

Prazo de implementação das medidas associadas ao mecanismo de controlo da injeção na rede pelas unidades físicas não habilitadas

1 - As alterações que implementam o mecanismo de controlo da injeção na rede pelas unidades físicas não habilitadas produzem efeitos até 18 meses após a entrada em vigor do MPGGS.

2 - O GGS deve promover o envolvimento e o esclarecimento dos titulares de unidades físicas não habilitadas e dos agentes de mercado sobre o mecanismo referido no número anterior, iniciando esse processo até 30 dias após a entrada em vigor do MPGGS e incluindo, nomeadamente, o esclarecimento quanto à necessidade de adaptação e integração das unidades físicas no SCADA do GGS, nos termos previstos no Capítulo IV do MPGGS.

3 - O GGS deve informar a ERSE, trimestralmente, sobre o calendário de implementação e o grau de execução da fase de implementação do mecanismo referido na presente secção, incluindo o envolvimento dos titulares das unidades físicas e dos agentes de mercado.

4 - O GGS deve comunicar à ERSE, aos titulares de unidades físicas não habilitadas e aos agentes de mercado, com antecedência mínima de 30 dias contínuos, o dia concreto de início do funcionamento do mecanismo de controlo da injeção na rede pelas unidades físicas não habilitadas.

Artigo 455.º

Prazo de implementação da alteração da incidência dos encargos de regulação do sistema

1 - A alteração da incidência dos encargos de regulação do sistema prevista na Secção VIII do Capítulo XXVII, passando a incluir a produção não habilitada, produz efeitos no mês seguinte à data de início de contratação da banda diária de mFRR.

2 - O GGS deve comunicar aos BRP o sentido e o prazo da alteração, até 15 dias após a entrada em vigor do MPGGS.

ANEXO I

DETERMINAÇÃO DO CUSTO MARGINAL DE REFERÊNCIA PARA CENTRAL CCGT

Artigo 1.º

Objeto

A presente metodologia determina o cálculo do custo marginal de referência de uma central de ciclo combinado a gás natural, para efeitos da aplicação do Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril, e no âmbito do Capítulo XIII, sobre a contratação de banda de aFRR.

Artigo 2.º

Cálculo do custo marginal

O custo marginal de uma central de ciclo combinado a gás natural (CCGT) integra um conjunto de variáveis, as quais afetam o seu valor ao longo do tempo, evidenciando-se na presente metodologia:

a) As variáveis ou termos utilizados no cálculo do custo marginal de referência para uma central CCGT;

b) As fontes ou referências utilizadas na determinação dos termos necessários ao referido cálculo;

c) As regras de periodicidade de apuramento e de agregação temporal de cada um dos termos utilizados no cálculo; e

d) A expressão geral de apuramento do custo marginal de uma central CCGT.

Artigo 3.º

Identificação de termos para o cálculo

1 - A determinação do custo marginal de uma central CCGT deve incorporar, como termos do seu cálculo, (i) o custo do gás natural consumido na central para a produção elétrica, (ii) a eficiência relativa da central na utilização da energia primária, (iii) o custo das emissões de CO_2 geradas com a produção de eletricidade e (iv) os custos de operação e manutenção da central.

2 - O termo referente ao custo das emissões de CO_2, por seu lado, depende também da valorização em mercado das licenças de emissão de CO_2 transacionadas no Comércio Europeu de

Licenças de Emissão (CELE) e do fator de emissão específico a aplicar à produção de eletricidade a partir de gás natural (que mede a quantidade de CO_2 emitido por cada unidade de energia elétrica produzida).

