

Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema

SETOR ELÉTRICO



FICHA TÉCNICA

Título:

Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema

Edição:

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

Processo de Aprovação:

Consulta de Interessados n.º 9/2023

Parecer do Conselho Consultivo em 7/11/2023

Consulta de Interessados n.º 10/2023

Aprovação pelo Conselho de Administração em 28/11/2023

Publicação:

(Aguarda publicação no Diário da República)

ÍNDICE

DIRETIVA N.º 13/2023 (NUMERAÇÃO ERSE) APROVA O MANUAL DE PROCEDIMENTOS DA GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA DO SETOR ELÉTRICO.....	1
PARTE I – DISPOSIÇÕES GERAIS.....	1
1 OBJETO.....	2
2 ÂMBITO DE APLICAÇÃO.....	2
3 AVISOS DA GGS.....	3
4 SIGLAS.....	3
5 DEFINIÇÕES.....	5
6 RELATÓRIO DE MONITORIZAÇÃO.....	10
7 RELATÓRIO DE MONITORIZAÇÃO DAS NOVAS REGRAS HARMONIZADAS DE DESVIOS.....	11
8 DIVULGAÇÃO DAS CARACTERÍSTICAS DOS SERVIÇOS DE SISTEMA.....	11
PARTE II – PROCEDIMENTOS.....	13
PROCEDIMENTO 1 ESTATUTO DE AGENTE DE MERCADO.....	14
1 AGENTE DE MERCADO E MODALIDADES DE PARTICIPAÇÃO.....	14
1.1 Participação nos mercados organizados ou através de contratação bilateral.....	15
1.2 Participação nos mercados de serviços de sistema.....	16
1.3 Responsabilidade pela liquidação dos desvios e outros encargos perante a GGS.....	17
1.4 Agente de Mercado com múltiplos BRP.....	17
2 OBTENÇÃO DO ESTATUTO DE AGENTE DE MERCADO.....	18
3 REQUISITOS FINANCEIROS, TÉCNICOS E OPERACIONAIS.....	20
3.1 Participação nos mercados organizados ou através de contratação bilateral.....	20
3.2 Participação nos mercados de serviços de sistema, como BSP.....	21
3.3 Responsável pela liquidação dos desvios e outros encargos perante a GGS, como BRP.....	22
4 SUSPENSÃO DO CONTRATO.....	22
4.1 Notificação dos Agentes de Mercado que transferiram a responsabilidade pela liquidação dos desvios e outros encargos para um BRP.....	24
5 CESSAÇÃO DO CONTRATO.....	25

PROCEDIMENTO 2 UNIDADES DE PROGRAMAÇÃO	27
1 TIPOS DE UNIDADES DE PROGRAMAÇÃO.....	27
2 INSCRIÇÃO	28
3 ALTERAÇÃO.....	29
4 CANCELAMENTO.....	30
5 SUSPENSÃO	30
6 EXCLUSÃO.....	31
PROCEDIMENTO 3 UNIDADES FÍSICAS.....	32
1 TIPOS DE UNIDADES FÍSICAS	32
2 INSCRIÇÃO	33
3 REQUISITOS OPERACIONAIS.....	35
3.1 Unidades Físicas Habilitadas a Participar nos Mercados de Serviços de Sistema	36
4 PERÍODO DE COMISSIONAMENTO	37
4.1 Obrigações do Agente de Mercado	37
4.2 Período de aplicação.....	38
4.3 Valorização da Energia entregue à rede ou consumida para bombagem durante o período de comissionamento	38
5 ALTERAÇÃO.....	39
6 CANCELAMENTO.....	39
7 SUSPENSÃO	40
8 EXCLUSÃO.....	41
PROCEDIMENTO 4 ÁREAS DE OFERTAS	42
1 ÂMBITO	42
2 INSCRIÇÃO OU ALTERAÇÃO DUMA ÁREA DE OFERTAS.....	42
2.1 Áreas de rede.....	43
3 OBRIGAÇÕES DE PROGRAMAÇÃO DOS BSP PARA EFEITOS DO MERCADO DE SERVIÇOS DE SISTEMA	44
4 SUSPENSÃO	45

5	EXCLUSÃO	45
	PROCEDIMENTO 5 FUNCIONAMENTO DO SISTEMA	47
1	OBJETO E ÂMBITO	47
2	CRITÉRIOS DE SEGURANÇA E DE FUNCIONAMENTO DO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL	48
2.1	Estados de funcionamento do Sistema Elétrico Nacional	48
2.2	Variáveis de controlo da segurança do Sistema Elétrico Nacional.....	48
2.3	Contingências a considerar na análise de segurança	49
2.4	Margens das variáveis de controlo operacionais	49
2.4.1	Funcionamento do Sistema Elétrico Nacional em estado normal	49
2.4.2	CrITÉRIOS de segurança.....	51
2.5	Medidas extraordinárias de segurança	54
3	ESTABELECIMENTO DOS NÍVEIS DE CARGA ADMISSÍVEIS	54
3.1	Limites térmicos.....	55
3.2	Metodologia de cálculo.....	55
3.3	Periodicidade do cálculo dos níveis admissíveis de carga	56
4	CONDIÇÕES DE ENTREGA DE ENERGIA ELÉTRICA NOS PONTOS FRONTEIRA DA RNT	56
5	RESERVAS PARA A REGULAÇÃO FREQUÊNCIA/POTÊNCIA	56
5.1	Reserva de regulação primária	57
5.2	Reserva de regulação secundária.....	58
5.3	Reservas de Restabelecimento de Frequência com ativação manual.....	59
5.3.1	Necessidades de Reservas de Restabelecimento de Frequência com ativação manual para subir	59
5.3.2	Necessidades de Reservas de Restabelecimento de Frequência com ativação manual para baixar.....	59
5.3.3	Necessidades adicionais de Reservas de Restabelecimento de Frequência com ativação manual.....	59
5.4	Reservas de reposição	60
5.4.1	Necessidades de Reservas de reposição para subir.....	60
5.4.2	Necessidades de Reservas de reposição para baixar	60
6	ESTABELECIMENTO DOS PLANOS DE SEGURANÇA	60
6.1	Planos de Salvaguarda	61
6.2	Planos de Emergência.....	61
6.2.1	Deslastre Automático de Cargas.....	62
6.2.2	Deslastre Seletivo de Cargas.....	63
6.3	Planos de Reposição do Serviço	65

6.4	Articulação com o Código de Rede relativo aos estados de emergência e de restabelecimento.....	66
	PROCEDIMENTO 6 PROGRAMAÇÃO DE EXPLORAÇÃO E RESOLUÇÃO DE DESVIOS	67
1	ÂMBITO	67
2	CRIAÇÃO DO PROGRAMA DIÁRIO VIÁVEL DEFINITIVO (PDVD).....	67
3	MERCADO DE BANDA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA	69
4	RESOLUÇÃO DE DESVIOS E DE RESTRIÇÕES TÉCNICAS NA FASE DE PROGRAMAÇÃO	69
5	INÍCIO DA NEGOCIAÇÃO DO MERCADO INTRADIÁRIO CONTÍNUO	70
5.1	Suspensão temporária das transações internacionais no mercado intradiário contínuo.....	70
6	INTERRUPÇÃO DA NEGOCIAÇÃO DO MERCADO INTRADIÁRIO CONTÍNUO PARA REALIZAÇÃO DE SESSÕES	70
7	CRIAÇÃO DO PROGRAMA HORÁRIO FINAL (PHF) APÓS AS SESSÕES INTRADIÁRIAS.....	71
8	CRIAÇÃO DO PROGRAMA HORÁRIO FINAL (PHFC) APÓS O MERCADO INTRADIÁRIO CONTÍNUO	72
9	CRIAÇÃO DO PROGRAMA INCORPORANDO AS CONTRATAÇÕES DE RESERVAS DE REPOSIÇÃO APÓS O MERCADO DE RESERVAS DE REPOSIÇÃO	73
10	MECANISMOS EXCECIONAIS DE RESOLUÇÃO	74
	PROCEDIMENTO 7 CONTRATAÇÃO BILATERAL	75
1	ÂMBITO	75
2	CELEBRAÇÃO.....	75
3	RESCISÃO	76
4	ARTICULAÇÃO ENTRE A GGS E O OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	76
5	CONCRETIZAÇÃO	76
	PROCEDIMENTO 8 RESOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES TÉCNICAS INTERNAS	79
1	ÂMBITO	79
2	RESOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES TÉCNICAS NO PDBF.....	79
2.1	Desagregação do PDBF e informações adicionais para verificação técnica	79

2.2	Ofertas para resolução de restrições técnicas no PDBF.....	80
2.2.1	Apresentação de ofertas	81
2.2.2	Características das ofertas.....	81
2.2.3	Validação das ofertas	82
2.3	Fase 1 - modificação da programação do PDBF por critérios de segurança	84
2.3.1	Identificação das restrições técnicas	84
2.3.2	Resolução das restrições e valorização.....	85
2.4	Implementação e resolução de restrições técnicas no PDBF.....	86
2.5	Fase 2 – modificação da programação do PDBF para reequilíbrio entre a geração e o consumo	90
2.6	Indisponibilidades das unidades físicas após publicação do PDBF.....	91
2.7	Informação ao ONME, ao ORD e aos agentes de mercado.....	92
3	RESOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES TÉCNICAS APÓS PUBLICAÇÃO DO PDVD	93
3.1	Ofertas para resolução de restrições técnicas após publicação do PDVD	93
3.1.1	Apresentação de ofertas	93
3.1.2	Características das ofertas.....	93
3.1.3	Parâmetros dinâmicos.....	94
3.2	Processo de resolução de restrições técnicas após publicação do PDVD	94
3.3	Informação ao ONME e aos BSP	97
4	RESOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES TÉCNICAS APÓS PUBLICAÇÃO DO PHF	97
5	FALHA E INCUMPRIMENTOS DA INSTRUÇÃO DE ARRANQUE	100
6	MECANISMOS EXCECIONAIS DE RESOLUÇÃO	101
7	DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÃO	102
7.1	Resolução de Restrições Técnicas no programa diário base de funcionamento	102
7.1.1	Resolução das Restrições Técnicas no PDBF.....	102
7.1.2	Reequilíbrio entre geração e consumo.....	102
7.2	Resolução de restrições técnicas após publicação do PDVD.....	103
7.3	Resolução de restrições técnicas após publicação do PHF	103
	PROCEDIMENTO 9 CONTROLO DE TENSÃO	104
1	ÂMBITO	104
2	ATUAÇÕES PARA O CONTROLO DE TENSÕES	104
3	SERVIÇOS DE PRESTAÇÃO OBRIGATÓRIA	104
4	SERVIÇOS DE PRESTAÇÃO NÃO OBRIGATÓRIA	105
	PROCEDIMENTO 10 REGULAÇÃO PRIMÁRIA.....	106

1	ÂMBITO	106
2	DEFINIÇÃO DO SERVIÇO.....	106
3	IDENTIFICAÇÃO DAS NECESSIDADES	106
4	AGENTES PARTICIPANTES	106
5	REGULAÇÃO DOS GRUPOS GERADORES.....	107
6	COMUNICAÇÃO DE DADOS.....	107
7	CONTROLO DO CUMPRIMENTO DOS REQUISITOS	107
	PROCEDIMENTO 11 REGULAÇÃO SECUNDÁRIA.....	108
1	ÂMBITO	108
2	DEFINIÇÃO DO SERVIÇO.....	108
3	UNIDADES FÍSICAS PARTICIPANTES	109
4	IDENTIFICAÇÃO DAS NECESSIDADES DE RESERVA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA.....	110
5	MERCADO DE CONTRATAÇÃO DA BANDA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA.....	110
5.1	Validação das ofertas das unidades físicas ligadas à rede de distribuição	112
6	ALGORITMO DE CONTRATAÇÃO DA BANDA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA REQUERIDA PELA GGS	112
6.1	Dados de entrada do processo de contratação	112
6.2	Contratação da banda de regulação secundária.....	113
7	TROCA DE BANDA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA.....	115
8	MECANISMOS EXCECIONAIS DE ATRIBUIÇÃO DE BANDA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA	115
9	PROCESSO DE COORDENAÇÃO DE DESVIOS.....	116
9.1	Metodologia de cálculo do preço da ativação evitada.....	117
9.2	Liquidação e faturação.....	119
10	VALORIZAÇÃO DO SERVIÇO DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA.....	119
10.1	Banda de regulação secundária contratada.....	119
10.2	Energia de regulação secundária mobilizada	120
10.3	Incumprimentos do serviço de regulação secundária	122
11	CONTROLO DA RESPOSTA.....	124

11.1	Tempo de resposta	124
11.2	Intervalos de regulação.....	125
12	DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÃO	125
12.1	Banda de regulação secundária	125
12.2	Energia de regulação secundária	125
PROCEDIMENTO 12 RESERVAS DE RESTABELECIMENTO DA FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO		
	MANUAL	127
1	ÂMBITO	127
2	DEFINIÇÃO DO SERVIÇO.....	127
3	ENTIDADES PARTICIPANTES NO MERCADO DE MFRR.....	130
4	UNIDADES FÍSICAS PARTICIPANTES	130
5	DETERMINAÇÃO DAS NECESSIDADES.....	132
6	OFERTA DE RESERVAS DE RESTABELECIMENTO DA FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO	
	MANUAL.....	134
6.1	Apresentação de Ofertas de Reservas de Restabelecimento da Frequência com Ativação Manual	134
6.2	Caraterísticas das Ofertas de Reservas de Restabelecimento da Frequência com Ativação Manual	135
6.2.1	Ofertas divisíveis.....	136
6.2.2	Ofertas indivisíveis.....	136
6.2.3	Ofertas exclusivas.....	137
6.2.4	Ofertas multiparte.....	137
6.2.5	Ligação de ofertas	138
6.3	Validação das Ofertas de Reservas de Restabelecimento da Frequência com Ativação Manual.....	138
6.3.1	Antes do fecho do período de apresentação de ofertas por parte do BSP	139
6.3.2	Após o fecho do período de apresentação de ofertas por parte do BSP.....	139
6.3.3	Validação das ofertas das unidades físicas ligadas à rede de distribuição.....	140
6.4	Marcação de uma oferta como reservada.....	140
7	MARCAÇÃO DE UMA OFERTA COMO INDISPONÍVEL.....	141
8	CONTRATAÇÃO DE RESERVAS DE RESTABELECIMENTO DA FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO MANUAL.....	141
8.1	Contratação de reservas em contingência.....	141

9	RENDAS DE CONGESTIONAMENTO AFETAS AO PROCESSO DE CONTRATAÇÃO DE MFRR	141
10	MECANISMOS DE CONTINGÊNCIA PARA A CONTRATAÇÃO DE MFRR	142
10.1	Contratação em Situação de Contingência	142
10.2	Mobilização Excepcional de mFRR	142
11	RESOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES TÉCNICAS APÓS A PUBLICAÇÃO DO PHF	143
12	ENSAIOS DE VERIFICAÇÃO DE DISPONIBILIDADE	143
13	VALORIZAÇÃO DO SERVIÇO DE MFRR	144
14	INCUMPRIMENTO DA ATIVAÇÃO	145
15	DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÃO	145
	PROCEDIMENTO 13 PRODUTO ESPECÍFICO TRANSITÓRIO DE RESERVA RÁPIDA DE RESTABELECIMENTO DA FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO MANUAL.....	147
1	OBJETO E ÂMBITO	147
2	DEFINIÇÃO DO SERVIÇO.....	147
3	ÁREAS DE OFERTAS PARTICIPANTES.....	148
4	DESCRIÇÃO DO PROCESSO	148
5	VALORIZAÇÃO DO SERVIÇO.....	150
6	INCUMPRIMENTO DA ATIVAÇÃO	150
7	DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÃO	150
	PROCEDIMENTO 14 RESERVAS DE REPOSIÇÃO.....	152
1	ÂMBITO	152
2	DEFINIÇÃO DO SERVIÇO.....	152
3	UNIDADES FÍSICAS PARTICIPANTES	154
4	IDENTIFICAÇÃO DAS NECESSIDADES	155
5	DESCRIÇÃO DO PROCESSO	157
6	OFERTAS DE RESERVAS DE REPOSIÇÃO	158
6.1	Apresentação de ofertas de reservas de reposição	158

6.2	Características das ofertas de reservas de reposição	159
6.2.1	Ofertas totalmente divisíveis.....	160
6.2.2	Ofertas parcialmente divisíveis.....	161
6.2.3	Ofertas indivisíveis.....	162
6.2.4	Ofertas ligadas no tempo	162
6.2.5	Ofertas exclusivas em volume ou no tempo.....	164
6.2.6	Ofertas multi-parte.....	165
6.3	Validação das ofertas de reservas de reposição	166
6.3.1	Antes do fecho do período de apresentação de ofertas por parte do agente habilitado.....	166
6.3.2	Após o fecho do período de apresentação de ofertas por parte do agente habilitado.....	166
6.3.3	Validação das ofertas das unidades físicas ligadas à rede de distribuição.....	167
6.4	Marcação de uma oferta como indisponível.....	167
7	CONTRATAÇÃO DE RESERVAS DE REPOSIÇÃO	168
8	CONTROLABILIDADE DA INTERLIGAÇÃO.....	168
9	RENDAS DE CONGESTIONAMENTO AFETAS AO PROCESSO DE RESERVAS DE REPOSIÇÃO	168
10	MECANISMOS DE CONTINGÊNCIA PARA A CONTRATAÇÃO DE RESERVAS DE REPOSIÇÃO	169
11	CRIAÇÃO DO PROGRAMA INCORPORANDO AS CONTRATAÇÕES DE RESERVAS DE REPOSIÇÃO APÓS O MERCADO DE RESERVAS DE REPOSIÇÃO.....	170
12	VALORIZAÇÃO DO SERVIÇO DE RESERVAS DE REPOSIÇÃO.....	171
13	INCUMPRIMENTO DA INSTRUÇÃO DE DESPACHO.....	171
14	DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÃO.....	171
	PROCEDIMENTO 15 BANDA DE RESERVA DE RESTABELECIMENTO DA FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO MANUAL.....	173
1	ÂMBITO	173
2	DEFINIÇÃO DO SERVIÇO.....	173
3	ADESÃO AO SERVIÇO DE BANDA DE RESERVA DE RESTABELECIMENTO DA FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO MANUAL.....	174
4	PROCESSO DE HABILITAÇÃO	174

4.1	Instrução do pedido de inscrição	176
4.2	Processo de Registo	177
4.3	Decisão final sobre o processo de habilitação	178
5	MERCADO DE CONTRATAÇÃO DE BANDA DE RESERVA DE RESTABELECIMENTO DA FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO MANUAL.....	179
5.1	Formato e modelo do leilão	179
5.2	Convocatória do leilão	179
5.3	Operacionalização do leilão	180
5.4	Fases do leilão.....	180
5.5	Formato e conteúdo das ofertas.....	181
5.6	Validação das Ofertas de Banda de Reserva de Restabelecimento da frequência com ativação manual.....	182
5.7	Processamento das ofertas de banda de reserva de restabelecimento da frequência com ativação manual.....	183
5.8	Preço do leilão e adjudicação de quantidades.....	183
5.9	Informação dos resultados do leilão	184
6	INFORMAÇÃO A PRESTAR À GGS.....	184
7	ATIVAÇÃO DA RESERVA CONTRATADA NO MERCADO DE BANDA DE RESERVA DE RESTABELECIMENTO DA FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO MANUAL.....	185
8	ENSAIOS DE VERIFICAÇÃO DE DISPONIBILIDADE	186
8.1	Seleção das Áreas de Ofertas.....	187
8.2	Realização dos ensaios de verificação de disponibilidade	188
9	INCUMPRIMENTOS	190
9.1	Incumprimento da disponibilidade dos canais de comunicação e medida	190
9.2	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	190
9.3	Incumprimento da instrução de despacho	192
10	SUSPENSÃO DA ÁREA DE OFERTAS	192
	PROCEDIMENTO 16 CONTRATOS BILATERAIS PARA O FORNECIMENTO DE SERVIÇOS DE SISTEMA.....	194
1	ÂMBITO	194
2	CELEBRAÇÃO DE CONTRATOS BILATERAIS	194
3	IMPUTAÇÃO DOS CUSTOS.....	194
	PROCEDIMENTO 17 OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO.....	196