Artigo 4.º

Referências a utilizar

Para efeitos do apuramento do custo marginal de uma central CCGT, consideram-se as seguintes referências de informação e dados:

a) Custo do gás natural: para este termo considera-se a combinação de três referências autónomas de preço, as quais correspondem ao referencial de negociação em Espanha (assumindo-se o *Punto Virtual de Balance* – PVB-ES), a um referencial líquido do centro da Europa (assumindo-se o *Title Transfer Facility* – TTF) e ao preço do petróleo nos mercados internacionais (assumindo-se a cotação Brent).

b) As referências de preço mencionadas são utilizadas em cotação diária de fecho de mercado, conforme divulgadas pela plataforma de informação *Thomson Reuters ou Bloomberg*.

c) Custo das emissões de CO_2: para este termo, considera-se a cotação do contrato a futuro para entrega em dezembro de cada ano das licenças de emissão de CO_2 transacionadas no âmbito do CELE.

d) Esta referência de preço considera a cotação diária de fecho do mercado secundário operado na plataforma de mercado *Intercontinental Exchange* (ICE).

e) Fator de emissão específico: este termo considera um valor fixo para a emissão de CO_2 com cada unidade de energia elétrica produzida, considerando-se para o efeito o valor de 0,18 toneladas de CO_2 por cada MWh térmico de gás natural consumido.

f) Custos de operação e manutenção: para este termo é utilizado um valor variabilizado da estimativa anual de custos desta natureza, assumindo-se um custo fixo de 0,20 €/MWh de produção de eletricidade.

Artigo 5.º

Periodicidade de apuramento e divulgação

1 - O cálculo do custo marginal de uma central CCGT deve ser efetuado trimestralmente pelo GGS, sendo divulgado no sítio da internet desta entidade até ao dia 25 do mês seguinte ao trimestre a que o cálculo diga respeito.

2 - Para efeitos de apuramento do custo marginal de uma central CCGT, considera-se que o custo do gás natural consumido no trimestre a que respeite o apuramento é efetuado a partir da média de preço das referências atrás mencionadas nos três meses que compõem esse mesmo trimestre.

3 - O custo do gás natural a considerar é fixo para todo o trimestre a que o cálculo diga respeito.

4 - Ainda para efeitos do apuramento do custo marginal da central CCGT, o custo das licenças de emissão de CO_2 deve considerar a média das cotações diárias nos três meses que compõem esse mesmo trimestre.

5 - O custo das licenças de emissão de CO_2 é fixo para todo o trimestre a que o cálculo diga respeito.

Artigo 6.º

Fórmula de cálculo

1 - Tendo por base os termos de cálculo atrás enumerados, a periodicidade de apuramento do custo marginal de uma central CCGT e as referências de dados a utilizar, a expressão geral do custo marginal é a seguinte:

$$Cmg_t^{CCGT} = \gamma_t . Ref_t + PEUA_t . \sigma_s + OC_s$$

Em que:

γ_t é o parâmetro de eficiência relativa na utilização do gás natural, específico para patamar de utilização trimestral h (medido em horas de utilização por trimestre);

Ref_t é o parâmetro de custeio do gás natural, considerando as respetivas referências de preço, fixo para o trimestre t (expresso em € por MWh térmico);

$PEUA_t$ é a média das cotações diárias de fecho de mercado nos três meses que compõem o trimestre t, do contrato a futuro de dezembro de cada ano para a transação de licenças EUA (expresso em € por tonelada métrica de CO_2);

σ_s é o parâmetro de especificação do fator de emissão específico das centrais CCGT do sistema (s), sendo fixo no tempo (expresso em toneladas métricas de CO_2 por MWh elétrico);

OC_s é o parâmetro de especificação de outros custos variabilizados para as centrais CCGT do sistema (s), integrando os custos de operação e manutenção, sendo fixo no tempo (expresso em € por MWh elétrico).

2 - Os parâmetros de eficiência relativa (γ_t), de custeio do gás natural (Ref_t) e de custo das licenças de emissão de CO_2 ($PEUA_t$) são detalhados como segue:

a) Eficiência relativa

O parâmetro γ_t assume um valor diferenciado em função do número de horas equivalentes médio de utilização no trimestre a que o cálculo diz respeito, de acordo com a seguinte tabela:

N.º de horas de utilização (no mês)	γ_t
≥ 1200 h	$\gamma_t = \frac{1}{0,507}$
[600;1200 h[	$\gamma_t = \frac{1}{0,502}$
[300;600 h[	$\gamma_t = \frac{1}{0,497}$
< 300 h	$\gamma_t = \frac{1}{0,492}$

b) Custeio do gás natural

c) O parâmetro Ref_t assume um valor expresso em €/MWh térmico, dependente da cotação do gás natural nos referenciais PVB-ES e TTF, e do petróleo Brent com a sua cotação já convertida em Euros, por aplicação da respetiva cotação diária de fecho do cambial EUR/USD, e com o poder calorífico de um barril já expresso em MWh térmico, por aplicação do fator de conversão que faz equivaler um barril de petróleo a 6,1194 GJ, seguindo a seguinte expressão:

$Ref_t = 0,2 \times BRT_t + 0,5 \times PVB_t^{ES} + 0,3 \times TTF_t$, em que

BRT_t corresponde à média das cotações diárias de fecho de mercado dos três meses que integram o trimestre t, do preço do crude Brent, já expresso em €/MWh térmico a partir de dados divulgados pelas plataformas de informação *Thomson Reuters ou Bloomberg*;

PVB_t^{ES}, corresponde à média das cotações diárias de fecho de mercado dos três meses que integram o trimestre *t,* do preço do gás natural no nó virtual de transação PVB-ES, expresso em €/MWh térmico e divulgado pelas plataformas de informação *Thomson Reuters* ou *Bloomberg*;

TTF_t corresponde à média das cotações diárias de fecho de mercado dos três meses que integram o trimestre t, do preço do gás natural no nó virtual de transação *Title Transfer Facility* (TTF), expresso em €/MWh térmico e divulgado pelas plataformas de informação *Thomson Reuters ou Bloomberg*.

d) Custeio das licenças de CO_2

3 - O valor do parâmetro $PEUA_t$ corresponde à média das cotações diárias de fecho de mercado dos três meses que integram o trimestre t, do contrato a futuro de dezembro de cada ano para a transação de licenças EUA.

Artigo 7.º

Publicação

Para efeitos da publicação do custo marginal de referência, nos termos dos números anteriores, o GGS deve respeitar a estrutura constante da seguinte tabela:

Custo marginal estimado de central CCGT, apurado nos termos do presente Procedimento	
Trimestre de:	TrimX 20XX
Cmg_t^{CCGT} - valor (do custo marginal) [€/MWh]:	xx,xx €/MWh
Termos utilizados no cálculo	
γ_t – eficiência relativa no trimestre t:	1/x,xxx

Custo marginal estimado de central CCGT, apurado nos termos do presente Procedimento	
Ref_t – custo do gás natural para o trimestre t:	xx,xx €/MWh_t
BRT_t – preço do crude Brent para o trimestre t:	xx,xx €/MWh_t
PVB_t^{ES} – preço de GN no nó PVB-ES para o trimestre t:	xx,xx €/MWh_t
TTF_t - preço de GN no nó TTF para o trimestre t:	xx,xx €/MWh_t
$PEUA_t$ – custo das licenças de emissão para o trimestre t:	xx,xx €/ton_{CO2}
σ_s – fator de emissão de CO_2 para o trimestre t:	x,xxx ton_{CO2}/MWh
OC_s – custos de O&M para o trimestre t:	x,xx €/MWh

ANEXO II

CONDIÇÕES GERAIS DO CONTRATO DE ADESÃO AO MERCADO DE SERVIÇOS DE SISTEMA

Artigo 1.º

Objeto

O presente Contrato tem por objeto estabelecer:

a) A definição das funções, responsabilidades, direitos e obrigações do Agente de Mercado e do GGS;

b) As condições para a obtenção do estatuto de Agente de Mercado, nos termos do disposto no:

   i) Regulamento de Operação das Redes;

   ii) Regulamento de Relações Comerciais;

   iii) Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.

Artigo 2.º

Direitos do Agente de Mercado

São direitos do Agente de Mercado, para além dos referidos na legislação e regulamentação aplicáveis, os seguintes:

a) Transacionar energia elétrica através de contratos bilaterais e participar nos mercados organizados de energia elétrica e nos mercados de serviços de sistema geridos pelo GGS, incluindo as plataformas europeias de balanço, de acordo com o previsto no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema;

b) Assumir a responsabilidade pela liquidação dos desvios e outros encargos perante o GGS relativamente a outros agentes de mercado ou delegar essa responsabilidade em outros agentes de mercado, de acordo com o previsto no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema;

c) Obter do GGS toda a informação definida no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema;

d) Ter garantia da confidencialidade da informação submetida ao GGS, nas condições e para os períodos de duração estabelecidos no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema;

e) Obter a autorização para emissão ou receção da energia comunicada através de contratos bilaterais ou, das quantidades físicas contratadas nos mercados organizados, sem prejuízo de eventuais restrições técnicas que possam advir quer do Sistema Elétrico Nacional, quer dos sistemas com os quais este se encontra interligado;

f) Obter o pagamento correspondente às liquidações efetuadas no âmbito da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema, de acordo com o estabelecido no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.