1	ÂMBITO	196
2	ATUAÇÃO DA GGS SOBRE INSTALAÇÕES DO SISTEMA DE PRODUÇÃO E TRANSPORTE...	196
3	OPERAÇÃO DA REDE	197
3.1	Operação em estado normal	197
3.2	Operação em estado de alerta.....	197
3.2.1	Avaliação dos riscos potenciais.....	198
3.2.2	Determinação e análise das possíveis medidas corretivas e preventivas	198
3.2.3	Aplicações das ações corretivas e preventivas	199
3.3	Operação em estado de emergência	200
3.4	Atuação em estado de reposição.....	200
4	MEDIDAS DE OPERAÇÃO PARA GARANTIR A SATISFAÇÃO DO CONSUMO EM SITUAÇÕES DE ALERTA E DE EMERGÊNCIA.....	201
4.1	Situações de alerta no abastecimento dos consumos a curto prazo	202
4.2	Situações de emergência no abastecimento dos consumos.....	203
5	MECANISMO EXCEPCIONAL DE RESOLUÇÃO.....	204
PROCEDIMENTO 18 INDISPONIBILIDADES DA RNT		205
1	ÂMBITO	205
2	PROGRAMA DE MANUTENÇÃO.....	205
2.1	Plano Anual de Indisponibilidades	205
2.2	Plano Semanal de indisponibilidades	207
2.2.1	Critérios de autorização das indisponibilidades	208
2.3	Programação de curto prazo	209
2.3.1	Características das indisponibilidades geridas no curto prazo	209
2.3.2	Fluxo de informação.....	210
3	ANÁLISE DIÁRIA DE SEGURANÇA.....	210
PROCEDIMENTO 19 INDISPONIBILIDADES DAS UNIDADES DE PRODUÇÃO		212
1	ÂMBITO	212
2	CRITÉRIOS PARA DETERMINAÇÃO DAS INDISPONIBILIDADES.....	212
3	PROCEDIMENTOS DE ATUAÇÃO.....	213
4	COORDENAÇÃO DA MANUTENÇÃO DAS UNIDADES DE PRODUÇÃO	215
4.1	Informação a fornecer pelos agentes de mercado	215
4.2	Informação difundida pela GGS	216

4.3	Compromisso dos prazos anunciados.....	216
PROCEDIMENTO 20 GESTÃO DA INTERLIGAÇÃO INTERNACIONAL		217
1	ÂMBITO	217
2	CÁLCULO DA CAPACIDADE COMERCIAL DA INTERLIGAÇÃO	217
3	GESTÃO DE CONGESTIONAMENTOS NA INTERLIGAÇÃO	217
3.1	Separação de mercados.....	218
3.2	Atribuição contínua de capacidade de interligação	219
3.3	Ação Coordenada de Balanço	219
3.4	Redespacho Coordenado Complementar	220
4	ESTABELECIMENTO DOS PROGRAMAS NA INTERLIGAÇÃO.....	221
5	CONTAGEM DA ENERGIA NA INTERLIGAÇÃO	222
6	TRATAMENTO DOS PROGRAMAS DE APOIO.....	222
7	DETERMINAÇÃO E COMPENSAÇÃO DOS DESVIOS NA INTERLIGAÇÃO.....	223
8	DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÃO	226
PROCEDIMENTO 21 VERIFICAÇÃO DA GARANTIA DO ABASTECIMENTO E SEGURANÇA DE OPERAÇÃO.....		228
1	ÂMBITO DE APLICAÇÃO	228
2	PREVISÃO DE CONSUMO	228
2.1	Previsão mensal com horizonte anual	228
2.2	Previsão com horizonte semanal móvel	228
2.3	Previsão diária.....	229
3	VERIFICAÇÃO DA GARANTIA DO ABASTECIMENTO E SEGURANÇA DA OPERAÇÃO NO CURTO E MÉDIO PRAZOS	229
3.1	Análise de segurança	229
3.2	Metodologia do estudo.....	230
3.3	Informação necessária.....	230
3.3.1	Centrais térmicas.....	230
3.3.2	Centrais hidroelétricas.....	231
3.4	Níveis de segurança	231
3.4.1	Centrais térmicas.....	231
3.4.2	Albufeiras	231
PROCEDIMENTO 22 PROCEDIMENTOS DE LIQUIDAÇÃO		232

1	ÂMBITO E OBJETO	232
2	CARACTERÍSTICAS GERAIS DA LIQUIDAÇÃO	232
2.1	Unidade monetária utilizada.....	233
2.2	Princípio da neutralidade financeira da liquidação	233
2.2.1	Demonstração da neutralidade financeira	233
2.2.2	Valorização de Intercâmbios de Apoio	234
2.2.3	Valorização das Trocas de Serviços de Sistema com Plataformas Europeias (VTSS)	237
2.2.4	Acertos decorrentes dos desfasamentos temporais entre pagamentos e recebimentos no âmbito da liquidação em acordos nacionais e internacionais	241
2.3	Rubricas da liquidação	242
2.3.1	Energias	242
2.3.2	Banda de reserva de restabelecimento da frequência com ativação manual	243
2.3.3	Bandas de regulação secundária	243
2.3.4	Preços.....	244
2.3.5	Valorização de desvios	245
2.3.6	Comissionamento.....	245
2.3.7	Ensaio de verificação de disponibilidade	245
2.3.8	Valorização de reservas de reposição.....	245
2.3.9	Valorização de mFRR	246
2.3.10	Valorização das ativações do produto específico de reserva rápida de mFRR	246
2.3.11	Valorização de energia de regulação secundária	246
2.3.12	Incumprimentos de instrução de despacho	247
2.3.13	Incumprimento de limitação de potência	247
2.3.14	Impostos.....	247
2.4	Arredondamentos dos itens de liquidação	247
2.5	Agregação dos itens de liquidação e aplicação do IVA.....	247
3	CONTRATAÇÃO NO MERCADO DE CONTRATAÇÃO À VISTA ONME	248
4	CONTRATOS BILATERAIS	248
5	DIREITOS DE RECEBIMENTO E OBRIGAÇÕES DE PAGAMENTO DOS BSP E BRP	248
5.1	Liquidação aos BSP.....	249
5.1.1	Restrições Técnicas após a publicação do PDVD (RTPDVDBSP).....	249
5.1.2	Restrições Técnicas após a publicação do PHF (RTPHFBSP)	250
5.1.3	Restrições Técnicas para Transições do Programa na Interligação (RTTPIBSP)	251
5.1.4	Ações Coordenadas Balanço (ACBBSP).....	252
5.1.5	Redespachos Coordenados Complementares (RCCBSP)	253
5.1.6	Período de Comissionamento (PCBSP)	254

5.1.7	Ensaio de Verificação de Disponibilidade (EVDBSP)	255
5.1.8	Banda de regulação secundária (BRS ^{BSP}).....	255
5.1.9	Banda de reserva de restabelecimento da frequência com ativação manual (BFRR ^{BSP})	257
5.1.10	Energia de Regulação Secundária (RS ^{BSP}).....	257
5.1.11	Energia de Reservas de Restabelecimento com ativação Manual (mFRR ^{BSP})	258
5.1.12	Energia de Reservas de reposição (RR ^{BSP})	259
5.1.13	Incumprimento de Instrução de Despacho ou de Limitação de Potência (EIIDBSP).....	259
5.1.14	Serviços de sistema contratados bilateralmente (CB ^{BSP})	260
5.2	Liquidação aos BRP	261
5.2.1	Valorização de Desvios (DESVBRP)	262
5.2.2	Encargos de Regulação para o Sistema a Imputar ao Consumo (ERS ^{BRP}).....	263
5.2.3	Incumprimento à programação em unidades genéricas	265
5.2.4	Resolução de restrições técnicas no PDBF (RTPDBFBRP)	265
6	DESVIO POR UNIDADE DE LIQUIDAÇÃO	266
6.1	Cálculo das energias de desvio por unidade de liquidação	266
6.1.1	Posição	267
6.1.2	Quantidades atribuídas	268
6.1.3	Ajustamentos de desvio	268
6.1.4	Desvio.....	269
6.2	Valorização das energias de desvio por unidade de liquidação	269
7	ENCARGO PARA PENALIZAÇÃO POR INCUMPRIMENTOS À PROGRAMAÇÃO EM UNIDADES DE LIQUIDAÇÃO RELATIVAS A UNIDADES DE PROGRAMAÇÃO GENÉRICA (EDG)	272
7.1	Agravamento na fase 1	273
7.2	Agravamento na fase 2	273
8	PENALIZAÇÃO POR INCUMPRIMENTO DE INSTRUÇÕES DE DESPACHO OU DE LIMITAÇÕES DE POTÊNCIA.....	274
8.1	Incumprimento de Instrução de Despacho.....	274
8.2	Incumprimento de Limitação de Potência	277
9	ENCARGO DE REGULAÇÃO PARA O SISTEMA (ERS)	279
10	MEDIÇÃO DE ENERGIA.....	280
10.1	Considerações e princípios de base	280
10.2	Cálculo da energia entregue à rede elétrica de serviço público	281
10.3	Cálculo da energia recebida da rede elétrica de serviço público	282

10.4 Comunicação das ativações de serviços de reserva relativas a instalações de consumo	282
10.5 Verificação de qualidade dos programas de consumo comunicados pelos BSP	283
11 LIQUIDAÇÃO SEMANAL.....	283
11.1 Nota de liquidação semanal.....	283
11.2 Contestação à nota de liquidação semanal.....	283
11.3 Conteúdo da nota de liquidação semanal.....	284
11.3.1 Desagregação mínima da nota de liquidação	284
11.3.2 Informação de suporte à nota de liquidação.....	284
11.4 Liquidações provisórias e definitivas.....	286
PROCEDIMENTO 23 RELACIONAMENTO ENTRE O AGENTE DE MERCADO BRP E OUTROS	
AGENTES DE MERCADO	287
1 ÂMBITO	287
2 CELEBRAÇÃO DA TRANSFERÊNCIA DE RESPONSABILIDADES PELA LIQUIDAÇÃO NUM BRP	287
3 CESSAÇÃO DA TRANSFERÊNCIA DE RESPONSABILIDADES PELA LIQUIDAÇÃO NUM BRP.	288
PROCEDIMENTO 24 PAGAMENTOS E RECEBIMENTOS	290
1 ÂMBITO E OBJETO	290
2 CARACTERÍSTICAS DA FATURAÇÃO E AUTOFATURAÇÃO	290
3 OBRIGAÇÕES DOS AGENTES DE MERCADO DEVEDORES	291
4 DIREITOS DOS AGENTES DE MERCADO CREDITORES.....	291
5 REGIME PARA OS PAGAMENTOS EM MORA	292
6 ATRASOS NOS PAGAMENTOS.....	292
6.1 Atraso de pagamento do agente de mercado e juros de mora	292
6.2 Atraso de pagamento da GGS e juros de mora	293
PROCEDIMENTO 25 GESTÃO DE GARANTIAS.....	294
PROCEDIMENTO 26 PROTEÇÃO DE DADOS	295
PROCEDIMENTO 27 RESOLUÇÃO DE CONFLITOS.....	297
1 PETIÇÕES, QUEIXAS E DENÚNCIAS À ERSE	297
2 RESOLUÇÃO EXTRA JUDICIAL DE CONFLITOS	297

3	ARBITRAGEM VOLUNTÁRIA.....	297
PROCEDIMENTO 28 DETERMINAÇÃO DO CUSTO MARGINAL DE REFERÊNCIA PARA CENTRAL		
	CCGT.....	298
1	CÁLCULO DO CUSTO MARGINAL.....	298
1.1	Identificação de termos para o cálculo	298
1.2	Referências a utilizar	298
1.3	Periodicidade de apuramento e divulgação.....	299
1.4	Fórmula de cálculo.....	300
1.5	Publicação.....	302
PROCEDIMENTO 29 CONDIÇÕES GERAIS DO CONTRATO DE ADESÃO AO MERCADO DE		
	SERVIÇOS DE SISTEMA	303
PARTE III – DISPOSIÇÕES TRANSITÓRIAS E FINAIS.....		
1	AGENTE COMERCIAL.....	314
2	SERVIÇO DE RESERVA DE REGULAÇÃO	314
3	PRÉ QUALIFICAÇÃO DAS UNIDADES FÍSICAS NA ALTERAÇÃO DOS SERVIÇOS OU DOS REQUISITOS DE QUALIFICAÇÃO.....	314
4	DERROGAÇÃO APLICÁVEL AO PERÍODO DE LIQUIDAÇÃO DE DESVIOS.....	314
5	VALORIZAÇÃO DA ENERGIA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA	315
6	VALORIZAÇÃO DA ENERGIA DO PRODUTO ESPECÍFICO TRANSITÓRIO DE RESERVA RÁPIDA.....	315
7	VALORIZAÇÃO DAS AÇÕES COORDENADAS DE BALANÇO	316
8	VALORIZAÇÃO DO PROCESSO DE COORDENAÇÃO DE DESVIOS.....	316
9	APLICAÇÃO DE PENALIDADES POR INCUMPRIMENTO DE INSTRUÇÕES DE DESPACHO RELATIVAS A ÁREAS DE OFERTAS DE CONSUMO OU QUE INCLUAM UNIDADES FÍSICAS EM AGREGAÇÃO	317
10	ALTERAÇÃO DOS CONTRATOS DE ADESÃO AO MERCADO DE SERVIÇOS DE SISTEMA POR AGENTES DE MERCADO.....	317
11	PROPOSTA DE UM PRODUTO ESPECÍFICO DE RESERVA RÁPIDA DE RESTABELECIMENTO DE FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO MANUAL.....	318

12	PRAZO DE VIGÊNCIA DA UNIDADE DE DESVIOS DE COMERCIALIZAÇÃO	318
13	INFORMAÇÃO A ENVIAR À ERSE.....	319
14	PRAZOS.....	319
15	REGIME SANCIONATÓRIO	319
16	DIVULGAÇÃO	320
17	PRODUÇÃO DE EFEITOS DAS ALTERAÇÕES AO MPGGS	320
17.1	Prazo de implementação da liquidação semanal	320
17.2	Prazo de implementação da harmonização da metodologia de tratamento dos desvios	320
17.3	Prazo de implementação das medidas associadas ao produto normalizado de mFRR.....	321

DIRETIVA N.º 13/2023 (numeração ERSE)

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

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

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 a 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, 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, a GGS apresentou à ERSE uma proposta de alteração do MPGGS, para implementação dos códigos de rede europeus, incluindo, entre outros temas, a implementação do produto normalizado de mFRR. A implementação do processo de mFRR é o principal elemento da presente alteração do MPGGS.

Por proposta da GGS, o processo de mFRR de âmbito nacional substitui diretamente a anterior reserva de regulação, de desenho nacional, enquanto o processo de ativação transfronteiriça de mFRR será estabelecido com a adesão da GGS à plataforma MARI, a plataforma europeia de troca de energia de balanço das reservas de mFRR. Nos termos do Regulamento EB, as características do produto normalizado de mFRR e de troca de energia de mFRR 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 mFRR foi aprovado pela Decisão ACER 3/2020, de 24 de janeiro, depois alterada pela Decisão ACER 14/2022, de 30 de setembro.

A presente alteração do MPGGS inclui ainda um novo produto específico de reserva rápida, com tempos de ativação mais rápidos do que os previstos no produto normalizado de mFRR. Este produto específico visa oferecer ferramentas complementares à GGS para garantir o equilíbrio do sistema nos momentos de transição abrupta e significativa do programa de interligação. A eventual diferença de comportamento entre a transição de potência na interligação e as rampas de entrada ou saída dos grupos geradores do SEN em compensação da interligação, pode conduzir a desequilíbrios transitórios. O mesmo produto específico pode ainda ser utilizado para resolver congestionamentos na rede.

O MPGGS define que a utilização do produto específico deve apenas ocorrer quando os produtos normalizados não forem adequados ou suficientes para resolver o problema, implementando um modelo de monitorização da utilização deste novo produto. O MPGGS solicita ainda que o GGS elabore uma nova proposta de produto específico, atendendo a um conjunto de princípios orientadores definidos e incluindo uma consulta prévia aos agentes de mercado, no que a experiência dos primeiros de utilização do novo produto específico será um elemento importante a ter em conta.

Os códigos de rede europeus e as diretivas e ainda o regime jurídico do SEN (Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro) estabelecem os princípios da neutralidade tecnológica e da promoção da participação da procura nos mercados grossistas, tradicionalmente reservados à produção.

Depois do ROR, aprovado em 2023, o MPGGS concretiza esse princípio de neutralidade tecnológica, estabelecendo as regras necessárias à plena participação das instalações de consumo e de armazenamento nos serviços de sistema. Com a presente alteração do MPGGS, é extinto o projeto-piloto de participação da procura, aprovado pela Diretiva n.º 4/2019, de 15 de janeiro, sendo incorporadas as suas regras-piloto na regulamentação básica. O projeto-piloto de participação da procura no mercado de reserva de regulação iniciou-se em 2019, tendo crescido em número de consumidores participantes e de mobilizações de energia de balanço. No momento da sua extinção, o projeto conta com 27 instalações de consumo participantes, representando 382 MW de potência habilitada. No último ano de aplicação completa, 2022, as ativações das instalações de consumo representaram 1,1% das ativações de reserva de regulação, 63% dessas de regulação a descer (subir o consumo). As instalações de consumo participantes

nos serviços de sistema devem continuar a fazê-lo, agora com um enquadramento regulamentar mais estável e completo. Este novo enquadramento permite a participação dessas instalações em agregação, bem como consolida o acesso a vários produtos de balanço, como o mFRR, a reserva de reposição ou a banda de reserva de restabelecimento com ativação manual.

Esta banda de reserva de restabelecimento com ativação manual veio substituir a anterior Banda de Reserva de Regulação, a qual viu o produto de balanço de referência – a reserva de regulação – ser substituído pelo produto normalizado mFRR.

Para além destes elementos principais da alteração do MPGGS, foram ainda adaptados diversos procedimentos em resultado da substituição do produto nacional da reserva de regulação pelo produto normalizado de mFRR. Os procedimentos alterados passaram a adotar uma estrutura de parágrafos numerados, em benefício da clareza das normas e da sua referência.

O presente procedimento, sujeito a consulta dos interessados, foi efetuado por motivo de urgência, motivada designadamente em razão da necessidade de (i) implementar a metodologia harmonizada de desvios, aprovada em dezembro de 2022 e com prazo de outubro de 2023, e cuja entrada em funcionamento depende da entrada em simultâneo do produto normalizado de reservas de restabelecimento da frequência com ativação manual (mFRR), por razões informáticas; (ii) evitar a entrada em funcionamento do mFRR coincidente com o primeiro trimestre do ano, quando é mais provável a ocorrência de períodos de frio intenso com consequente aumento da pressão sobre a gestão do sistema elétrico; (iii) lançar o leilão de contratação da banda de mFRR para 2024, em substituição da banda de reserva de regulação que finda este ano.

A ERSE realizou duas consultas de interessados neste âmbito: a Consulta de Interessados n.º 9/2023, relativa à implementação do produto de banda de reserva de restabelecimento com ativação manual, e a Consulta de Interessados n.º 10/2023, relativa à implementação do produto de mFRR e dos demais elementos mencionados. A presente diretiva que aprova o MPGGS traduz o resultado de ambas as consultas realizadas.

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:

1. Aprovar o MPGGS em anexo à presente Diretiva.
2. Revogar a Diretiva n.º 23/2022, de 13 de dezembro, que aprovou o MPGGS, e a Diretiva n.º 12/2023, de 21 de julho, que a alterou.
3. A presente Diretiva entra em vigor no dia seguinte à sua publicação, sem prejuízo das normas de produção de efeitos estabelecidas no MPGGS.

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

28 de novembro de 2023

O Conselho de Administração

**ANEXO - MANUAL DE PROCEDIMENTOS DA GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA DO SETOR ELÉTRICO
(MPGGS)**

PARTE I – Disposições Gerais

1 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, de 28 de julho, ambos na redação vigente.