Artigo 3.º

Obrigações do Agente de Mercado

1 - São obrigações do Agente de Mercado, para além das referidas na legislação e regulamentação aplicáveis, as seguintes:

a) Respeitar as disposições constantes do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema, incluindo as que forem introduzidas em alterações posteriores à data de entrada em vigor do presente Contrato, desde que aprovadas pela ERSE, Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos;

b) Manter confidenciais todos os dados relativos ao acesso aos sistemas informáticos do GGS, sendo da sua conta e responsabilidade todos os custos relativos a chaves de acesso e procedimentos necessários à manutenção da referida confidencialidade;

c) Comunicar ao GGS quaisquer irregularidades que possam pôr em causa a segurança da informação nos sistemas informáticos do GGS;

d) Comunicar ao GGS toda a informação identificada no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema. Esta comunicação deve incluir todas as informações referidas no mesmo Manual e ser apresentada no formato previsto aí descrito;

e) Consultar regularmente os sistemas informáticos do GGS, de forma a tomar conhecimento das informações e avisos emitidos pelo GGS;

f) Proceder ao pagamento correspondente às liquidações efetuadas no âmbito da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema, nos prazos estabelecidos.

g) Facilitar toda a informação que seja necessária para o cumprimento do disposto da legislação e regulamentação aplicáveis.

h) Comunicar ao GGS, e aos outros agentes de mercado envolvidos, a cessação da transferência de responsabilidade pela liquidação dos desvios, com uma antecedência mínima de 10 (dez) dias.

2 - É obrigação específica do Agente de Mercado cumprir todas as obrigações a que venha a incorrer junto do ORT no desenvolvimento da sua atividade no Setor Elétrico Nacional.

Artigo 4.º

Funções e Responsabilidades do GGS

São funções e responsabilidades do GGS, para além das referidas na legislação e regulamentação aplicáveis, as seguintes:

a) Receber do Agente de Mercado todas as comunicações previstas no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema;

b) Confirmar ao Agente de Mercado a receção e validação das comunicações operacionais previstas no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema;

c) Manter confidenciais, durante o período estabelecido no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema, a informação considerada comercialmente sensível;

d) Dar conhecimento ao Agente de Mercado de todas as alterações e revisões, aprovadas pela ERSE, efetuadas ao Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema, bem como de todas as alterações às condições de funcionamento dos próprios sistemas informáticos.

Artigo 5.º

Condições Comerciais

1 - As condições comerciais (faturação, prazos de pagamento e outras) são as constantes do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.

2 - O não pagamento de faturas e de notas de débito e de crédito, nas datas e horas estipuladas, constitui o Agente de Mercado ou o operador da rede de transporte em mora, ficando sujeitos ao pagamento de juros de mora, à taxa de juro legal, calculados a partir do primeiro dia seguinte ao vencimento da fatura.

3 - Em caso de atraso de pagamento do Agente de Mercado, o GGS pode executar de imediato as garantias constituídas a seu favor.

4 - Se o valor das garantias for insuficiente, o Agente de Mercado mantém-se em mora sobre as quantias em dívida.

5 - O atraso no pagamento das faturas pelo Agente de Mercado, bem como dos respetivos juros de mora, pode ainda constituir fundamento para a suspensão do Contrato de Adesão ao Mercado de Serviços de Sistema.

6 - A faturação é processada pelo operador da rede de transporte nos termos previstos no Código do IVA para a elaboração de faturas ou documentos equivalentes por parte do adquirente dos bens ou dos serviços.

7 - O Agente de Mercado aceita que as autofaturas, as faturas ou documentos equivalentes possam ser emitidos por via eletrónica.

Artigo 6.º

Garantias

1 - Para garantir o exato e pontual cumprimento das obrigações constantes do presente contrato, e conforme aplicável, o Agente de Mercado presta garantias a favor do Gestor Integrado de Garantias (GIG), no âmbito do regime de gestão de riscos e garantias do Sistema Elétrico Nacional (SEN) e do Sistema Nacional de Gás (SNG) previsto no Regulamento das Relações Comerciais e nos termos previstos no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema, por forma a dar cobertura às obrigações económicas resultantes da sua atuação.

2 - A não prestação das garantias ou a sua não aceitação pelo GIG, com fundamento na respetiva insuficiência ou não atualização, impedem o Agente de Mercado de transacionar energia elétrica através de contratos bilaterais ou através dos mercados organizados de energia elétrica ou de participar em mercados de serviços de sistema geridos pelo GGS e de assumir a responsabilidade

pela liquidação dos desvios e outros encargos perante o GGS, de acordo com o estabelecido no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.

Artigo 7.º

Confidencialidade

1 - O Agente de Mercado e o GGS obrigam-se a manter confidenciais todas as informações respeitantes à sua atuação como Agente de Mercado, durante os períodos de confidencialidade, e ao seu acesso aos sistemas informáticos do GGS.

2 - Para efeitos do número anterior, não se consideram confidenciais as informações acessíveis ao público ou que tenham sido recebidas legitimamente de terceiros, bem como as sujeitas a publicação por decisão das autoridades competentes, judiciais ou administrativas.

Artigo 8.º

Alteração do Contrato

1 - Qualquer alteração nos elementos constantes do presente Contrato, relativos à identificação, residência ou sede do Agente de Mercado, deve ser comunicada por este ao GGS, no prazo de 30 (trinta) dias, a contar da data de alteração.

2 - O Agente de Mercado deve apresentar comprovativos da alteração verificada, quando tal lhe for solicitado pelo GGS.

3 - O incumprimento do estabelecido nos números anteriores constitui causa para a suspensão temporária do presente Contrato, nos termos estabelecidos no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.

Artigo 9.º

Duração e Denúncia

O presente Contrato tem a duração de um ano, considerando-se automática e sucessivamente renovado por iguais períodos, salvo denúncia, pelo Agente de Mercado, sujeita à forma escrita, com a antecedência mínima de 60 (sessenta) dias contados do respetivo termo ou das suas renovações.

Artigo 10.º

Suspensão do Contrato

1 - O incumprimento, pelo Agente de Mercado, das disposições do presente Contrato, assim como das constantes do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema e restante legislação aplicável que, nos termos do respetivo clausulado, constituem causa de suspensão, determina a suspensão do Contrato.

2 - Para efeitos do número anterior, o GGS notifica o Agente de Mercado para, no prazo de 5 (cinco) dias úteis a contar do dia útil seguinte ao da data de notificação, salvo o disposto em contrário no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema ou noutra regulamentação em vigor, proceder à regularização da situação que deu origem ao incumprimento, nos termos do disposto no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.

3 - Decorrido o prazo fixado pelo GGS sem que o Agente de Mercado regularize a situação, o GGS procede à sua suspensão do mercado de serviços de sistema, informando-o desse facto e dando conhecimento, por escrito, à ERSE, à DGEG, ao NEMO, ao OLMCA, ao GIG e ao ORD.

4 - O Agente de Mercado suspenso dispõe de um prazo de 20 (vinte) dias úteis a contar da data de suspensão, para regularizar a situação que deu origem ao seu afastamento do mercado de serviços de sistema. Findo este prazo, caso se mantenha o incumprimento, o GGS, procede à rescisão do Contrato e dá seguimento às disposições aplicáveis, facto de que dá conhecimento, por escrito, ao Agente de Mercado, à ERSE, à DGEG, ao NEMO, ao OLMCA, ao GIG e ao ORD.