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

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

2 ÂMBITO DE APLICAÇÃO

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

- a) Agente Comercial;
- b) Agentes de Mercado;
- c) Agregador de Último Recurso;
- d) Agregadores;
- e) Comercializadores;
- f) Comercializadores de Último Recurso;
- g) Consumidores de energia elétrica;
- h) Operadores das redes de distribuição;

- i) Operador da rede de transporte;
 - j) Produtores;
 - k) Titulares de instalações de armazenamento autónomo.
4. As instalações abrangidas pelo presente Manual de Procedimentos são as seguintes:
- a) As instalações da rede de transporte;
 - b) As instalações de produção ou de armazenamento ligadas diretamente à rede de transporte ou com influência direta no funcionamento desta;
 - c) As instalações da rede de distribuição ou de clientes ligados diretamente à rede de transporte;
 - d) As instalações de clientes ligados à rede de distribuição habilitados para a prestação de serviços de sistema.

3 AVISOS DA GGS

5. Em complemento às disposições do presente Manual de Procedimentos e, tendo em vista a concretização de matérias que careçam de detalhe operacional, a Gestão Global do Sistema (GGS), pode publicar Avisos no seu sítio da Internet afeto ao ORT.
6. Deve ser dado pela GGS conhecimento prévio à Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) da publicação de um Aviso.
7. As horas identificadas no presente Manual de Procedimentos podem ser alteradas através da publicação de um Aviso da GGS.

4 SIGLAS

8. 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 Reserveswith 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;
 - g) BSP – Agente de mercado habilitado a participar nos serviços de balanço e outros serviços de sistema;
 - 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 o equilíbrio elétrico de uma zona síncrona constituída por mais do que uma zona de controlo potência-frequência;
 - k) FSKAR – “*Financial Settlement of KΔf, ACE and Ramping period*”;
 - l) GGS – Atividade da Gestão global do sistema, atribuída ao ORT;
 - m) GIG – Gestor integrado de garantias;
 - n) GMLDD – Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados para Portugal Continental;
 - o) mFRR – “*Frequency Restoration Reserves with manual activation*” ou “Reservas de Restabelecimento da Frequência com ativação manual”;
 - p) ONME – Operador Nomeado do Mercado de Eletricidade;
 - q) PDBC - Programa Diário Base de Contratação;
 - r) PDBF – Programa Diário Base de Funcionamento;
 - s) PDVD - Programa Diário Viável Definitivo;
 - t) PHS – Programa Horário de Secundária;
 - u) PHF - Programa Horário Final onde estão incorporados os resultados do mercado diário, das sessões do mercado intradiário e contratação bilateral;
 - v) PHFC - Programa Horário Final após o Contínuo;

- w) PL – Programa de Liquidação;
- x) PIBCI - Programa Incremental Base de Contratação Intradiária;
- y) PIBCIC - Programa Incremental Base de Contratação Intradiária do Contínuo;
- z) ISP – *“Imbalance settlement period”* ou Período de liquidação de desvios;
- aa) RCI – Renda de Congestionamento na Interligação;
- bb) Regulamento EB - Regulamento (UE) 2017/2195 da Comissão, de 23 de novembro de 2017, que estabelece orientações relativas ao equilíbrio do sistema elétrico;
- cc) Regulamento ER - 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;
- dd) REMIT - Regulamento (UE) n.º 1227/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro, relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas da energia;
- ee) RMSA - Relatório de Monitorização de Segurança de Abastecimento;
- ff) 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;
- gg) SAP – *Single Allocation Platform*.

5 DEFINIÇÕES

9. 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 à GGS, incluindo serviços de balanço, 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 regulação secundária - Margem de variação da potência em que o regulador secundário pode atuar automaticamente a subir, num tempo inferior a cinco minutos, partindo do ponto de funcionamento em que se encontra em cada instante, multiplicada por 1,5. O valor global é obtido pela soma, em valor absoluto, das contribuições individuais de cada unidade física submetida a este tipo de regulação;
 - g) Banda de Reserva de Restabelecimento da Frequência com ativação manual - Margem de variação da potência em que uma Área de Ofertas pode ser mobilizada a subir, através duma ativação programada, num tempo inferior a 12,5 minutos, partindo do ponto de funcionamento em que se encontra;
 - 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 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;

-
- k) Consumo em Bombagem - Energia consumida durante o processo de bombagem por um grupo reversível de um aproveitamento hidroelétrico;
 - l) 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;
 - m) Desvio Justificado – Desvio resultante de ação da GGS e/ou não imputável à unidade de liquidação;
 - n) Horizonte de programação - Período compreendido entre as 23:00 horas do dia d-1 e as 23:00 horas do dia d;
 - o) 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;
 - p) Injeção em armazenamento - Energia consumida durante o processo de injeção de energia numa instalação de armazenamento;
 - q) 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;
 - r) Período de liquidação de desvios ou período de liquidação - A unidade de tempo a que se reporta o cálculo dos desvios dos agentes de mercado responsáveis pela liquidação dos desvios, fixada em 15 minutos nos termos do artigo 53.º do Regulamento EB, sem prejuízo da norma transitória das Disposições transitórias e finais;
 - s) Período da nota de liquidação semanal – abrange o período compreendido entre a segunda-feira (início da semana) e o domingo (final da semana);
 - t) 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 pela GGS, num determinado período de entrega;

-
- u) Período de entrega - o período durante o qual o BSP entrega a totalidade da variação de potência ativa, por sentido de regulação, conforme mobilizada pela GGS;
 - v) Período de programação - o período para o qual as transações de energia elétrica, nos mercados diário e intradiários e na contratação bilateral, são realizadas;
 - w) 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;
 - x) Programa de Apoio entre Sistemas - Programa de interligação que se estabelece, em caso de necessidade, entre dois sistemas elétricos interligados, e com acordo prévio dos operadores de sistema respetivos, com o fim de garantir as condições de segurança do fornecimento de energia 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;
 - y) Programa de interligação - Energia programada para transitar entre dois sistemas elétricos interligados, em cada período de programação, acordada conjuntamente entre os operadores dos sistemas elétricos respetivos;
 - z) Programa Diário Base de Contratação (PDBC) - Programa elaborado pelo ONME com discriminação por período de programação das vendas e aquisições realizadas no mercado diário pelas Unidades de Oferta nacionais;
 - aa) Programa Diário Base de Funcionamento (PDBF) - Programa elaborado pela GGS, com discriminação por período de programação, que agrega a informação apresentada no PDBC e a afeta à concretização dos contratos bilaterais comunicada pelos Agentes de Mercado;
 - bb) Programa Diário Viável Definitivo (PDVD) - Programa diário, com discriminação 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;
 - cc) Programa Horário Final (PHF) – Programa estabelecido após cada mercado intradiário com a agregação, por período de programação e Unidade de Programação, de todas as transações firmes;

-
- dd) Programa Horário Final após Contínuo (PHFC) – Programa estabelecido após o fecho do mercado intradiário contínuo, com a repartição por período de programação e Unidade de Programação, dos resultados do mercado diário, dos mercados intradiários e por contratação bilateral;
 - ee) 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;
 - ff) Regulação primária - 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;
 - gg) 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 Procedimento 5;
 - hh) Unidade de Produção – Grupo gerador de uma Unidade Física de produção;
 - ii) 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;
 - jj) 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;
 - kk) 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;
 - ll) 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;
 - mm) Unidade de Desvio de Comercialização – Unidade que permite agregar valores económicos determinados por unidades de liquidação dos Agentes de Mercado comercializadores,

habilitados pela ERSE, mediante comunicação anual, e que sinalizem junto da GGS a vontade de agregar os seus consumos para efeitos de consolidação dos desvios;

- nn) 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;
- oo) Zona de controlo potência-frequência ou zona LFC – corresponde à RNT, na qual a GGS assume as obrigações de controlo potência-frequência previstas 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.

6 RELATÓRIO DE MONITORIZAÇÃO

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

11. Devem constar do relatório referido no parágrafo 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 de frequência e, se for caso disso, da energia de regulação proveniente de reservas de reposição.

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

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

14. O relatório deve respeitar a confidencialidade das informações.

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

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

7 RELATÓRIO DE MONITORIZAÇÃO DAS NOVAS REGRAS HARMONIZADAS DE DESVIOS

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

18. 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.

19. 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.

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

8 DIVULGAÇÃO DAS CARACTERÍSTICAS DOS SERVIÇOS DE SISTEMA

21. A 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 12º do Regulamento EB.

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

PARTE II – Procedimentos

Procedimento 1

ESTATUTO DE AGENTE DE MERCADO

1 AGENTE DE MERCADO E MODALIDADES DE PARTICIPAÇÃO

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

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

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

- a) Participar nos mercados organizados ou através de Contratação Bilateral – entidade que pretenda transacionar energia elétrica no mercado diário, intradiário ou através de contratação bilateral. No âmbito desta atividade podem intervir por conta própria, ou em representação de terceiros, quando agrega ou representa instalações que são de terceiros.
- b) Participar nos mercados de serviços de sistema, como BSP – entidade habilitada pela GGS para participar no mercado de serviços de sistema e no processo de Resolução de Restrições Técnicas e responsável pela liquidação dos encargos ou proveitos resultantes da participação neste mercado. No âmbito desta atividade podem intervir nas seguintes categorias:
 - i) Por conta própria, quando participa com instalações de que é proprietário;
 - ii) Em representação de terceiros, quando agrega ou representa instalações que são de terceiros.
- c) Assumir responsabilidade pela liquidação dos desvios e outros encargos perante a GGS, como BRP – entidade responsável perante a GGS pela liquidação dos encargos ou proveitos resultantes da valorização dos desvios e outros encargos ou proveitos resultantes da participação nos mercados de energia e da aplicação do presente Manual. No âmbito desta atividade podem intervir nas seguintes categorias:

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

1.1 PARTICIPAÇÃO NOS MERCADOS ORGANIZADOS OU ATRAVÉS DE CONTRATAÇÃO BILATERAL

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

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

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

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

1.2 PARTICIPAÇÃO NOS MERCADOS DE SERVIÇOS DE SISTEMA

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

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

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

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

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

1.3 RESPONSABILIDADE PELA LIQUIDAÇÃO DOS DESVIOS E OUTROS ENCARGOS PERANTE A GGS

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

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

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

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

1.4 AGENTE DE MERCADO COM MÚLTIPLOS BRP

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

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

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

2 OBTENÇÃO DO ESTATUTO DE AGENTE DE MERCADO

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

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

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

- a) Pedido de Inscrição, de acordo com a minuta a publicar em Aviso disponibilizado pela GGS na sua página na Internet, onde identifica as atividades que pretende exercer;
- b) Habilitação legal comprovativa da capacidade de representação para o efeito da subscrição do pedido, bem como, posteriormente, do(s) subscritor(es) do Contrato. Estes documentos podem ser originais ou cópias autenticadas, devendo ser redigidos em língua portuguesa ou acompanhados de tradução oficial na língua portuguesa;
- c) Certidão do Registo Comercial ou informação do respetivo código de acesso à Certidão Permanente do Registo Comercial, se registado em Portugal;
- d) Comprovativo de que a entidade se encontra registada junto de uma Entidade Reguladora Nacional da União Europeia e da ACER, nos termos do artigo 9.º do Regulamento (UE) n.º 1227/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro, relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas da energia (REMIT);
- e) Comprovativo da emissão do código CRIA (Código do Registo Individualizado de Agente) pela ERSE;
- f) Identificação das pessoas responsáveis para efeito do relacionamento com a GGS e indicação dos respetivos contactos, incluindo o endereço do correio eletrónico, nomeadamente para efeitos do ponto 3 do presente Procedimento;
- g) Informação necessária para efeitos de Liquidação e Faturação;

-
- h) Formulário de Aceitação de Faturação e Autofaturação eletrónica;
 - i) Documento de representação, em termos definidos pela GGS, demonstrativo da transferência de responsabilidade perante a GGS, pela liquidação dos desvios e outros encargos resultantes da aplicação do presente Manual, para um BRP, se aplicável;
 - j) Comprovativo de constituição, no GIG, de garantia suficiente para cobertura das obrigações económicas que venham a decorrer da sua atuação como Agente de Mercado, nos termos estabelecidos no Contrato e no presente Manual;
 - k) Qualquer outro documento exigível, de acordo com a legislação e regulamentação aplicável.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

3 REQUISITOS FINANCEIROS, TÉCNICOS E OPERACIONAIS

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

3.1 PARTICIPAÇÃO NOS MERCADOS ORGANIZADOS OU ATRAVÉS DE CONTRATAÇÃO BILATERAL

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

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

3.2 PARTICIPAÇÃO NOS MERCADOS DE SERVIÇOS DE SISTEMA, COMO BSP

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

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

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

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

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

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

3.3 RESPONSÁVEL PELA LIQUIDAÇÃO DOS DESVIOS E OUTROS ENCARGOS PERANTE A GGS, COMO BRP

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

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

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

4 SUSPENSÃO DO CONTRATO

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

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

- a) Suspensão do registo a que se refere o artigo 9.º do REMIT;
- b) Falta de comunicação à GGS de todas as alterações aos elementos apresentados no processo de inscrição do Agente ou de registo de unidades;

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

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

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

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

- a) No caso de um Agente de Mercado que participe nos mercados organizados ou através de contratação bilateral, à impossibilidade temporária de transacionar energia elétrica;
- b) No caso de um Agente de Mercado BSP, que participa nos mercados de serviços de sistema, à impossibilidade temporária de participar nos mercados de serviços de sistema;

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

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

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

4.1 NOTIFICAÇÃO DOS AGENTES DE MERCADO QUE TRANSFERIRAM A RESPONSABILIDADE PELA LIQUIDAÇÃO DOS DESVIOS E OUTROS ENCARGOS PARA UM BRP

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

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

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

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

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

5 CESSAÇÃO DO CONTRATO

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

A cessação do contrato ocorre nas seguintes situações:

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

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

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

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

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

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

Procedimento 2

UNIDADES DE PROGRAMAÇÃO

1 TIPOS DE UNIDADES DE PROGRAMAÇÃO

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

- a) Comercialização - Para poder concretizar a programação das aquisições e vendas de energia elétrica no mercado organizado ou através de contratação bilateral, cada Agente de Mercado que detenha uma licença de comercialização pode solicitar a inscrição de uma Unidade de Programação relativa ao fornecimento dos seus clientes.
- b) Cliente – Para poder concretizar a programação das aquisições e vendas de energia elétrica no mercado organizado ou através de contratação bilateral, cada Agente de Mercado que detenha um conjunto de instalações consumidoras pode solicitar a inscrição de uma Unidade de Programação relativa ao fornecimento do consumo agregado das suas instalações consumidoras. Um Agente de Mercado Produtor pode solicitar a inscrição de uma Unidade de Programação relativa ao consumo próprio de energia nos serviços auxiliares das suas instalações.
- c) Consumo em Bombagem ou injeção em armazenamento – Unidade de Programação registada por um Agente de Mercado para concretizar a programação do consumo realizado pelo conjunto de grupos reversíveis dos aproveitamentos hidroelétricos ou injeção em instalações de armazenamento que pertençam à mesma Área de Ofertas. Esta Unidade de Programação será distinta da relativa à produção de energia elétrica e da relativa ao consumo próprio de energia nos serviços auxiliares.
- d) Genérica – Qualquer Agente de Mercado que transacione energia elétrica no mercado organizado pode solicitar a inscrição de uma Unidade de Programação destinada a registar temporariamente os compromissos de compra e/ou de venda de energia elétrica, os quais o Agente de Mercado se obriga posteriormente a converter em operações efetivas com Unidades de Programação de outro tipo, através de contratação bilateral e/ou na participação na sessão diária do mercado organizado.

-
- e) Portefólio - Unidade de Programação registada por um Agente de Mercado para estabelecer as transações no mercado intradiário contínuo. Podem ser registadas Unidades de Programação de Portefólio que estejam associadas às Unidades de Programação de:
- i) Consumo ou Comercialização do Agente de Mercado; ou
 - ii) Produção ou Bombagem do Agente de Mercado.
- f) Produção – Cada Agente de Mercado que pretenda, para um conjunto de instalações de produção e/ou armazenamento, concretizar a programação das vendas e aquisições de energia elétrica no mercado organizado ou através de contratação bilateral, pode solicitar a inscrição de Unidades de Programação para programar a venda e aquisição de energia elétrica correspondente à sua produção. Deve ser constituída uma Unidade de Programação por cada grupo de uma central termoelétrica, entendendo-se por central um conjunto de instalações de produção que pode funcionar autonomamente do resto das instalações com que partilha a ligação à rede de transporte ou de distribuição, e pelo conjunto de outros centros eletroprodutores e/ou instalações de armazenamento que pertençam à mesma Área de Rede.

A classificação das unidades de programação acima indicada não prejudica as obrigações de comunicação da programação com outra desagregação, à GGS, como previsto no ponto 3 do Procedimento 4.

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

2 INSCRIÇÃO

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

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

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

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

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

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

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

3 ALTERAÇÃO

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

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

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

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

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

4 CANCELAMENTO

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

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

5 SUSPENSÃO

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

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

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

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

presente Manual de Procedimentos. A notificação deve ainda informar o Agente de Mercado que, após o decurso desse prazo, caso não regularize a situação, se considera suspensa a participação da Unidade Programação nos mercados organizados de energia elétrica e nos mercados de serviços de sistema geridos pela GGS.

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

6 EXCLUSÃO

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

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

Uma Unidade de Programação é automaticamente excluída quando:

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

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

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

Procedimento 3

UNIDADES FÍSICAS

1 TIPOS DE UNIDADES FÍSICAS

É permitida a inscrição dos seguintes tipos de Unidades Físicas:

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

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

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

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

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

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

2 INSCRIÇÃO

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

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

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

- a) Pedido de inscrição de Unidade Física, de acordo com o formulário disponibilizado na página da internet da entidade concessionária da RNT onde estarão definidos os parâmetros dinâmicos e demais características da instalação;
- b) Tratando-se de um Agente de Mercado que agrega ou representa instalações que são detidas por terceiros, documento emitido pelo proprietário da Instalação de Produção, nos termos do modelo aprovado pela GGS, conferindo-lhe poderes de representação e de atuação perante a GGS ou, em substituição, cópia do contrato de agregação entre o Agente de Mercado e o produtor desde que ateste os poderes de representação do primeiro; Esta formalidade fica dispensada para as instalações de produção com potência instalada até 30 kW.
- c) O pedido deve ser acompanhado de cópia autenticada, em instituição portuguesa com capacidade para esse efeito, dos seguintes documentos, quando aplicável:

-
- i) Contrato de Uso das Redes.
 - ii) Licença de Produção, emitida pela Direção Geral de Energia e Geologia, no caso das instalações de produção ou de armazenamento;
 - iii) Comprovativos necessários à validação pela GGS da alteração de estatuto remuneratório da instalação de produção, nos casos de instalações ao abrigo de regimes de apoio à remuneração;
 - d) A apresentação dos documentos previamente referidos não se torna necessária quando já tenham sido apresentados no âmbito do processo de obtenção do estatuto de Agente de Mercado.
 - e) Informação técnica, de acordo com o formulário disponibilizado pela GGS, que caracterize a instalação de produção, de armazenamento ou de consumo;
 - f) Informação de acesso para Telecontagem;
 - g) Meios de comunicação implementados para a observabilidade da Unidade Física pela GGS, para as Unidades Físicas identificadas nas alíneas a), c) a h) do ponto 1;
 - 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 para Portugal Continental.

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

- a) O Agente de Mercado apresentou toda a documentação e informação exigida pelo presente Manual de Procedimentos;
- b) O Agente de Mercado não tem pagamentos em falta à GGS, relativos aos encargos decorrentes da sua atuação como Agente de Mercado, nos termos do presente Manual de Procedimentos.

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

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

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

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

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

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

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

3 REQUISITOS OPERACIONAIS

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

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

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

3.1 UNIDADES FÍSICAS HABILITADAS A PARTICIPAR NOS MERCADOS DE SERVIÇOS DE SISTEMA

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

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

sendo:

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

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

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

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

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

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

4 PERÍODO DE COMISSIONAMENTO

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

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

4.1 OBRIGAÇÕES DO AGENTE DE MERCADO

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

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

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

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

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

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

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

onde:

- $EINPM(uf,t)$ Encargo diário devido ao incumprimento da obrigação de não participar no mercado de energia elétrica para a Unidade Física em comissionamento;
- $PotInst(uf)$ Potência instalada da unidade física;
- $PE(t)$ Preço de encontro do Mercado Diário, afeto à área de controlo portuguesa no período de integração t , quando positivo.

4.2 PERÍODO DE APLICAÇÃO

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

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

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

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

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

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

onde:

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

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

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

5 ALTERAÇÃO

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

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

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

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

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

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

6 CANCELAMENTO

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

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

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

7 SUSPENSÃO

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

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

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

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

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

8 EXCLUSÃO

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

A Unidade Física pode ser excluída por:

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

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

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

Procedimento 4

ÁREAS DE OFERTAS

1 ÂMBITO

Uma Área de Ofertas corresponde a um conjunto de Unidades Físicas previstas nas alíneas a), c), e) e g) do ponto 1 do Procedimento 3, pertencentes a um mesmo Agente de Mercado e que se encontram ligadas à mesma área de rede.

2 INSCRIÇÃO OU ALTERAÇÃO DUMA ÁREA DE OFERTAS

Podem ser incorporadas numa Área de Ofertas as Unidades Físicas previstas nas alíneas a), c), e) e g) do ponto 1 do Procedimento 3, que estejam devidamente habilitadas para participar nos mercados de serviços de sistema geridos pelo ORT e que constam do presente MPGGS.

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

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

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

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

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

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

2.1 ÁREAS DE REDE

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

Áreas de rede da RNT

<i>Área de Rede</i>	<i>Instalações da RNT abrangidas (Subestações e Postos de Corte)</i>
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.

<i>Área de Rede</i>	<i>Instalações da RNT abrangidas (Subestações e Postos de Corte)</i>
Área de Rede do Centro-Interior	Bodiosa, Chafariz, Ferro, Fundão, Tábua, Vila Chã, Castelo Branco, Falagueira, Pego e Zêzere.
Área de Rede da Grande Lisboa	Alto do Mira, Alto de São João, Carregado, Carriche, Fanhões, Ribatejo, Sacavém, Sete Rios, Trajouce, Zambujal, Fernão Ferro, Palmela, Porto Alto, Setúbal, Trafaria e Alcochete
Área de Rede Sul	Alqueva, Ermidas do Sado, Estremoz, Évora, Ferreira do Alentejo, Monte da Pedra, Sines, Estói, Ourique, Portimão, Sabóia, Tavira, Tunes, Divor e Pegões

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

3 OBRIGAÇÕES DE PROGRAMAÇÃO DOS BSP PARA EFEITOS DO MERCADO DE SERVIÇOS DE SISTEMA

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

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

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

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

4 SUSPENSÃO

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

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

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

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

5 EXCLUSÃO

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

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

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

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

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

Procedimento 5

FUNCIONAMENTO DO SISTEMA

1 OBJETO E ÂMBITO

1. Este Procedimento estabelece os critérios de segurança e funcionamento aplicáveis à operação do SEN, na elaboração e execução das normas de segurança, tendo como objetivo a garantia da continuidade do abastecimento 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. Este Procedimento aplica-se às seguintes entidades:

- a) Entidade concessionária da RNT, no âmbito da atividade de Gestão 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.

2 CRITÉRIOS DE SEGURANÇA E DE FUNCIONAMENTO DO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL

2.1 ESTADOS DE FUNCIONAMENTO DO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL

4. Definem-se cinco possíveis estados de funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (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 ponto 2.4.1 do presente Procedimento e se cumprem os critérios de segurança face às contingências indicadas no ponto 2.4.2 do presente Procedimento;
- b) Estado de alerta - Situação na qual todas as variáveis de controlo que caracterizam o estado do sistema se encontram dentro das margens de funcionamento normal estabelecidas no ponto 2.2 do presente Procedimento, mas não se cumpre os critérios de segurança face às contingências indicadas no ponto 2.3 do presente Procedimento;
- c) Estado de emergência - Situação na qual uma ou mais variáveis de controlo do sistema apresentam valores fora das margens de funcionamento normal, 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.

2.2 VARIÁVEIS DE CONTROLO DA SEGURANÇA DO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL

5. 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).

2.3 CONTINGÊNCIAS A CONSIDERAR NA ANÁLISE DE SEGURANÇA

6. A 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.

7. 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;
- b) Durante a exploração em tempo real, quando for baixo o risco desta contingência por não existirem condições meteorológicas adversas, nem de qualquer outro tipo que afetem negativamente o funcionamento da linha, pode desconsiderar-se esta contingência na análise de segurança em tempo real;
- c) Sempre que as condições operacionais ou meteorológicas sejam adversas e afetem negativamente o funcionamento de qualquer elemento do sistema deve-se considerar esta contingência extraordinária na análise de segurança em tempo real.

2.4 MARGENS DAS VARIÁVEIS DE CONTROLO OPERACIONAIS

2.4.1 FUNCIONAMENTO DO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL EM ESTADO NORMAL

8. 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 (região 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:

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

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

- c) Carga - Os níveis de carga dos elementos da 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 no ponto 3 do presente Procedimento.
- 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.
- Após contingência, a carga dos elementos da RNT pode atingir os valores estabelecidos no ponto 2.4.2 do presente Procedimento.
- d) Desvios máximos nas interligações - As regras que regem o funcionamento do sistema elétrico continental europeu síncrono estão definidas no *Synchronous Area Framework Agreement*, que detalha, para a região síncrona da Europa Continental, as regras gerais estabelecidas no Regulamento (UE) 2017/1485 da Comissão, de 2 de agosto de 2017, 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.

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 Procedimento, 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.

Com o mesmo fim, as reservas de regulação são complementadas, sempre que necessário, pelo produto estabelecido no Procedimento 13, 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.

- e) Reservas de Regulação de Potência Ativa - No ponto 5 do presente Procedimento estabelecem-se os requisitos de reservas de regulação primária e secundária, reservas de restabelecimento da frequência com ativação manual e reservas de reposição.
- f) Reserva de Regulação de Potência Reativa - Em cada zona elétrica deve-se dispor de reserva de potência reativa suficiente para fazer face às contingências consideradas no ponto 2.4.2 do presente Procedimento sem que se superem os limites estabelecidos no dito ponto para as tensões nos nós.

2.4.2 CRITÉRIOS DE SEGURANÇA

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

- a) Falha Simples (critério n-1) - 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%.

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

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

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

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

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

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

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

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

- c) Falha sucessiva do maior grupo gerador, 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.

10. A tabela 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 a reserva disponível de regulação primária, secundária e de restabelecimento da frequência com ativação manual, estabelecida no presente Procedimento.

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

11. Deve ainda considerar-se o seguinte:

- a) Adicionalmente, aos critérios anteriores, a 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, a GGS deve

estabelecer um Plano de Salvaguarda específico, em colaboração com os agentes afetados, para reduzir ao máximo os efeitos que poderão advir da falha posterior da outra linha.

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

2.5 MEDIDAS EXTRAORDINÁRIAS DE SEGURANÇA

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

3 ESTABELECIMENTO DOS NÍVEIS DE CARGA ADMISSÍVEIS

13. A 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.

3.1 LIMITES TÉRMICOS

14. 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.

15. 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.

16. 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.

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

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

18. 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.

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

3.2 METODOLOGIA DE CÁLCULO

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

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

e a temperatura da especificação do condutor e da radiação solar. Considera-se uma velocidade do vento de 0,6 m/s.

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

3.3 PERIODICIDADE DO CÁLCULO DOS NÍVEIS ADMISSÍVEIS DE CARGA

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

4 CONDIÇÕES DE ENTREGA DE ENERGIA ELÉTRICA NOS PONTOS FRONTEIRA DA RNT

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

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

24. Relativamente às variações de frequência e tensão nos nós fronteira da RNT, aplica-se o estabelecido no ponto 2.4 do presente Procedimento, 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.

5 RESERVAS PARA A REGULAÇÃO FREQUÊNCIA/POTÊNCIA

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

26. 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) Reserva de regulação primária;
- b) Reserva de regulação secundária;

- c) Reservas de Restabelecimento da Frequência com ativação manual (mFRR);
- d) Reservas de reposição (RR).

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

5.1 RESERVA DE REGULAÇÃO PRIMÁRIA

28. A GGS determina e publica em cada ano as necessidades de reserva de regulação primária 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.

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

- a) O desvio de frequência em regime transitório será inferior a 800 mHz, não sendo ativados os primeiros escalões de deslastre de carga por frequência;
- b) Considerando uma reserva primária 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 reserva de regulação primária usada e o desvio de frequência de 15 000 MW/Hz.

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

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

onde:

RP	Reserva de regulação primária exigida (MW);
RP _T	Reserva mínima de regulação primária estabelecida para o conjunto do sistema europeu 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.

31. 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.

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

33. A reserva de regulação primária 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.

5.2 RESERVA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

34. A reserva que se deve manter em regulação secundária no SEN é determinada pela 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.

35. O início da atuação da regulação secundária 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.

36. Para o estabelecimento dos níveis de reserva de regulação secundária, a 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.

5.3 RESERVAS DE RESTABELECIMENTO DE FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO MANUAL

5.3.1 NECESSIDADES DE RESERVAS DE RESTABELECIMENTO DE FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO MANUAL PARA SUBIR

37. As necessidades de reservas de mFRR para subir, em cada período de entrega, são estabelecidas pela 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.

5.3.2 NECESSIDADES DE RESERVAS DE RESTABELECIMENTO DE FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO MANUAL PARA BAIXAR

38. As necessidades de reservas de mFRR para baixar, em cada período de entrega, são estabelecidas pela 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.

5.3.3 NECESSIDADES ADICIONAIS DE RESERVAS DE RESTABELECIMENTO DE FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO MANUAL

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

- a) Quando o consumo para cada período de entrega previsto pela 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 termoeletricos seja superior à mFRR estabelecida.

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

5.4 RESERVAS DE REPOSIÇÃO

5.4.1 NECESSIDADES DE RESERVAS DE REPOSIÇÃO PARA SUBIR

41. As necessidades de reserva de RR para subir, em cada período de entrega, são estabelecidas pela 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.

5.4.2 NECESSIDADES DE RESERVAS DE REPOSIÇÃO PARA BAIXAR

42. As necessidades de reserva de RR para baixar, em cada período de entrega, são estabelecidas pela 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.

6 ESTABELECIMENTO DOS PLANOS DE SEGURANÇA

43. A 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.

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

- a) Planos de Salvaguarda;

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

6.1 PLANOS DE SALVAGUARDA

45. 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.

46. Nos Planos de Salvaguarda são estabelecidas:

- a) As ações corretivas pós-contingência, incluindo planos de teledisparo das instalações de produção, bombagem e de armazenamento, 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.

47. Nos planos de salvaguarda, a GGS pode estabelecer planos de teledisparo de instalações de produção, bombagem e de armazenamento 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.

48. 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.

6.2 PLANOS DE EMERGÊNCIA

49. 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.

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

6.2.1 DESLASTRE AUTOMÁTICO DE CARGAS

51. A 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.

52. 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.

53. 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.

54. 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.

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

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

57. 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.

58. 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.

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

6.2.2 DESLASTRE SELETIVO DE CARGAS

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

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

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

63. 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.

64. 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.

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

-
- a) Limiar de deslastre - A GGS emite as instruções de deslastre quando se verificar alguma das condições, que se indicam a seguir, nos parâmetros associados às variáveis de controlo:
- 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 - A 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 deslastes devem iniciar-se preferencialmente começando com os circuitos correspondentes a consumos industriais, continuando com as zonas rurais, seguindo-se os clientes domésticos e, em último caso, afetando os serviços públicos e zonas comerciais.
 - v) Se a carga a deslastrar for superior à contemplada nos Planos de Deslastre de Carga, ou o tempo disponível para executar os deslastes não for suficiente para por em prática estes Planos, os operadores das redes de distribuição procedem ao deslastre de cargas por nós completos da rede de distribuição, assegurando a compatibilidade dos deslastes com as instruções emitidas pela GGS.
- d) Relativamente à Comunicação da Instrução de Redução, a GGS observa o seguinte:
- i) No caso das situações de deslastre poderem ser previstas antecipadamente, a 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 na secção anterior.
 - ii) No caso das situações de deslastre não poderem ser previstas antecipadamente, os deslastes são executados imediatamente, procedendo a GGS ao corte de consumos a partir das saídas da rede de transporte, de acordo com os planos pré-estabelecidos em colaboração com o ORD.
- e) Confirmação do Deslastre - O ORD confirma à GGS a execução dos deslastes de cargas.
- f) Confirmação da Normalização do Abastecimento após Deslastre - O ORD confirma à GGS a normalização do abastecimento elétrico, indicando as potências, tempo e energias não abastecidas, indexando esta informação com o correspondente Plano de Deslastre de Carga.
- g) Informação emitida pela GGS na sequência de deslastre de cargas - Com a maior brevidade possível, a GGS envia uma informação aos Organismos Ministeriais e à ERSE, na qual se pormenorizam todos os aspetos relevantes do incidente que tenha provocado o deslastre de carga.

6.3 PLANOS DE REPOSIÇÃO DO SERVIÇO

66. 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.

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

68. 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.

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

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

71. 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.

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

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

6.4 ARTICULAÇÃO COM O CÓDIGO DE REDE RELATIVO AOS ESTADOS DE EMERGÊNCIA E DE RESTABELECIMENTO

74. Os planos referidos no presente Procedimento, nas secções 6.2 e 6.3, 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.

Procedimento 6

PROGRAMAÇÃO DE EXPLORAÇÃO E RESOLUÇÃO DE DESVIOS

1 ÂMBITO

1. Este Procedimento estabelece quer o processo de programação diária da exploração a partir dos resultados dos mercados organizados e das transações efetuadas através de contratação bilateral, de forma a garantir-se a cobertura do consumo e a segurança do sistema, quer o mecanismo para a resolução de desvios entre a geração e o consumo.
2. O horizonte diário define-se como o período compreendido entre as 23:00 horas do dia d-1 e as 23:00 horas do dia d.
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 Regulação Secundária;
 - c) Resolução de restrições técnicas após publicação do PDVD;
 - d) Criação dos Programas Horários Finais resultantes das sessões do mercado intradiário;
 - e) Criação dos Programas Horários Finais após o mercado contínuo;
 - f) Criação do Programa após o Mercado de Reservas de reposição;
 - g) Resolução de Desvios e de Resolução de Restrições técnicas após criação de PHF.

2 CRIAÇÃO DO PROGRAMA DIÁRIO VIÁVEL DEFINITIVO (PDVD)

4. O ONME, após a realização do processo de encontro de ofertas no mercado diário, envia à GGS antes da hora estabelecida em Aviso da 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.
5. Após receção do PDBC, a 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 Procedimento 8, nomeadamente:

- a) Ofertas para Resolução de Restrições Técnicas no PDBF;
- b) Repartição por Unidade Física, da energia contratada no mercado organizado e/ou, através de contratação bilateral, pelas distintas Unidades de Programação;
- c) Para os períodos que a GGS solicite, as potências hidráulicas máximas que possam ser fornecidas, no caso de serem requeridas por razões de segurança do sistema, durante um tempo máximo de 4 e 12 horas.
- d) Para o horizonte de programação, o agente de mercado deve fornecer indicação do número de minutos necessário para realização do paralelo dos grupos, tendo em atenção o estado em que se encontram os grupos termoelétricos.

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

7. 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, a GGS realiza análises de segurança para detetar possíveis restrições técnicas no PDBF e suas possíveis soluções.

8. A 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 Procedimento 8.

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

10. 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 pela GGS até ao prazo estabelecido em Aviso da GGS.

3 MERCADO DE BANDA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

11. A GGS estabelece diariamente as necessidades de reserva de regulação secundária, para cada um dos períodos de entrega do dia seguinte, de acordo com o estabelecido no ponto 5.2 do Procedimento 5.

12. Estas necessidades de reserva de regulação secundária, para cada período de entrega do dia seguinte, são comunicadas pela GGS a todos os BSP, antes da hora estipulada em Aviso da GGS.

13. Salvo o disposto no Procedimento 11 relativo a situações excecionais, a comunicação das Ofertas de Banda de Regulação Secundária, para cada período de entrega e para cada Unidade Física, deve ser apresentada no período definido em Aviso da GGS.

14. Com o encerramento do período para a receção de Ofertas, a GGS executa o processo de contratação descrito no Procedimento 11, identificando as Unidades Físicas contratadas para fornecer Banda de Regulação Secundária e comunica aos BSP os resultados do mercado de Banda de regulação secundária, até à hora determinada em Aviso da GGS.

4 RESOLUÇÃO DE DESVIOS E DE RESTRIÇÕES TÉCNICAS NA FASE DE PROGRAMAÇÃO

15. Imediatamente após a publicação dos resultados do mercado de banda de regulação secundária e até à hora estabelecida em Aviso da GGS, os BSP submetem à GGS ofertas para o arranque de grupos termoelétricos compostas por termo fixo, termo variável e o estado dos grupos, possibilitando à GGS a colocação do grupo em qualquer ponto de funcionamento estável.

16. Caso os BSP não submetam ofertas para arranque de grupos termoelétricos ou o façam a custo económico superior ao das ofertas submetidas em mercado diário, consideram-se estas últimas como as ofertas válidas para a resolução de desvios e de restrições técnicas na fase de programação.

17. Para efeitos de validação das ofertas apresentadas pelos BSP, considera-se que o grupo da central está a produzir durante 5 horas no mínimo técnico.

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

19. Quando se preveja um desequilíbrio entre a geração e o consumo que origine um valor abaixo do valor mínimo de segurança de mFRR ou de RR, a GGS requer o arranque de grupos termoelétricos

20. Quando se preveja ou se verifique que a reserva de regulação secundária se encontra abaixo de um valor mínimo de segurança, a GGS, requer a utilização de mFRR e/ou de RR para regenerar a reserva de regulação secundária, utilizando para tal, o estabelecido no Procedimento 12.

5 INÍCIO DA NEGOCIAÇÃO DO MERCADO INTRADIÁRIO CONTÍNUO

21. Antes do início da negociação dos períodos de programação abrangidos pelo mercado intradiário contínuo, a 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.

5.1 SUSPENSÃO TEMPORÁRIA DAS TRANSAÇÕES INTERNACIONAIS NO MERCADO INTRADIÁRIO CONTÍNUO

22. 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, a GGS pode suspender a possibilidade de efetuar transações internacionais no mercado intradiário contínuo, desenvolvendo os seus melhores esforços para abreviar o tempo dessa suspensão.

6 INTERRUÇÃO DA NEGOCIAÇÃO DO MERCADO INTRADIÁRIO CONTÍNUO PARA REALIZAÇÃO DE SESSÕES

23. O ONME, após a interrupção momentânea da negociação do mercado intradiário contínuo, envia à GGS o Programa Incremental de Base de Contratação Intradiária do Contínuo (PIBCIC),

para o horizonte de programação em causa, com a discriminação por período de programação das transações estabelecidas no mercado intradiário contínuo, por Unidade de Programação ou de Portefólio.

7 CRIAÇÃO DO PROGRAMA HORÁRIO FINAL (PHF) APÓS AS SESSÕES INTRADIÁRIAS

24. O ONME, após a realização do processo de encontro de ofertas de compra e de venda nas diversas sessões do mercado intradiário, envia à GGS:

- a) O Programa Incremental de Base de Contratação Intradiária (PIBCI), para o horizonte de programação associada a cada sessão intradiária, correspondendo as 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 e a indicação se a mesma foi contratada.

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

26. Com a receção do PIBCI, o BSP comunica à GGS as repartições por Unidade Física da programação resultante da participação nas diferentes sessões do mercado organizado e através de contratação bilateral.

27. As repartições por Unidade Física apresentadas pelo BSP devem respeitar as declarações de disponibilidade, as limitações impostas pela GGS, quer tenham origem na rede de transporte ou de distribuição, e a Banda de Regulação Secundária contratada em cada Unidade Física.

28. 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.

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

30. As repartições quarto-horárias por Unidade Física Devem ser apresentadas no período definido em Aviso da GGS.

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

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

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

8 CRIAÇÃO DO PROGRAMA HORÁRIO FINAL (PHFC) APÓS O MERCADO INTRADIÁRIO CONTÍNUO

34. Após o fecho do mercado intradiário contínuo, o ONME envia à 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.

35. O BSP comunica à GGS as repartições quarto-horárias, por Unidade Física, da programação resultante da participação no mercado diário, no mercado intradiário e através de contratação bilateral.