Artigo 11.º

Extinção do Contrato

1 - O Contrato de Adesão ao Mercado de Serviços de Sistema extingue-se por:

a) Acordo das Partes;

b) Caducidade;

c) Caducidade do registo a que se refere o artigo 9.º do Regulamento (UE) n.º 1227/2011 do Parlamento e do Conselho, de 25 de outubro de 2011 (REMIT), na redação vigente;

d) Rescisão.

2 - Para além do decurso do prazo, constituem causa de caducidade, a ocorrência das seguintes situações:

a) O Agente de Mercado deixar de ter:

   i) Licença de produção, ou

   ii) Licença ou registo de comercialização ou de agregação de energia elétrica, junto da DGEG, ou

   iii) Contrato de Uso das Redes, se aplicável.

b) O Agente de Mercado transmitir a propriedade da instalação de utilização.

Artigo 12.º

Rescisão do Contrato

1 - O incumprimento, pelo Agente de Mercado, das disposições do presente Contrato, assim como das disposições constantes do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema que, nos termos do respetivo clausulado, constituem causa de rescisão, determina a rescisão do Contrato.

2 - O Agente de Mercado inibido de transacionar energia elétrica através de contratos bilaterais, através dos mercados organizados de energia elétrica ou de participar em mercados de serviços de sistema geridos pelo GGS por rescisão do Contrato, só pode solicitar nova adesão se satisfizer os compromissos pendentes e reunir todos os requisitos legais e regulamentares para obtenção do estatuto de Agente de Mercado, como se de uma primeira participação se tratasse.

3 - Para efeitos do número anterior, o Agente de Mercado deve apresentar, por escrito, um novo pedido de adesão, o qual deve incluir a indicação de cessação das causas que deram lugar ao incumprimento, bem como as provas de que observa todos os requisitos exigidos para a aquisição do estatuto de Agente de Mercado.

4 - A adesão ao mercado de serviços de sistema, solicitada nos termos do número anterior, exige a celebração de novo Contrato de Adesão.

Artigo 13.º

Resolução de Conflitos

1 - Os eventuais conflitos que surjam entre as Partes em matéria de aplicação das regras por que se rege o presente Contrato, são resolvidos de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais e no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.

2 - Quando as Partes resolvam recorrer à arbitragem voluntária nos termos do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema, o tribunal é constituído nos seguintes termos:

a) O tribunal é composto por três membros, um nomeado por cada Parte e o terceiro escolhido de comum acordo pelos árbitros que as Partes tiverem designado, que preside;

b) A Parte que decida submeter determinado diferendo ao tribunal arbitral apresenta os seus fundamentos para a referida submissão e designa de imediato o árbitro da sua nomeação no requerimento de constituição do tribunal que dirija à outra Parte através de carta registada com aviso de receção, devendo esta, no prazo de 20 dias, designar o árbitro de sua nomeação e deduzir a sua defesa;

c) Ambos os árbitros designados nos termos anteriores nomeiam o terceiro árbitro do tribunal, no prazo de 20 dias, cabendo ao presidente do Tribunal da Relação de Lisboa, a designação, caso a mesma não ocorra dentro deste prazo;

d) O tribunal considera-se constituído na data em que o terceiro árbitro, que a ele preside, aceitar a sua nomeação, e o comunicar a ambas as Partes;

e) A arbitragem decorre em Lisboa;

f) O tribunal arbitral, salvo compromisso pontual entre as Partes, julga segundo as disposições contratuais e legais aplicáveis, e das suas decisões não cabe recurso;

g) As decisões do tribunal arbitral devem ser proferidas no prazo máximo de 3 (três) meses, a contar da data de constituição do tribunal, determinada nos termos do presente Artigo, eventualmente prorrogável por mais 3 (três) meses, por decisão do tribunal, incluindo a fixação das custas do processo e a forma da sua repartição pelas Partes.

3 - Em tudo o omisso, rege o disposto na Lei da Arbitragem voluntária, aprovada pela Lei n.º 63/2011, de 14 de dezembro, na redação vigente.

Nota - A disposição do Artigo 13.º do presente Contrato só é estabelecida quando as Partes resolvam livremente acordar recorrer, desde logo, à arbitragem voluntária.

ERSE - ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º
1400-113 Lisboa
Tel.: 21 303 32 00
e-mail: erse@erse.pt
www.erse.pt