36. As repartições quarto-horárias, por Unidade Física, apresentadas pelo BSP, devem respeitar as declarações de disponibilidade, as limitações impostas pela GGS e a Banda de Regulação Secundária contratada em cada Unidade Física.

37. Nas situações em que a receção do PIBCIC após o mercado intradiário contínuo não ocorra até 10 minutos após o fecho de negociação, a GGS considera, para efeitos da operação dos mercados de serviços de sistema, a repartição por Unidade Física comunicada pelo BSP.

38. Se até 10 minutos após o fecho da negociação não for recebido o PIBCIC e se o BSP não procedeu à atualização da repartição por Unidade Física, a GGS utiliza a última repartição por Unidade Física válida.

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

40. Em caso de incoerência entre a informação das repartições por Unidade Física após o mercado intradiário contínuo e as ofertas de reservas de reposição, a 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 Procedimento 14.

41. Em caso de incoerência entre a informação das repartições por Unidade Física e as ofertas de mFRR, a GGS considera válida a repartição por Unidade Física e procede à correção da oferta de mFRR apresentada, de acordo com o disposto no Procedimento 12.

42. O PHFC por Unidade de Programação é posteriormente comunicado pela GGS aos Agentes de Mercado e ao ONME.

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

9 CRIAÇÃO DO PROGRAMA INCORPORANDO AS CONTRATAÇÕES DE RESERVAS DE REPOSIÇÃO APÓS O MERCADO DE RESERVAS DE REPOSIÇÃO

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

45. A GGS comunica aos BSP as contratações de RR, até ao prazo definido em Aviso da GGS.

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

47. O BSP comunica à GGS as repartições, por período de entrega e por Unidade Física, da programação resultante da participação nos diversos mercados anteriores.

48. As repartições referidas no parágrafo anterior devem respeitar as declarações de disponibilidade, as limitações impostas pela GGS, a Banda de regulação secundária contratada em cada Unidade Física e as contratações de Reservas de reposição por Área de Ofertas.

49. 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, a 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.

50. 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, a GGS utiliza a última repartição por Unidade Física válida.

51. Em caso de incoerência entre a informação das repartições por Unidade Física após o mercado de Reservas de reposição e as ofertas de mFRR, a GGS considera válida a repartição por Unidade Física e procede à correção da oferta de mFRR apresentada, de acordo com o disposto no Procedimento 12.

52. O programa resultante é posteriormente comunicado aos BSP pela GGS.

10 MECANISMOS EXCECIONAIS DE RESOLUÇÃO

53. 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 Procedimento, a 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.

Procedimento 7

CONTRATAÇÃO BILATERAL

1 ÂMBITO

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

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

2 CELEBRAÇÃO

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

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

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

- a) Verificação que, a partir do momento da receção da informação nas suas instalações, o contrato bilateral não vigora antes do prazo previsto em Aviso da GGS;
- b) Verificação que as duas entidades contraentes detêm o estatuto de Agente de Mercado;
- c) Verificação que, no momento da submissão da informação, a energia máxima declarada na informação de celebração de contratos bilaterais é inferior à máxima capacidade de entrega ou receção declarada das Unidades de Programação participantes.

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

3 RESCISÃO

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

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

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

4 ARTICULAÇÃO ENTRE A GGS E O OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

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

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

5 CONCRETIZAÇÃO

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

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

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

resultados do mercado organizado ocorrer depois das 10:00 horas, imediatamente após à publicação destes.

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

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

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

Define-se máxima capacidade de venda como sendo:

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

Define-se máxima capacidade de aquisição como:

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

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

Procedimento 8

RESOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES TÉCNICAS INTERNAS

1 ÂMBITO

1. Este Procedimento 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 produção transporte que, por afetar as condições de segurança, qualidade e fiabilidade do fornecimento estabelecidas no presente Manual de Procedimentos, requeira, de acordo com o critério técnico da GGS, a modificação dos programas.
3. Entende-se por restrição técnica aplicável na RND, qualquer circunstância ou incidência, identificada pelo ORD, derivada da situação produção-distribuição que, por afetar as condições de segurança, qualidade e fiabilidade no fornecimento de energia elétrica estabelecidas para a RND, requeira a modificação dos programas.

2 RESOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES TÉCNICAS NO PDBF

4. A GGS deve verificar diariamente a exequibilidade técnica do PDBF, de acordo com os critérios de segurança definidos no Procedimento 5, 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.
5. O processo de resolução de restrições técnicas no PDBF consta de duas fases diferenciadas:
 - a) Fase 1: Modificação da programação do PDBF por critérios de segurança;
 - b) Fase 2: Modificação da programação do PDBF para reequilíbrio entre geração e consumo.

2.1 DESAGREGAÇÃO DO PDBF E INFORMAÇÕES ADICIONAIS PARA VERIFICAÇÃO TÉCNICA

6. Após a publicação do PDBF e até ao prazo estabelecido em Aviso da GGS, a GGS deve dispor da seguinte informação:

- a) Informação correspondente à repartição por Unidade Física dos programas de venda e aquisição de energia incorporados no PDBF.
- i) A GGS deverá receber dos BSP, a informação relativa à repartição por Unidade Física, da energia programada no PDBF, em cada Unidade de Programação;
 - ii) Devem apresentar a repartição por Unidade Física dos programas contratados no mercado diário e/ou através de contratação bilateral, todos os Agentes de Mercado que detenham Unidades de Programação correspondentes a:
 - Consumo em bombagem ou injeção em armazenamento;
 - Consumo e produção em instalações com acesso à rede com restrições;
 - Produção ou injeção na rede a partir de armazenamento.
 - iii) Na ausência de uma repartição por Unidade Física válida e em situações excepcionais, para possibilitar a realização da análise de segurança da programação resultante e detetar a existência de eventuais restrições técnicas, a GGS procede à elaboração de uma repartição por Unidade Física dos programas contratados.
- b) Informação relativa às potências máximas hidráulicas que podem ser mantidas durante 4 e 12 horas.
- Nos períodos de maior consumo de energia elétrica, para os quais a GGS o solicite, os Agentes de Mercado detentores de Unidades Físicas hídricas devem facultar à GGS, para a sua consideração nas análises de segurança do SEN, a informação referente aos máximos valores de potência, expressos em MW, que podem ser fornecidos pelo correspondente aproveitamento hidroelétrico, de forma adicional à potência incorporada no PDBF para a dita unidade, e que podem ser mantidos durante um tempo máximo de 4 e 12 horas.
- c) 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).
- d) Restrições ao funcionamento das Unidades Físicas que tenham sido previamente identificadas pelo ORD.

2.2 OFERTAS PARA RESOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES TÉCNICAS NO PDBF

7. As Ofertas para Resolução de Restrições Técnicas no PDBF, devem ser apresentadas até ao prazo estabelecido em Aviso da GGS.

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

2.2.1 APRESENTAÇÃO DE OFERTAS

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

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

2.2.2 CARACTERÍSTICAS DAS OFERTAS

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

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

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

2.2.3 VALIDAÇÃO DAS OFERTAS

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

- a) Se a Unidade de Programação não apresentou ofertas no mercado diário, a GGS retira a totalidade ou parte dos pares com preços mais baixos até que a energia total disponível para baixar declarada perfaça a energia horária correspondente ao resultado da diferença acima considerada;
- b) Se a Unidade de Programação apresentou ofertas no mercado diário, a GGS rejeita, para a unidade de programação em causa, a oferta de resolução de restrições técnicas no PDBF, apresentada pelo respetivo Agente de Mercado, sendo utilizadas:
 - i) As ofertas encontradas no mercado diário, afetas à Unidade de Programação de produção;
 - ii) As ofertas não encontradas no mercado diário, relativas a unidades de programação de consumo para bombagem.

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

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

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

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

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

- a) Se a Unidade de Programação não apresentou ofertas no mercado diário, a GGS retira a totalidade ou parte dos pares com preços mais elevados até que a energia total declarada perfaça a energia horária equivalente à respetiva potência máxima, corrigida por eventuais indisponibilidades;
- b) Se a Unidade de Programação apresentou ofertas no mercado diário, a GGS rejeita, para a unidade de programação em causa, a oferta para resolução de restrições técnicas no PDBF, apresentada pelo respetivo Agente de Mercado, sendo utilizadas:
 - i) As ofertas não encontradas no mercado diário, afetas à Unidade de Programação de produção;
 - ii) As ofertas encontradas no mercado diário, relativas a unidades de programação de consumo para bombagem.

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

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

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

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

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

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

2.3 FASE 1 - MODIFICAÇÃO DA PROGRAMAÇÃO DO PDBF POR CRITÉRIOS DE SEGURANÇA

21. 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.

2.3.1 IDENTIFICAÇÃO DAS RESTRIÇÕES TÉCNICAS

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

23. 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.

24. Previamente à análise de restrições técnicas a realizar pelo ORD, a GGS coloca à sua disposição a repartição por Unidade Física das instalações ligadas na RND que foi submetida pelos Agentes de Mercado.

25. A responsabilidade da identificação das restrições técnicas na RND é do ORD, que deve comunicar à GGS as limitações às Unidades Físicas, para que a GGS as incorpore nas diferentes fases da programação.

26. Sobre os cenários anteriores, a GGS efetua as análises de segurança necessárias para todo o horizonte da programação e identifica as restrições técnicas que afetam o PDBF, de acordo com os critérios de segurança, qualidade e fiabilidade, detalhados no Procedimento 5.

2.3.2 RESOLUÇÃO DAS RESTRIÇÕES E VALORIZAÇÃO

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

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

29. Para o efeito, são utilizados os seguintes meios:

- a) Incremento da energia programada no PDBF – Mobilização das Unidades de Programação associadas a instalações de produção (energia a subir) ou bombagem (energia a baixar), mediante a utilização das ofertas para resolução de restrições técnicas no PDBF identificadas no ponto 2.2 do presente Procedimento.
- b) Redução de energia programada no PDBF - Todas as reduções de produção e/ou de consumo para bombagem efetuadas no PDBF, durante a Fase 1 do processo de resolução de restrições técnicas no PDBF, são valorizadas a preço de encontro.

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

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

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

33. 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 da consideração da maior receita diária devida à consideração dos seguintes pressupostos:

- a) Oferta simples: considera-se o preço médio ponderado, resultante da valorização dos blocos a mobilizar no todo ou em parte, de acordo com o PDVD, afetos às ofertas para resolução de restrições técnicas no PDBF, identificadas no ponto 2.2 do presente Procedimento;
- b) Oferta complexa: considera-se o preço da produção oferecida (termo variável da oferta complexa), majorado pelo preço resultante de dividir o custo de arranque (termo fixo da oferta complexa), pela energia total que produzirá, de acordo com o PDVD.

34. No caso de o ORD ter comunicado previamente à GGS a existência de limitações ao funcionamento de Unidades Físicas ligadas à RND, a GGS incorpora essas mesmas limitações na Fase 1 da resolução das restrições técnicas.

2.4 IMPLEMENTAÇÃO E RESOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES TÉCNICAS NO PDBF

35. Para o estabelecimento dos redespachos de energia necessários para a resolução de restrições técnicas no PDBF, são respeitados os valores de energia correspondentes quer às potências mínimas e máximas técnicas dos grupos geradores, quer às potências nominais das unidades de consumo de bombagem e são tidos em consideração possíveis limitações transitórias desses valores de potência que tenham sido comunicados à GGS, não se considerando outras limitações distintas próprias de cada Unidade de Produção, tais como rampas máximas de subida

e descida de carga de grupos termoeletricos, entre outras, que devem ser geridas, quando necessário, nos mercados intradiários subsequentes pelos Agentes de Mercado titulares das Unidades de Oferta correspondentes a esses grupos.

36. A GGS ao aplicar redespachos de energia a subir sobre Unidades de Programação correspondentes a centrais reversíveis de bombagem, tem em conta a capacidade da albufera 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.

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

38. 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, a GGS atribui 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 se requer a entrada em serviço ou o aumento de produção/injeção na rede de uma ou várias Unidades Físicas que a integram;
 - ii) Unidade de Programação de Cliente, Consumo em Bombagem ou injeção em armazenamento, para a qual se requer uma redução do programa de aquisição previsto no PDBF.
 - iii) Unidade Física associada a uma instalação de produção ou sistema de armazenamento para qual se requer a sua entrada em serviço ou aumento de produção/injeção na rede;

- iv) Unidade Física com um programa de aquisição para qual se requer uma redução do programa de aquisição previsto no PDBF.
- b) UDL (Unidade de Despacho Limitado):
- i) Unidade de Programação em que as Unidades Físicas que a integram têm de reduzir a sua produção/injeção na rede ou aumentar o seu consumo;
 - ii) Unidade Física associada a uma instalação de produção ou sistema de armazenamento para qual se requer a redução de produção/injeção na rede;
 - iii) Unidade Física para qual se requer um aumento do programa de aquisição previsto no PDBF.
- c) UDR (Unidade de Descida Restringida):
- i) Unidade de Programação em que, por razões de segurança, uma ou várias das Unidades Físicas que a integram devem manter uma certa produção/injeção na rede mínima.
 - ii) Unidade de Programação de Cliente, Consumo em Bombagem ou injeção em armazenamento, programada ou não no PDBF, correspondente a um consumo cujo programa, por razões de segurança do sistema, não pode superar um determinado valor;
 - iii) Unidade Física associada a uma instalação de produção ou instalação de armazenamento, que deve manter uma certa produção/injeção na rede mínima;
 - iv) Unidade Física com um programa de aquisição programada ou não no PDBF, cujo programa, por razões de segurança do sistema, não pode superar um determinado valor.
- d) USR (Unidade de Subida Restringida):
- i) Unidade de Programação em que, por razões de segurança, uma ou várias das Unidades Físicas que a integram não podem admitir produções/injeções na rede superiores a um máximo estabelecido;
 - ii) Unidade de Programação de Cliente, Consumo em Bombagem ou injeção em armazenamento, programada no PDBF, correspondente a um consumo cujo programa, por razões de segurança do sistema, não pode ser inferior a um determinado valor;

- iii) Unidade Física associada a uma instalação de produção ou sistema de armazenamento que, por razões de segurança, está limitada a uma certa produção/injeção na rede máxima;
- iv) Unidade Física com um programa de aquisição programada no PDBF, cujo programa, por razões de segurança do sistema, não pode ser inferior a um determinado valor.

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

40. A atribuição das etiquetas UDO, UDL, UDR ou USR restringe posteriores redespachos que possam afetar as correspondentes Unidades de Programação, nomeadamente:

- a) A etiqueta UDO só permite redespachos a subir e a etiqueta UDL apenas permite redespachos para baixar;
- b) As etiquetas UDR e USR apenas permitem redespachos que respeitem os limites de potência máxima a baixar e a subir, respetivamente, por eles estabelecidos.

41. Estas limitações nos redespachos podem cessar caso a GGS elimine as limitações, perante modificações no SEN e que tenham feito cessar as condições que provocavam a restrição.

42. Quando as etiquetas UDO, UDL, UDR ou USR 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.

43. 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.

44. A 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.

2.5 FASE 2 – MODIFICAÇÃO DA PROGRAMAÇÃO DO PDBF PARA REEQUILÍBRIO ENTRE A GERAÇÃO E O CONSUMO

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

46. Para o efeito, a GGS utiliza os seguintes meios:

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

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

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

- a) Oferta simples: considera-se o preço médio ponderado, resultante da valorização dos blocos a mobilizar no todo ou em parte, de acordo com o PDVD, afetos às ofertas para resolução de restrições técnicas no PDBF, identificadas no ponto 2.2 do presente Procedimento;
- b) Oferta complexa: considera-se o preço da produção oferecida (termo variável da oferta complexa), majorado pelo preço resultante de dividir o custo de arranque (termo fixo da oferta complexa) pela energia total que produzirá, de acordo com o PDVD.

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

50. Ao mesmo tempo, todas as reduções de consumo para bombagem efetuadas no PDBF, durante a Fase 2 do processo de resolução de restrições técnicas no PDBF, são valorizadas tendo em conta as ofertas para resolução de restrições técnicas no PDBF, identificadas no ponto 2.2 do presente Procedimento, limitando a valorização dos blocos de energia mobilizados a um preço máximo de 115% do preço de encontro.

51. No âmbito do parágrafo anterior, caso o preço de encontro do mercado diário seja negativo limita-se a valorização dos blocos de energia mobilizados a um preço máximo de 115% da média dos últimos sete preços positivos tendo em conta o período de programação homólogo.

2.6 INDISPONIBILIDADES DAS UNIDADES FÍSICAS APÓS PUBLICAÇÃO DO PDBF

52. 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, antes das 12:00 horas, a GGS reajusta o programa previsto para a resolução de restrições técnicas no PDBF, de acordo com a última informação disponível em relação às indisponibilidades das Unidades Físicas.

53. Se a informação for recebida após as 12:00 horas, a 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 no ponto 2.2 do presente Procedimento.

54. 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 limitações de programa por razões de segurança, o Agente de Mercado pode recorrer ao mercado intradiário para recomprar o programa previsto no PDVD e que não pôde produzir.

2.7 INFORMAÇÃO AO ONME, AO ORD E AOS AGENTES DE MERCADO

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

- a) Informação que a GGS coloca à disposição do ONME:
 - i) O programa diário viável definitivo (PDVD), resultante do processo de resolução de restrições técnicas no PDBF.
 - ii) As limitações por segurança aplicadas sobre os programas das Unidades de Programação, para evitar que em processos e mercados posteriores se gerem novas restrições.
- b) Informação que a 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 pela GGS às Unidades Físicas ligadas à RND.
- c) Informação que a GGS coloca à disposição dos Agentes de Mercado:
 - i) A informação colocada à disposição do ONME;
 - ii) As limitações por segurança aplicadas sobre os programas das Unidades Físicas;
 - iii) As mobilizações de energia 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 energia 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 a GGS coloca à disposição dos BSP:
 - i) As limitações por segurança aplicadas sobre os programas das Unidades Físicas;

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

57. A GGS publica diariamente, conjuntamente com o PDVD, as limitações às ofertas que se devem impor nas Unidades de Programação, Unidades Físicas, para não modificar as condições previstas na segurança do sistema.

58. O ORD, tendo em atenção a alteração das condições de exploração prevista para a RND, pode enviar à GGS alterações às limitações às transações que as Unidades Físicas ligadas na RND podem estabelecer.

59. No seguimento da comunicação prevista no parágrafo anterior, a GGS comunica, por Unidade de Programação, ao ONME, todas as limitações que forem impostas pelo ORD.

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

3 RESOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES TÉCNICAS APÓS PUBLICAÇÃO DO PDVD

3.1 OFERTAS PARA RESOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES TÉCNICAS APÓS PUBLICAÇÃO DO PDVD

61. 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 da GGS.

3.1.1 APRESENTAÇÃO DE OFERTAS

62. Os BSP que detenham 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 a preço de encontro do mercado diário.

3.1.2 CARACTERÍSTICAS DAS OFERTAS

63. O BSP deve comunicar, para cada Unidade Física que esteja associada a um grupo termoelétrico, a seguinte informação:

- a) Termo Fixo (€);

- b) Termo Variável (€/MWh);
- c) Gradiente de subida de carga (MW/h);
- d) Número de minutos mínimo para paralelo.

64. A última comunicação aceite pela 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.

3.1.3 PARÂMETROS DINÂMICOS

65. O BSP deve manter atualizada junto da GGS informação sobre os parâmetros dinâmicos dos grupos, nomeadamente o gradiente de subida de carga e a potência máxima prevista.

66. A comunicação de novos parâmetros dinâmicos deve ser efetuada até ao prazo estabelecido em Aviso da GGS, sempre que se justifique, por forma a produzir efeitos nas mobilizações que ocorram no dia seguinte.

3.2 PROCESSO DE RESOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES TÉCNICAS APÓS PUBLICAÇÃO DO PDVD

67. A 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.

68. Para a resolução de uma violação dos critérios de segurança que exija a modificação dos programas de uma ou várias Unidades Físicas, a 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.

69. A energia mobilizada pela GGS no âmbito do presente mecanismo tem em atenção os parâmetros dinâmicos do grupo termoelétrico, incluindo o número de minutos mínimo para paralelo.

70. O arranque de um grupo termoelétrico efetuado no presente mecanismo torna-se firme após o início dos procedimentos de arranque do respetivo grupo termoelétrico.

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

72. 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 como tempo mínimo as 4 horas.

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

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

- a) Antes do início dos procedimentos de arranque: Não é pago ao 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 número de minutos comunicado na Oferta para Resolução de Restrições Técnicas após publicação do PDVD;
- b) Depois do início dos procedimentos de arranque: É paga ao BSP uma fração do termo fixo apresentado na Oferta para Resolução de Restrições Técnicas após publicação do PDVD, repartido pelos períodos de programação compreendido entre início dos procedimentos de arranque e o seu cancelamento, sendo o custo associado determinado de acordo com a seguinte equação:

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

Sendo:

TF' – Parcela do Termo Fixo pago 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 electroprodutor.

75. Através deste mecanismo, a GGS pode efetuar antecipações do paralelo dos grupos termoelétricos que já foram programados por este ou por outros mecanismos.

76. 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.

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

- a) Informação que reflita as mobilizações solicitadas pela GGS no âmbito do processo de resolução de restrições técnicas após publicação do PDVD;
- b) As limitações às ofertas que se devem impor nas Unidades de Programação e nas Unidades Físicas, para não modificar as condições previstas na segurança do SEN.

78. O BSP ao qual tenha sido solicitado um arranque de grupo termoelétrico através do processo de resolução de restrições técnicas após a publicação do PDVD, pode solicitar a alteração da Unidade Física que presta o serviço, desde que as mesmas sejam equivalentes do ponto de vista técnico e operacional e não se sobreponham no mesmo período de programação.

79. Para o efeito, o BSP deve apresentar o pedido de troca à GGS, até ao prazo definido em Aviso da GGS, identificando as Unidades Físicas abrangidas, o qual é aceite, desde que tecnicamente válido.

80. A GGS, caso aceite o pedido do BSP, até ao prazo definido em Aviso da GGS, procede à transferência da energia mobilizada, 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.

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

3.3 INFORMAÇÃO AO ONME E AOS BSP

82. Como resultado do processo de resolução de restrições técnicas, a GGS põe à disposição do ONME e dos BSP, nos prazos estabelecidos neste Manual, a seguinte informação:

- a) Ao ONME: 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 ONME;
 - 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.

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

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

4 RESOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES TÉCNICAS APÓS PUBLICAÇÃO DO PHF

85. A 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.

86. Para a resolução de uma violação dos critérios de segurança que exija a modificação dos programas de venda ou aquisição de uma ou várias unidades, a GGS adota a solução que representa o menor custo nas situações em que se evite que o SEN entre no estado de alerta.

87. Adicionalmente, a pedido do ORD, a GGS também pode modificar os programas de venda ou de aquisição de uma ou várias Unidades Físicas, para resolução de restrições técnicas na RND.

88. 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, a GGS atribui as modificações da produção correspondentes à solução adotada, indicando, para cada Unidade Física e para Área de Ofertas, a etiqueta correspondente:

- a) UDO (Unidade de Despacho Obrigatório):
 - i) Área de Ofertas em que se requer a entrada em serviço ou o aumento de produção/injeção na rede de uma ou várias Unidades Físicas que a integram;
 - ii) Área de Ofertas para a qual se requer uma redução do programa de aquisição previsto no PHF;
 - iii) Unidade Física associada a uma instalação de produção ou sistema de armazenamento, para a qual se requer a sua entrada em serviço ou aumento de produção/injeção na rede;
 - iv) Unidade Física com um programa de aquisição para a qual se requer uma redução do programa de aquisição previsto no PHF.
- b) UDL (Unidade de Despacho Limitado):
 - i) Área de Ofertas em que as Unidades Físicas que a integram têm de reduzir a sua produção/injeção na rede ou aumentar o seu consumo;
 - ii) Unidade Física associada a uma instalação de produção ou sistema de armazenamento para a qual se requer a redução de produção/injeção na rede;
 - iii) Unidade Física para a qual se requer um aumento do programa de aquisição previsto no PHF.
- c) UDR (Unidade de Descida Restringida):
 - 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;

- ii) Área de Ofertas, programada ou não no PHF, correspondente a um consumo cujo programa, por razões de segurança do sistema, não pode superar um determinado valor;
 - iii) Unidade Física associada a uma instalação de produção ou instalação de armazenamento, que deve manter uma certa produção/injeção na rede mínima;
 - iv) Unidade Física com um programa de aquisição programada ou não no PF, cujo programa, por razões de segurança do sistema, não pode superar um determinado valor.
- d) USR (Unidade de Subida Restringida):
- i) Área de Ofertas em que, por razões de segurança, uma ou várias Unidades Físicas que a integram não podem admitir produções/injeções na rede superiores a um máximo estabelecido;
 - ii) Área de Ofertas, com energia programada no PHF, correspondente a um consumo cujo programa, por razões de segurança do sistema, não pode ser inferior a um determinado valor;
 - iii) Unidade Física associada a uma instalação de produção ou sistema de armazenamento que, por razões de segurança, está limitada a uma certa produção/injeção na rede máxima;
 - iv) Unidade Física com um programa de aquisição programada no PDBF, cujo programa, por razões de segurança do sistema, não pode ser inferior a um determinado valor.

89. A resolução de restrições técnicas após publicação do PHF é realizada através da mobilização para subir ou para baixar de Áreas de Ofertas e/ou mediante a utilização das ofertas de mFRR.

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

91. 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 através de mFRR.

92. Caso os preços afetos aos blocos mobilizados para resolução de restrições técnicas sejam respetivamente, em mobilizações a subir, inferiores ao preço de mFRR a subir, no processo de ativação programada e ativação direta, e, em mobilizações a baixar, superiores ao preço de mFRR

a baixar, no processo de ativação programada, os blocos mobilizados são valorizados ao preço de mFRR, no processo de ativação programada e ativação direta, afeto a cada um dos sentidos de regulação.

93. 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 de mFRR, no processo de ativação programada ou, na sua ausência, com a média aritmética dos preços marginais de mFRR no processo de ativação programada dos últimos sete dias, tendo em conta o período de entrega homólogo.

94. A GGS comunica aos BSP afetados a programação realizada para resolver as restrições técnicas, que se considera como firme.

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

5 FALHA E INCUMPRIMENTOS DA INSTRUÇÃO DE ARRANQUE

96. 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.

97. Na situação do parágrafo anterior, não é valorizado o termo fixo da respetiva oferta.

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

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

Sendo:

TF'' – Parcela do Termo Fixo a devolver pelo 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 MWh;

T – Número de períodos de integração quarto-horários afetos ao horizonte de programação do arranque solicitado.

6 MECANISMOS EXCECIONAIS DE RESOLUÇÃO

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

100. 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.

101. 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.

102. A energia programada para a resolução de restrições técnicas após a publicação do PHF, é valorizada ao preço marginal de mFRR das ativações programadas do mesmo período de entrega e, na sua ausência, à média aritmética dos preços marginais de mFRR no processo de ativação programada dos últimos sete dias, tendo em conta o período de programação homólogo.

7 DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÃO

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

7.1 RESOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES TÉCNICAS NO PROGRAMA DIÁRIO BASE DE FUNCIONAMENTO

7.1.1 RESOLUÇÃO DAS RESTRIÇÕES TÉCNICAS NO PDBF

104. Relativamente à resolução das restrições técnicas no PDBF, a GGS divulga a seguinte informação:

- a) Listagem das restrições técnicas identificadas e das mobilizações de energia 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).

7.1.2 REEQUILÍBRIO ENTRE GERAÇÃO E CONSUMO

105. Relativamente ao reequilíbrio entre geração e consumo, a GGS divulga a seguinte informação:

- a) Listagem das mobilizações de energia 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).

7.2 RESOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES TÉCNICAS APÓS PUBLICAÇÃO DO PDVD

106. Relativamente à resolução das restrições técnicas após publicação do PDVD, a GGS divulga a seguinte informação:

- a) Listagem das mobilizações de energia 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).

7.3 RESOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES TÉCNICAS APÓS PUBLICAÇÃO DO PHF

107. Relativamente à resolução das restrições técnicas após publicação do PHF, a GGS divulga a seguinte informação:

- a) Listagem das mobilizações de energia 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).

Procedimento 9

CONTROLO DE TENSÃO

1 ÂMBITO

Este Procedimento estabelece os critérios gerais para o controlo de tensão nos nós da RNT, de acordo com os critérios de segurança e funcionamento para a operação do sistema elétrico exigíveis, de acordo com o estabelecido no Procedimento 5. Este Procedimento aplica-se à GGS, produtores, operador da rede de distribuição e consumidores diretamente ligados à RNT.

2 ATUAÇÕES PARA O CONTROLO DE TENSÕES

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

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

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

3 SERVIÇOS DE PRESTAÇÃO OBRIGATÓRIA

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

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

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

4 SERVIÇOS DE PRESTAÇÃO NÃO OBRIGATÓRIA

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

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

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

Procedimento 10

REGULAÇÃO PRIMÁRIA

1 ÂMBITO

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

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

2 DEFINIÇÃO DO SERVIÇO

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

3 IDENTIFICAÇÃO DAS NECESSIDADES

As necessidades de regulação primária do SEN encontram-se definidas no ponto 5.1 do Procedimento 5.

4 AGENTES PARTICIPANTES

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

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

5 REGULAÇÃO DOS GRUPOS GERADORES

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

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

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

6 COMUNICAÇÃO DE DADOS

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

7 CONTROLO DO CUMPRIMENTO DOS REQUISITOS

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

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

Procedimento 11

REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

1 ÂMBITO

Este Procedimento define o serviço de regulação secundária e determina quer as necessidades de regulação secundária do SEN, quer a respetiva metodologia de contratação das Unidades Físicas que se encontram habilitadas para a prestação deste serviço e a conseqüente valorização.

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

2 DEFINIÇÃO DO SERVIÇO

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

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

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

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

Nas situações em que por motivo de segurança, a contratação de banda de regulação secundária, não se possa realizar com critérios económicos, aplicam-se os mecanismos de emergência estabelecidos no presente Manual de Procedimentos.

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

3 UNIDADES FÍSICAS PARTICIPANTES

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

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

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

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

- a) Capacidade de comunicação com o regulador central;
- b) Geração ou Consumo real em regime de carga fixa;
- c) Gradiente de variação em contínuo da geração ou consumo e manutenção desse valor;

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

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

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

Na eventualidade de ter sido contratada Banda de Regulação Secundária, a instalação é considerada em incumprimento, sendo aplicável o disposto no ponto 10.3 do presente Procedimento.

4 IDENTIFICAÇÃO DAS NECESSIDADES DE RESERVA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

A GGS, atendendo a cada situação particular de exploração, estabelece e comunica a todos os Agentes de Mercado antes da hora estabelecida em Aviso da GGS, a reserva necessária de regulação secundária no sistema para cada período de entrega do dia seguinte, estabelecendo, para além da razão requerida entre as bandas de regulação a subir e a baixar a oferecer, a banda de regulação secundária mínima a ser oferecida por oferta, no bloco de oferta com preço mais baixo. Para tal, segue os critérios estabelecidos no ponto 5.22 do Procedimento 5.

5 MERCADO DE CONTRATAÇÃO DA BANDA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

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

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

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

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

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

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

- a) A valorização duma oferta tem em conta o preço unitário da banda;
- b) No caso de igualdade de custo entre várias ofertas, realiza-se um rateio proporcional da banda a atribuir, em função da banda oferecida;
- c) A soma das Bandas de Regulação Secundária contratadas, deve estar compreendida num intervalo de $\pm 5\%$ em torno da banda de regulação requerida.

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

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

No caso de não ter conseguido alterar a programação, participando num dos intradiários subsequentes, a GGS modifica o Programa Horário Operativo (PHO), por Área de Ofertas de forma a possibilitar o cumprimento da Banda de Regulação Secundária Contratada, identificando que a

referida mobilização de Reserva de Regulação, se verifica para estabelecer a base necessária ao cumprimento da banda de regulação atribuída. A energia resultante da mobilização de Reserva de Regulação é tida em conta na determinação do desvio afeto à Área de Ofertas, onde se encontra inserida a unidade física contratada.

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

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

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

5.1 VALIDAÇÃO DAS OFERTAS DAS UNIDADES FÍSICAS LIGADAS À REDE DE DISTRIBUIÇÃO

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

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

6 ALGORITMO DE CONTRATAÇÃO DA BANDA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA REQUERIDA PELA GGS

6.1 DADOS DE ENTRADA DO PROCESSO DE CONTRATAÇÃO

O algoritmo de contratação tem os seguintes dados de entrada:

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

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

- i) Necessidades de Reserva de Regulação Secundária a Subir no sistema RSSUBh (MW);
 - ii) Necessidades de Reserva de Regulação Secundária a Baixar no sistema RSBAIh (MW);
 - iii) Banda de regulação secundária mínima admissível no bloco de oferta ao preço mais baixo BANmín (MW).
- b) Ofertas de banda de regulação secundária apresentadas pelos Agentes de Mercado.

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

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

6.2 CONTRATAÇÃO DA BANDA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

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

- i) Cada Unidade Física deve cumprir, por período de programação, o rácio entre as reservas de regulação secundária a subir e a baixar, estabelecido pela GGS, RSBh ($RSBh = RSSUBh/RSBAIh$ (p.u.));
- ii) O programa resultante é o de menor custo que satisfaça os requisitos de Banda de Regulação Secundária publicados pela GGS;
- iii) O custo duma oferta de reserva de regulação secundária, por período de programação, é o produto da banda de regulação secundária total oferecida ($BRSSUBKh + BRSBAIKh$) pelo preço unitário da banda de regulação secundária (PUBRSKh).

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

- i) Eliminam-se do processo as ofertas com banda de regulação secundária total oferecida superior ao limite máximo técnico disponível da Unidade Física;
- ii) Eliminam-se do processo as ofertas inferiores à banda mínima admissível por bloco de oferta ao preço mais baixo (BANmín), estabelecida pela GGS;

- iii) Eliminam-se do processo os blocos de oferta que não cumpram o rácio entre as reservas de regulação secundária a subir e a baixar estabelecido pela GGS, RSBh, com uma tolerância de 5%;
- iv) Ordena-se, para cada período de programação h, por preço unitário da banda de regulação secundária (PUBRSKh) crescente, as ofertas consideradas válidas aceites.
- v) Para cada período de programação realiza-se a contratação horária das necessidades de reserva de regulação secundária estabelecidas pela GGS, segundo a lista ordenada por preço unitário da banda de regulação secundária (PUBRSKh,n) das ofertas consideradas válidas aceites.
- vi) Em cada contratação dum oferta, deve-se garantir com uma tolerância de 5% o rácio RSBh, estabelecido pela GGS, truncando-se os valores da oferta de banda de regulação secundária (BRSSUBKh,r e BRSBAIKh,r) em caso contrário, permanecendo o valor truncado pendente de contratação, nas iterações posteriores. Portanto, em cada oferta realizar-se-á:

$$BRSSUBA_{n,h} = \text{Mín}(\text{BRSSUBK}_{n,h} + \sum \text{BRSSUBK}_{m,h}, (\text{BRSBAIK}_{n,h} + \sum \text{BRSBAIK}_{m,h}) * \text{RSB}_h) - \sum \text{BRSSUBA}_{m,h}$$

$$\text{BRSBAIA}_{n,h} = \text{Mín}((\text{BRSSUBK}_{n,h} + \sum \text{BRSSUBK}_{m,h}) / \text{RSB}_h, \text{BRSBAIK}_{n,h} + \sum \text{BRSBAIK}_{m,h}) - \sum \text{BRSBAIA}_{m,h}$$

onde:

n = Índice da oferta segundo a lista ordenada por PUBRSKh

m = Índice das ofertas de ordem inferior a n

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

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

- vii) O processo de contratação de banda de regulação secundária a subir e a baixar por período de programação, termina quando o valor de $\sum \text{BRSSUBA}_n$ e $\sum \text{BRSBAIA}_n$ contratada se encontra no intervalo de $\pm 5\%$ em torno do respetivo valor de reserva de regulação secundária estabelecido como necessidade (RSSUBh e RSBAIh):

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

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

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

7 TROCA DE BANDA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

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

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

8 MECANISMOS EXCECIONAIS DE ATRIBUIÇÃO DE BANDA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

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

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

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

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

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

9 PROCESSO DE COORDENAÇÃO DE DESVIOS

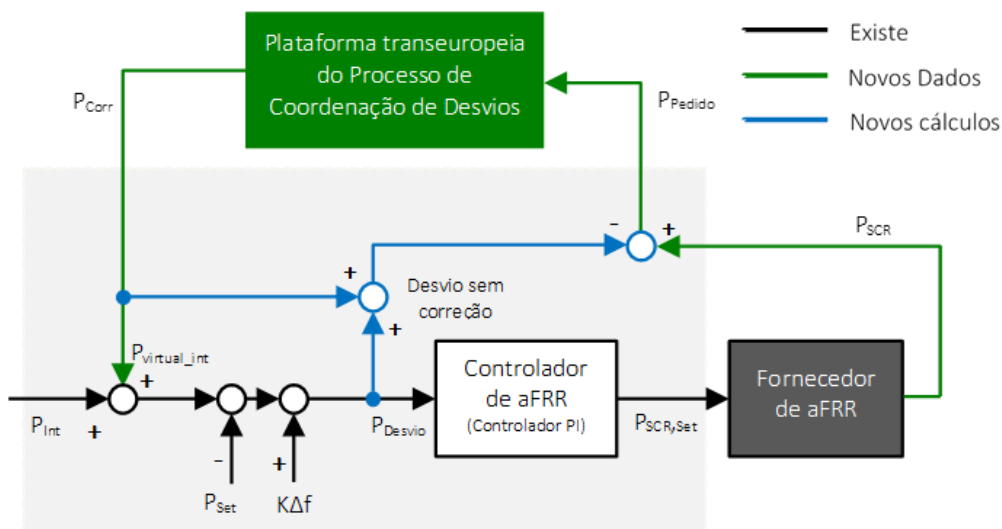
Conforme estabelecido no Regulamento EB, a GGS aderiu aos processos europeus de coordenação de desvios entre sistemas, por forma a reduzir as mobilizações globais de energia de regulação secundária.

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

- a) Continuamente, as necessidades de regulação secundária de todas as áreas de regulação de cada ORT que participa no supracitado mecanismo;
- b) Os limites de capacidade de interligação entre as diversas áreas que devem ser consideradas no processo de coordenação de desvios;
- c) Eventuais condicionantes de segurança operacional que sejam reportados pelos ORT.

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

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



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

9.1 METODOLOGIA DE CÁLCULO DO PREÇO DA ATIVAÇÃO EVITADA

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

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

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

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

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

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

onde:

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

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

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

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

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

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

O encargo ou proveito resultante do processo de coordenação de desvios fica refletido no cálculo do preço do desvio, de acordo com o estabelecido no ponto 6.2 do Procedimento 22.

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

9.2 LIQUIDAÇÃO E FATURAÇÃO

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

10 VALORIZAÇÃO DO SERVIÇO DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

10.1 BANDA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA CONTRATADA

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

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

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

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

onde,

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

$PMBR(h)_{PT}$, Preço marginal da banda de regulação em Portugal, para o período de liquidação h , resultante do mercado de contratação da banda de regulação secundária definido no ponto 55 do presente Procedimento.

Para efeitos de cálculo da curva de preços horários ajustados, o preço horário na área espanhola do MIBEL é limitado a 120% (cento e vinte por cento) do custo marginal estimado de produção

de uma central de ciclo combinado a gás natural, apurado e publicado trimestralmente pela GGS, nos termos do Procedimento 28:

$$PMBR'(h)_{ES} = \text{mínimo}(PMBR(h)_{ES}; 1,2 \times Cmg_t^{CCGT})$$

onde,

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

$PMBR(h)_{ES}$, Preço marginal da banda de regulação em Espanha, para o período de liquidação h ;

Cmg_t^{CCGT} , Custo marginal estimado de central CCGT através da metodologia descrita no Procedimento 28, para o período trimestral t .

Assim, todas as valorizações afetas ao preço marginal de banda de regulação são revistas trimestralmente de acordo com o preço marginal ajustado da banda de regulação, que resulta da aplicação do mecanismo de ajustamento estabelecido nos parágrafos anteriores.

10.2 ENERGIA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA MOBILIZADA

A energia resultante da mobilização de reserva de regulação secundária, contratada por unidade física, contabiliza-se num programa, designado por Programa Horário de Secundária (PHS), determinado pela diferença entre o integral das solicitações de regulação secundária enviadas pelo regulador central à unidade física em telerregulação (ISE), e a respetiva distribuição quarto-horária Programa Horário Operativo do Regulador Central, por unidade física (PBF).

Sempre que a produção ou consumo verificado está fora da tolerância (10%) o PHS=0 e considera-se a unidade física em incumprimento total por não estar a seguir o sinal emitido pelo regulado central:

$$\begin{cases} |PV(15\text{min},uf) - ISE(15\text{min},uf)| \leq 0.1 \times |ISE(15\text{min},uf) - PBF(15\text{min},uf)|, & \text{para a Produção} \\ |CV(15\text{min},uf) - ISE(15\text{min},uf)| \leq 0.1 \times |ISE(15\text{min},uf) - PBF(15\text{min},uf)|, & \text{para o Consumo} \end{cases}$$

com:

$PV(15\text{min},uf)$ Produção verificada quarto-horário, da unidade física uf .

CV(15min,uf) Consumo verificado quarto-horário, da unidade física uf.

Sempre que uma unidade física é constituída por mais do que um grupo, o Programa Horário Operativo do Regulador Central, reflete apenas a energia dos grupos com o serviço de telerregulação ativo, o que pode motivar diferenças entre o Programa Horário Operativo do Regulador Central e Programa Horário Operativo Final. A diferença é tida em conta na determinação do desvio.

Os limites máximo e mínimo da unidade física para o serviço de telerregulação, estabelecidos pelo Agente de Mercado, também podem motivar um Programa Horário Operativo do Regulador Central diferente do Programa Horário Operativo Final. A diferença também é tida em conta na determinação do desvio.

Na segunda parcela, o que exceder o valor considerado, é tido em conta na determinação do desvio afeto à Área de Ofertas onde se encontra inserida a unidade física em telerregulação.

Todo o PHS que exceder a energia correspondente à banda de regulação atribuída por unidade física, contratada para a prestação do serviço de regulação secundária, pressupõe atribuição extraordinária de banda de regulação, a valorizar de acordo com o estabelecido no ponto 9 do presente Procedimento.

Para efeitos de valorização, a energia de regulação secundária é contabilizada por Área de Ofertas, tendo em conta a soma algébrica dos PHS afetos às unidades físicas em telerregulação contidas na Área de Ofertas.

A energia de regulação secundária contabilizada por Área de Ofertas, valoriza-se ao preço da última oferta de reserva de regulação mobilizada em cada período de programação, segundo o respetivo sentido de regulação, para substituir ou completar a regulação secundária verificada.

Na ausência de preço de reserva de regulação associado a um determinado sentido de regulação, considera-se o preço devido à reserva de regulação que seria necessário mobilizar, para repor a regulação secundária verificada por Área de Ofertas ou, conjunto de Área de Ofertas com o mesmo sentido de regulação, a partir da respetiva curva de ofertas de reserva de regulação do sistema.

10.3 INCUMPRIMENTOS DO SERVIÇO DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

Uma Unidade Física encontra-se em incumprimento na prestação do serviço de regulação secundária durante determinado período de liquidação h , sempre que, por causas imputáveis ao respetivo Agente de Mercado, não estabeleça na íntegra a banda de regulação secundária contratada e/ou falhe no seguimento do sinal de controlo emitido pelo regulador central da GGS.

Todo o Agente de Mercado, com unidades físicas em incumprimento na prestação do serviço de regulação secundária, incorre por unidade física e incumprimento verificado por período de liquidação h , no seguinte encargo:

$$VIBRA(h,uf)=K_i \times \left(\sum_{15min \in h} IBRSA(15\text{ min},uf)+IBRBA(15\text{ min},uf) \right) \times PMBR(h)$$

onde:

$VIBRA(h,uf)$ Valorização do incumprimento afeto à Banda de Regulação Atribuída para o período de liquidação h , à unidade física uf ;

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

$IBRSA(15\text{ min},uf)$ Incumprimento afeto à Banda de Regulação a Subir Atribuída para cada período de 15 minutos, à unidade física uf ;

onde:

$$IBRSA(15\text{ min},uf)=\text{Máx}(|BRSA(15\text{ min},uf)|-|BRSD(15\text{ min},uf)|,0)$$

com:

$BRSA(15\text{ min},uf)$ Banda de Regulação a Subir Atribuída no período de 15 minutos, à unidade física uf ;

$BRSD(15\text{ min},uf)$ Banda de Regulação a Subir Disponibilizada no período de 15 minutos, pela unidade física uf :

$$BRSD(15\text{ min},uf)=\text{Máx}(PM(15\text{ min},uf)-PBase(15\text{ min},uf),0) \times FT(15\text{ min},uf)$$

onde:

PM(15 min,uf) Potência máxima média quarto-horária recebida no ELT (Equipamento Local de Telerregulação) quando a flag de telerregulação está a 1, afeta à unidade física uf;

PBase(15 min,uf) Programa Base médio quarto-horário do regulador central quando a flag de telerregulação está a 1, afeto à unidade física uf;

FT(15 min,uf) Fração de tempo quarto-horária em que a flag de telerregulação está a 1;

A flag de telerregulação assume o valor 1 quando a unidade física segue o sinal, caso contrário assume o valor 0;

IBRBA(15 min,uf) Incumprimento afeto à Banda de Regulação a Baixar atribuída para o período de 15 minutos, à unidade física uf;

onde:

$$IBRBA(15 \text{ min,uf}) = \text{Máx}(|BRBA(15 \text{ min,uf})| - |BRBD(15 \text{ min,uf})|, 0)$$

com:

BRBA(15 min,uf) Banda de Regulação a Baixar Atribuída para o período de 15 minutos, à unidade física uf;

BRBD(h,uf) Banda de Regulação a Baixar Disponibilizada durante o período de 15 minutos, pela unidade física uf;

onde:

$$BRBD(15 \text{ min,uf}) = \text{Máx}(PBF(15 \text{ min,uf}) - MT(15 \text{ min,uf}), 0) \times FT(15 \text{ min,uf});$$

com:

PBF(15 min,uf) Programa Base médio quarto-horário do regulador central quando a flag de telerregulação está a 1, afeto à unidade física uf;

MT(15 min,uf) Potência mínima média quarto-horária do ELT quando a flag de telerregulação está a 1, afeto à unidade física uf;

FT(15 min,uf) Fração de tempo quarto-horária durante a qual a flag de telerregulação está a 1, para a unidade física uf;

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

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

Quando as bandas de regulação a subir e a baixar disponíveis são nulas, estamos perante um incumprimento total. Não existe incumprimento, quando as bandas de regulação a subir e a baixar disponíveis são iguais ou superiores às respetivas bandas de regulação atribuídas. Nas demais situações verifica-se incumprimento parcial.

11 CONTROLO DA RESPOSTA

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

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

11.1 TEMPO DE RESPOSTA

Segundo as regras da ENTSO-E, o ciclo de tempo para o controlador automático deve-se encontrar compreendido entre um e os cinco segundos, com o objetivo de minimizar o tempo gasto entre uma ocorrência, a reação e a resposta.

O regulador central deve ser do tipo proporcional – integral, fixando-se a constante de tempo de seguimento da resposta em 30 segundos.

11.2 INTERVALOS DE REGULAÇÃO

Segundo o Regulamento da Rede de Transporte “Os grupos térmicos previstos para teleregulação devem ser capazes de variar continuamente a sua potência numa banda correspondente a, pelo menos, 10% da sua potência nominal, dentro da sua gama de potência de funcionamento e para além da banda disponível para regulação primária.

Para os grupos hidráulicos esta banda de regulação deve ser de, pelo menos, 30% da potência nominal”.

12 DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÃO

No âmbito da prestação de informação referente ao mercado de serviços de sistema, a GGS divulga na sua página na Internet, a seguinte informação relativa às matérias e prazos assinalados:

12.1 BANDA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

- a) Necessidades de Banda de regulação secundária a subir e a baixar publicadas pela GGS, em cada período de programação do dia d (a publicar em d+1).
- b) Banda de regulação secundária a subir e a baixar contratada em mercado pela GGS, em cada período de entrega do dia d (a publicar em d+1).
- c) Preço marginal da banda de regulação secundária, em cada período de programação do dia d (a publicar em d+1).
- d) Banda de regulação secundária atribuída extraordinariamente a subir e/ou a baixar pela GGS, em cada período de programação do dia d (a publicar em d+1).
- e) Cotas horárias de banda de regulação secundária atribuída por Unidade Física, do dia d (a publicar em d+30).
- f) Ofertas de banda de regulação secundária, do dia d (a publicar em d+30).

12.2 ENERGIA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

- a) Energia de regulação secundária a subir e a baixar, resultante do seguimento do regulador central, em cada período de programação do dia d (a publicar em d+1).
- b) Preços a aplicar respetivamente, na valorização das energias de regulação secundária a subir e a baixar, em cada período de programação do dia d (a publicar em d+1).

- c) Cotas horárias de energia de regulação secundária produzida, a subir e a baixar, por Unidade Física, do dia d (a publicar em d+30).

Procedimento 12

RESERVAS DE RESTABELECIMENTO DA FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO MANUAL

1 ÂMBITO

1. O presente Procedimento 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 Procedimento 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 parágrafo 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.

2 DEFINIÇÃO DO SERVIÇO

4. 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.

5. 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.

6. 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.

7. 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 Procedimento, correspondendo aos parâmetros nas tabelas seguintes:

Tabela 2-1 – Características do produto de energia de mFRR definidas no enquadramento de implantação da respetiva plataforma europeia, nos termos da Decisão ACER n.º 3/2020, de 24 de janeiro, alterada pela Decisão 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 2-2 – 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 2-3 – 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

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	

8. 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.
9. 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 (UE) 2019/942 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019.
10. A agregação de unidades físicas habilitadas para a prestação do serviço de mFRR é feita por Área de Ofertas, nos termos definidos no Procedimento 4.
11. A quantidade das ofertas está sujeita às limitações técnicas impostas à Área de Ofertas nos termos descritos no ponto 6.3.
12. O período de entrega de uma oferta de ativação direta inclui a unidade de tempo de mercado seguinte àquela a que a oferta respeita.

3 ENTIDADES PARTICIPANTES NO MERCADO DE MFRR

13. Para poder participar na prestação do serviço de mFRR, os Agentes de Mercado devem obter a correspondente habilitação como BSP junto da GGS, nos termos do Procedimento 1, mediante demonstração de cumprimento dos requisitos de capacidade técnica e operativa.

14. A 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.

4 UNIDADES FÍSICAS PARTICIPANTES

15. Para poder participar na prestação do serviço de mFRR, as Unidades Físicas devem obter a correspondente habilitação junto da GGS, mediante demonstração de cumprimento dos requisitos de capacidade técnica e operativa, nomeadamente, as disposições referidas na secção 3 do Procedimento 3.

16. As Unidades Físicas habilitadas devem ter uma capacidade de oferta superior a 1 MW.

17. Para efeitos do parágrafo anterior, admite-se a participação de Unidades Físicas por agregação, previstas no Procedimento 3, nomeadamente as correspondentes a agregação de Instalações de Consumo, Produção e/ou de Armazenamento com menos de 1 MW.

18. 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.

19. A GGS publica no seu sítio na Internet e mantém atualizada a lista de Unidades Físicas habilitadas para prestação do serviço de mFRR.

20. A GGS pode retirar a habilitação a uma Unidade Física, nos termos previstos no Procedimento 3, 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.

21. As Unidades Físicas correspondentes aos geradores mencionados no Regulamento de Operação das Redes como tendo obrigação de prestação do serviço de mFRR, ou as Unidades Físicas para quem as primeiras tenham transferido contratualmente essa obrigação, sob

validação da GGS, bem como as instalações que tenham contratado a prestação do serviço de mFRR, nomeadamente através do mercado de banda, devem obter a respetiva habilitação nos termos da presente secção.

22. Os Agentes de Mercado podem requerer a habilitação de outras Unidades Físicas, para além das mencionadas no parágrafo anterior, nos termos da presente secção.

23. Para obter a habilitação de uma Unidade Física, o respetivo BSP deve solicitar à 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 da 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.

24. No caso de múltiplas Unidades Físicas participantes numa Área de Ofertas, os requisitos e) a h) do parágrafo anterior devem aplicar-se à comunicação entre a 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.

25. 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.
26. O ensaio de habilitação referido no parágrafo anterior é feito por Área de Ofertas, através de uma amostra das Unidades Físicas associadas, proposta pelo BSP à GGS.
27. Caso a GGS considere que a amostra de Unidades Físicas proposta pelo BSP não é representativa, pode propor alterações ao conjunto de Unidades Físicas incluídas.
28. 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.
29. 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 regulação secundária.

5 DETERMINAÇÃO DAS NECESSIDADES

30. Atendendo à situação de exploração e aos critérios referidos no Procedimento 5, a GGS determina as necessidades de mFRR para a zona LFC portuguesa e submete as mesmas à plataforma europeia de contratação de mFRR.
31. Na determinação das necessidades de mFRR, a GGS observa o seguinte:
- Na Ativação Programada, a 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 reservas de regulação primária e de regulação secundária do SEN;
 - Na Ativação Direta, a 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.
32. As necessidades de mFRR para regulação de frequência são referidas à zona LFC portuguesa.
33. A 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 da secção 6.4.

34. As necessidades de energia de mFRR podem ser inelásticas ou elásticas, nos seguintes termos:

- a) Inelásticas – necessidades apresentadas pela GGS apenas indicando a quantidade;
- b) Elásticas - necessidades apresentadas pela GGS indicando a quantidade e o preço.

35. As necessidades elásticas correspondem necessariamente a ativações programadas.

36. A metodologia de definição dos preços das necessidades elásticas pela 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 pela GGS;
- c) Salvaguardar a segurança do abastecimento do SEN.

37. A metodologia de definição do preço apresentado nas necessidades elásticas é do estrito conhecimento da GGS, sendo aprovada pela ERSE, por sua iniciativa ou sob proposta da 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.

6 OFERTA DE RESERVAS DE RESTABELECIMENTO DA FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO MANUAL

6.1 APRESENTAÇÃO DE OFERTAS DE RESERVAS DE RESTABELECIMENTO DA FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO MANUAL

38. 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 da GGS e até 25 minutos antes do período quarto-horário a que se referem.

39. O BSP coloca à disposição da GGS a informação relativa às ofertas de mFRR a subir e/ou a baixar e por tipo de ativação, programada ou direta.

40. As ofertas de ativação direta podem ser ativadas de forma direta ou de forma programada.

41. Relativamente às Unidades Físicas sujeitas a obrigação de prestação do serviço de mFRR e identificadas no ponto 4 do presente Procedimento, o respetivo BSP deve apresentar ofertas de mFRR de ativação direta, sem prejuízo do disposto no Procedimento 15, para toda a potência exequível associada a essas Unidades Físicas, pela respetiva Área de Ofertas.

42. Para as Unidades Físicas habilitadas para prestar o serviço de mFRR e não referidas no parágrafo 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.

43. 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.

44. As ofertas de mFRR devem respeitar as limitações de valor máximo e mínimo impostas pela 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 Regulação Secundária contratada em cada Unidade Física.

45. 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.

6.2 CARATERÍSTICAS DAS OFERTAS DE RESERVAS DE RESTABELECIMENTO DA FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO MANUAL

46. As ofertas de mFRR respeitam as características referidas no ponto 2 do presente Procedimento 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.

47. Para cada Área de Ofertas, o BSP pode apresentar ofertas de mFRR, do tipo programada ou direta, com as seguintes características:

- a) Ofertas simples:
 - i) Ofertas divisíveis;
 - ii) Ofertas indivisíveis;
- b) Ofertas complexas:
 - i) Ofertas exclusivas;
 - ii) Ofertas multiparte;
 - iii) Ligação de Ofertas.

48. As ofertas de mFRR submetidas pelos BSP são encaminhadas pela GGS para a plataforma europeia de contratação de mFRR.

49. A GGS identifica como indisponíveis as ofertas de mFRR que:

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

6.2.1 OFERTAS DIVISÍVEIS

50. 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.

51. Se a oferta divisível não for selecionada, a quantidade aceite é nula.

52. As características da oferta de mFRR do tipo divisível são definidas na tabela seguinte.

Tabela 6-1 - 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

6.2.2 OFERTAS INDIVISÍVEIS

53. 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.

54. A oferta de mFRR indivisível é aceite na sua totalidade ou rejeitada.

55. As características das ofertas indivisíveis são apresentadas na tabela seguinte.

Tabela 6-2 - 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

6.2.3 OFERTAS EXCLUSIVAS

56. 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.

57. A ativação de uma suboferta pertencente a uma oferta exclusiva de mFRR exclui automaticamente as restantes subofertas pertencentes à mesma oferta exclusiva.

58. 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 a GGS limitar o número de ofertas deste tipo de forma a mitigar o seu efeito no tempo de convergência do algoritmo central.

6.2.4 OFERTAS MULTIPARTE

59. 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.

60. 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.

61. 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 a GGS limitar o número de ofertas deste tipo de forma a mitigar o seu efeito no tempo de convergência do algoritmo central.

6.2.5 LIGAÇÃO DE OFERTAS

62. 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.

63. 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.

6.3 VALIDAÇÃO DAS OFERTAS DE RESERVAS DE RESTABELECIMENTO DA FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO MANUAL

64. As ofertas de mFRR apresentadas para cada período de entrega são validadas pela GGS em duas fases, nomeadamente antes do fecho do período de apresentação de ofertas de mFRR e depois do fecho do mesmo.

6.3.1 ANTES DO FECHO DO PERÍODO DE APRESENTAÇÃO DE OFERTAS POR PARTE DO BSP

65. No momento da comunicação da oferta de mFRR e para cada período quarto-horário, a 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 respectiva 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 da GGS.

66. Na eventualidade de algum dos critérios referidos no parágrafo anterior não ser respeitado, a 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 pela GGS, caso exista.

6.3.2 APÓS O FECHO DO PERÍODO DE APRESENTAÇÃO DE OFERTAS POR PARTE DO BSP

67. Após o fecho do período de apresentação de ofertas de mFRR, a 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 pela GGS;
- b) As indisponibilidades que afetam as Unidades Físicas que compõem a Área de Ofertas;
- c) A Banda de Regulação Secundária que esteja atribuída às Unidades Físicas, que compõem as Áreas de Ofertas;
- d) As limitações impostas pela GGS ou pelo ORD na sequência de identificação de restrições técnicas;

68. Caso seja detetada uma incoerência na informação disponível, a GGS procede à retificação da última oferta de mFRR válida por forma a garantir a coerência face à informação indicada nos pontos anteriores.

69. Caso sejam comunicadas potências superiores às tecnicamente disponíveis, considerando uma margem de tolerância estabelecida em Aviso da GGS, a GGS colocará como indisponível os

pares com preços mais elevados, no caso das ofertas para subir, ou mais baixos, no caso das ofertas para baixar, até que a potência total declarada perfaça a potência máxima efetivamente disponível, segundo cada sentido de regulação.

6.3.3 VALIDAÇÃO DAS OFERTAS DAS UNIDADES FÍSICAS LIGADAS À REDE DE DISTRIBUIÇÃO

70. 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.

71. A validação da viabilidade técnica das ofertas de mFRR pelo ORD é feita em cooperação com a GGS, previamente à ativação das reservas.

72. Os procedimentos de troca de informação e de tomada de decisão devem ser acordados entre a GGS e o ORD, assegurando o cumprimento dos prazos de ativação das reservas de mFRR.

6.4 MARCAÇÃO DE UMA OFERTA COMO RESERVADA

73. A 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 Procedimento 5.

74. Para o efeito do parágrafo 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.

75. 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.

7 MARCAÇÃO DE UMA OFERTA COMO INDISPONÍVEL

76. A 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.

8 CONTRATAÇÃO DE RESERVAS DE RESTABELECIMENTO DA FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO MANUAL

77. A contratação de mFRR é efetuada pela plataforma europeia prevista no Regulamento EB.

78. A plataforma europeia comunica à GGS as ofertas selecionadas, para que proceda à respetiva ativação.

79. Até ao momento definido em Aviso da GGS, a GGS comunica aos BSP as contratações de mFRR.

8.1 CONTRATAÇÃO DE RESERVAS EM CONTINGÊNCIA

80. Até à operacionalização da ligação à plataforma europeia de contratação de mFRR ou em caso de contingência, a 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 ponto 10 do presente Procedimento.

9 RENDAS DE CONGESTIONAMENTO AFETAS AO PROCESSO DE CONTRATAÇÃO DE MFRR

81. 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.

82. 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.

83. A renda de congestionamento afeta ao processo de mFRR é calculada como a multiplicação entre o diferencial de preços da energia de mFRR pelo trânsito na interligação resultante do processo europeu de contratação de mFRR.

84. As receitas ou encargos obtidos devem ser destinados para os fins estabelecidos no Regulamento de Acesso às Redes e Interligações.

10 MECANISMOS DE CONTINGÊNCIA PARA A CONTRATAÇÃO DE MFRR

10.1 CONTRATAÇÃO EM SITUAÇÃO DE CONTINGÊNCIA

85. A GGS mantém uma plataforma nacional de contratação de mFRR que funciona como redundância à plataforma europeia de contratação de mFRR.

86. 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.

87. 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 à 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.

88. Caso se verifiquem constrangimentos na operação da plataforma europeia, a GGS informa os BSP que, no processo de contratação de mFRR, as necessidades de mFRR da GGS, para o período de entrega em causa, são satisfeitas através da plataforma nacional de contratação de mFRR.

89. Em situações de emergência para o SEN ou por qualquer condicionamento operativo significativo, a 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.

10.2 MOBILIZAÇÃO EXCECIONAL DE MFRR

90. Na eventualidade de estar esgotada a disponibilidade de mFRR oferecida pelos BSP, a GGS pode mobilizar mFRR associada a uma Área de Ofertas para a qual o BSP não tenha apresentado oferta e que seja exequível.

91. 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.

92. As ativações excecionais de mFRR nos termos dos parágrafos anteriores não são sujeitas a penalização por eventual incumprimento.

11 RESOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES TÉCNICAS APÓS A PUBLICAÇÃO DO PHF

93. A mobilização de ofertas de mFRR para a resolução de restrições técnicas após a publicação do PHF, que não seja para o controlo de frequência, é identificada e não intervém na formação do preço de valorização das mobilizações de mFRR.

94. Na eventualidade de não estarem disponíveis ofertas de mFRR apresentadas pelos BSP, a GGS poderá mobilizar uma Área de Ofertas para a resolução de restrições técnicas após a publicação do PHF para a qual o BSP não tenha apresentado oferta e que seja exequível.

95. As ativações excecionais de mFRR para resolução de restrições técnicas nos termos do parágrafo anterior não são sujeitas a penalização por eventual incumprimento.

12 ENSAIOS DE VERIFICAÇÃO DE DISPONIBILIDADE

96. A 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 pela 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.

13 VALORIZAÇÃO DO SERVIÇO DE MFRR

97. 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.

98. 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 :

$$P_{subir}^{mFRR AD}(t) = \max\{Pmg^{mFRR AP}(t); Pmg_{subir}^{mFRR AD}(t)\}$$

ii) No período de ativação $t+1$:

$$P_{subir}^{mFRR AD}(t+1) = \max\{Pmg^{mFRR AP}(t+1); Pmg_{subir}^{mFRR AD}(t)\}$$

b) Para a ativação a baixar:

i) No período de ativação t :

$$P_{baixar}^{mFRR AD}(t) = \min\{Pmg^{mFRR AP}(t); Pmg_{baixar}^{mFRR AD}(t)\}$$

ii) No período de ativação $t+1$:

$$P_{baixar}^{mFRR AD}(t+1) = \min\{Pmg^{mFRR AP}(t+1); Pmg_{baixar}^{mFRR AD}(t)\}$$

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.

14 INCUMPRIMENTO DA ATIVAÇÃO

99. A penalização pelo incumprimento das ativações que correspondam a ofertas de mFRR ativadas encontra-se estabelecida no Procedimento 22 do presente Manual, sobre liquidação.

100. Para efeitos da verificação do cumprimento da ativação, a 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 da GGS.

101. A verificação do cumprimento das ativações das ofertas de um BSP num determinado período de liquidação deve agrupar as respetivas Áreas de Ofertas.

102. Se a 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 Procedimento 22.

15 DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÃO

103. A 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.

104. Quando a GGS submeta necessidades de mFRR, numa dada unidade de tempo de mercado e num dado sentido, superiores às ofertas de mFRR colocadas pelos BSP na zona LFC portuguesa, os restantes ORT são informados dessa circunstância pela plataforma europeia de mFRR, nos termos do artigo 29.º do Regulamento EB.

105. No âmbito da prestação de informação referente ao Mercado de Serviços de Sistema, a 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).

Procedimento 13

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

1 OBJETO E ÂMBITO

1. Este Procedimento estabelece um produto específico de mFRR, com um tempo de ativação total inferior ao definido no Procedimento 12 para o produto normalizado de mFRR.
2. O produto 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 procedimento 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 da GGS.

2 DEFINIÇÃO DO SERVIÇO

5. 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.

6. As características do produto transitório de reserva rápida encontram-se descritas na tabela seguinte:

Tabela 2-1 – 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)

3 ÁREAS DE OFERTAS PARTICIPANTES

7. 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 pela GGS.

8. A mobilização das Áreas de Ofertas pela GGS referida no parágrafo anterior deve atender às características técnicas respetivas e às suas circunstâncias operacionais, de modo a cumprir os requisitos técnicos apresentados no ponto anterior do presente Procedimento, bem como às limitações técnicas determinadas pela GGS ou pelo ORD de ligação.

9. 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.

4 DESCRIÇÃO DO PROCESSO

10. O recurso ao produto transitório de reserva rápida pela 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.

11. 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, a GGS identifica a necessidade de antecipação ou de adiamento do programa de Áreas de Ofertas;
- c) A 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) A 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) A 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 pela 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) A GGS tem em conta o preço das ofertas de mFRR com ativação direta das Áreas de Ofertas que tenham sido identificadas nas alíneas anteriores.

12. A 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, a GGS identifica a quantidade e as Área de Ofertas cujo programa é necessário alterar;
- b) A 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.

13. Para a monitorização deste produto a GGS deve registar as ativações do produto específico de reserva rápida, bem como as razões e toda a informação necessária para a sua justificação.

5 VALORIZAÇÃO DO SERVIÇO

14. 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.

15. 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.

6 INCUMPRIMENTO DA ATIVAÇÃO

16. A 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 no ponto 8 do Procedimento 22.

7 DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÃO

17. 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, a 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).

18. Até 31 de maio de 2024, a GGS envia à ERSE um relatório sobre a utilização do produto específico transitório até ao final de abril de 2024, incluindo a caracterização dessa utilização,

uma avaliação do seu impacto sobre os arranques das Unidades Físicas e uma análise das razões objetivas que justificaram a sua utilização.

Procedimento 14

RESERVAS DE REPOSIÇÃO

1 ÂMBITO

Este Procedimento define o serviço de Reservas de Reposição (RR) e determina quer as necessidades de Reservas de Reposição do SEN, quer a respetiva metodologia de mobilização das Áreas de Ofertas que prestam este serviço, para além da correspondente valorização.

O serviço de Reservas de Reposição é estabelecido no Regulamento EB, que estabelece orientações relativas ao equilíbrio do sistema elétrico em especial do artigo 19.º do referido regulamento, que detalha a diretriz de implementação para troca de energia de regulação proveniente de Reservas de Reposição.

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

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

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

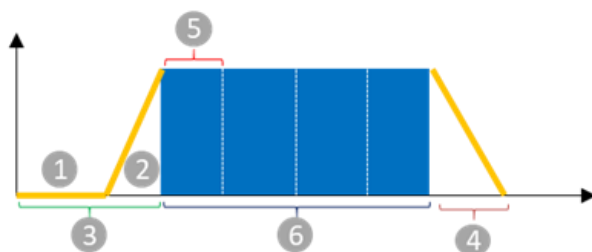
2 DEFINIÇÃO DO SERVIÇO

A correta exploração do SEN, tanto do ponto de vista económico, como de garantia do abastecimento e segurança da operação no curto prazo, exige uma reserva adicional de potência ativa que garanta a cobertura do consumo e o funcionamento em segurança do sistema, perante

incidências que provoquem desequilíbrios entre a geração e o consumo, capazes de esgotar as reservas de regulação primária, secundária e terciária existente.

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

As características do produto encontram-se descritas na tabela e figura seguinte e resultam, (i) da proposta dos ORT relativa ao enquadramento de implantação de uma plataforma europeia de troca de energia de regulação proveniente de reservas de reposição, prevista no artigo 19.º do Regulamento EB e aprovada pela ERSE na redação vigente e (ii) da Decisão ACER 01/2020, de 24 de janeiro, da Decisão ACER 11/2020, de 17 de junho e da Decisão ACER 03/2022, de 25 de fevereiro.



Caraterística	Descrição
Modo de ativação	Programado com ativação manual
Período de preparação ⁽¹⁾	De 0 a 30 minutos
Período de rampa ⁽²⁾	De 0 a 30 minutos
Tempo de ativação total ⁽³⁾	30 minutos
Período de desativação ⁽⁴⁾	Sob responsabilidade do Agente de Mercado habilitado para prestar serviços de sistema
Quantidade mínima	1 MW
Quantidade máxima	Restringida à disponibilidade e/ou limitações técnicas impostas à Área de Ofertas.
Duração mínima do período de entrega ⁽⁵⁾	15 minutos
Duração máxima do período de entrega ⁽⁶⁾	60 minutos
Nível de Agregação das Ofertas	As ofertas devem ser feitas por Área de Ofertas.
Período de validade	Definido pelo agente de mercado e respeitando os períodos de entrega mínimo e máximo.
Divisibilidade	Ofertas divisíveis e/ou indivisíveis são permitidas.

Caraterística	Descrição
Preço e resolução da oferta	Definido pelos Agentes de Mercado habilitados para prestar serviços de sistema A resolução mínima é 1 cêntimo de euro por MWh
Preço Mínimo e Máximo	Estabelecidos por Decisão da ACER. A Decisão 1/2020 definiu como limites os valores de $-/+ 99\,999$ €/MWh. Segundo o disposto na Decisão ACER 3/2022, de 25 de fevereiro, a partir de 01.07.2022, durante um período transitório máximo de 48 meses, aqueles limites são alterados para $-/+ 15\,000$ €/MWh. Esses limites são, no entanto, alterados se o valor máximo do Mercado Intradiaário europeu (<i>"Single intraday coupling"</i>) ultrapassar o limite estabelecido de 9 999 €/MWh. O incremento de ambos os limites ($-/+$) é igual ao excesso verificado no preço do mercado intradiaário acima dos 9 999 €/MWh.
Resolução temporal	15 minutos

3 UNIDADES FÍSICAS PARTICIPANTES

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

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

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

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

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

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

4 IDENTIFICAÇÃO DAS NECESSIDADES

A GGS, atendendo a cada situação particular de exploração, e tendo por base os critérios referidos no Procedimento 5, estabelece as necessidades de Reservas de Reposição que são submetidas para a plataforma transeuropeia que assegura a contratação de Reservas de Reposição. Na definição das necessidades de Reservas de Reposição, o ORT deve ter em conta as previsões e perspectivas de funcionamento do SEN durante os períodos de entrega relativos ao próximo período de programação e da eventual necessidade repor as reservas de regulação primária, secundária e terciária do SEN.

As necessidades de Reservas de Reposição têm as seguintes características:

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

Caraterística	Descrição
	transeuropeia que pode aplicar uma exceção à regra indicada.
Duração mínima do período de entrega	15 minutos.
Duração máxima do período de entrega	60 minutos.
Localização	As necessidades devem ser apresentadas para a área de regulação Portuguesa.
Tipo de Necessidade	O ORT pode submeter necessidades inelásticas ou elásticas.
Sentido de Regulação	Positivo (regulação a subir) ou Negativo (regulação a baixar)
Banda de Tolerância (volume)	O ORT têm a possibilidade de apresentar um volume divisível que deverá ser submetido com uma resolução de 1MW
Resolução do volume	O volume tem a resolução de 1 MW
Resolução temporal	15 minutos

Consideram-se necessidades:

- a) Inelásticas, as necessidades apresentadas pelo ORT apenas indicando o volume;
- b) Elásticas, as necessidades apresentadas pelo ORT indicando o volume e o preço.

A metodologia de definição dos preços das necessidades elásticas apresentada pelo ORT deve ter em consideração os seguintes princípios:

- a) Ter em conta a informação histórica do funcionamento dos mercados de serviços de sistema e dos mercados diário e intradiário ou, em alternativa, informação dos diversos mercados, relativa ao período de entrega em causa;
- b) Possibilidade de incorporação de componentes adicionais na definição do preço das necessidades elásticas por forma a refletir a incerteza da operação do SEN, a situação de operação do SEN ou integrar incerteza na determinação dos preços das necessidades apresentadas pelo ORT;
- c) Salvar a segurança de abastecimento do SEN.

A metodologia de definição do preço apresentado nas necessidades elásticas não é pública e está sujeita a aprovação da ERSE por iniciativa do ORT ou da ERSE, podendo conter:

- a) Periodicidade da atualização dos preços das necessidades elásticas;
- b) Metodologia de definição dos preços das necessidades elásticas;

- c) Mecanismo de contingência a ser utilizado na definição dos preços das necessidades elásticas;
- d) Possibilidade de apresentação de necessidades inelásticas.

5 DESCRIÇÃO DO PROCESSO

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

1. Os Agentes de Mercado com Unidade Físicas habilitadas afetas a Áreas de Ofertas estão obrigados a apresentar ofertas de Reservas de Reposição ao ORT;
2. As ofertas apresentadas pelos Agentes de Mercado são anonimizadas e validadas tecnicamente de acordo com o estabelecido no ponto 6.3 do presente Procedimento. As ofertas que não sejam tecnicamente viáveis ou sejam necessárias para assegurar a reserva para a operação em tempo real de acordo com o ponto 6.4 do presente Procedimento são sinalizadas como indisponíveis. As ofertas indisponíveis não são consideradas pelo algoritmo que efetua a contratação transeuropeia de Reservas de Reposição;
3. Os ORT encaminham as ofertas apresentadas e que respeitem o ponto anterior pelos Agentes de Mercado para a plataforma transeuropeia que gere o processo de contratação de Reservas de Reposição;
4. Os ORT enviam para a plataforma transeuropeia as suas necessidades de Reservas de Reposição e a capacidade de interligação disponível;
5. Caso considere necessário, o ORT pode enviar para a plataforma transeuropeia uma banda admissível para o trânsito na interligação por forma a resolver congestionamentos na interligação. Os custos incorridos no processo transeuropeu de contratação de Reservas de Reposição para assegurar a restrição colocada pela GGS devem ser repercutidos no Procedimento 22.

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

6. A plataforma transeuropeia de contratação de Reservas de Reposição, tendo por base a informação apresentada por todos os ORT, executa o algoritmo de encontro;
7. A plataforma transeuropeia de contratação de Reservas de Reposição comunica a cada ORT, até ao minuto indicado em Aviso da GGS, as ofertas aceites, as necessidades satisfeitas e os preços calculados. Tendo por base os resultados do processo de encontro, a plataforma transeuropeia determina os trânsitos nas interligações e comunica estes aos ORT;
8. Até ao minuto indicado em Aviso da GGS, o ORT comunica aos Agentes de Mercado os resultados do processo transeuropeu de contratação de Reservas de Reposição, nomeadamente, as quantidades, as áreas de ofertas que prestam o serviço e o preço contratado por este mecanismo;
9. Por fim, a informação necessária para proceder à liquidação dos custos e proveitos que são faturados entre os ORT, isto é, o valor económico associado às trocas de energia através da interligação, utilizado para gerar as correspondentes faturas.



6 OFERTAS DE RESERVAS DE REPOSIÇÃO

6.1 APRESENTAÇÃO DE OFERTAS DE RESERVAS DE REPOSIÇÃO

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

Os Agentes de Mercado, para as Áreas de 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.

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

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

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

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

6.2 CARACTERÍSTICAS DAS OFERTAS DE RESERVAS DE REPOSIÇÃO

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

1. Ofertas Totalmente Divisíveis;
2. Ofertas Parcialmente Divisíveis;
3. Ofertas Indivisíveis;
4. Ofertas Exclusivas:
 - a) Exclusivas em Volume;
 - b) Exclusivas no Tempo;
 - c) Ofertas Ligadas;

d) Ofertas Multi-Parte.

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.

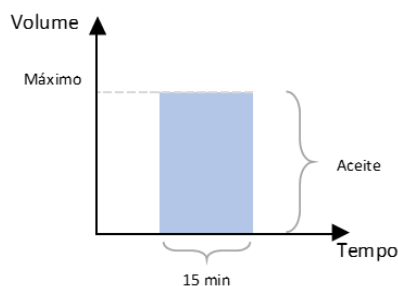
As Ofertas de Reservas de Reposição submetidas pelos Agentes de Mercado são encaminhadas pelo ORT para a plataforma transeuropeia que gere o processo de contratação de Reservas de Reposição. São identificadas como indisponíveis as ofertas de Reservas de Reposição que:

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

6.2.1 OFERTAS TOTALMENTE DIVISÍVEIS

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

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



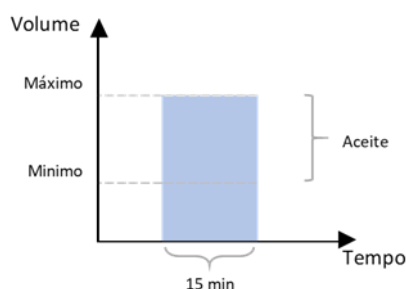
Se a oferta for aceite, a quantidade aceite será menor ou igual à quantidade máxima oferecida e maior que zero. Se a oferta for rejeitada, o volume aceite será zero. As características de oferta totalmente divisíveis são definidas na tabela seguinte.

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

6.2.2 OFERTAS PARCIALMENTE DIVISÍVEIS

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

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

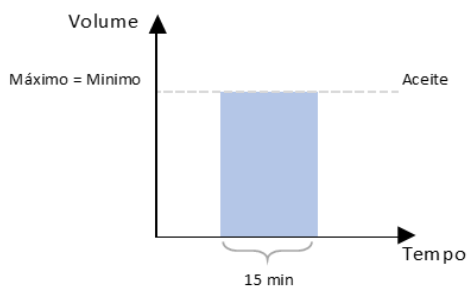


Se a oferta for aceite, a quantidade aceite será menor ou igual à quantidade máxima oferecida e maior ou igual à quantidade mínima. Se a oferta for rejeitada, o volume aceite será zero. As características de oferta parcialmente divisíveis são definidas na tabela seguinte.

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

6.2.3 OFERTAS INDIVISÍVEIS

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



As características das ofertas indivisíveis são apresentadas na tabela seguinte.

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

6.2.4 OFERTAS LIGADAS NO TEMPO

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

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

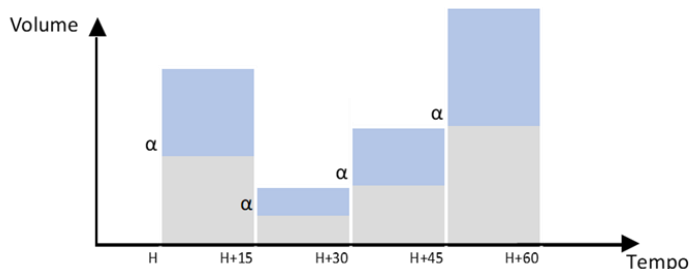
onde:

α_i – Corresponde ao rácio aceite da oferta i

q_i – Corresponde ao volume aceite da oferta i

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

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



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

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

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

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

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

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

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

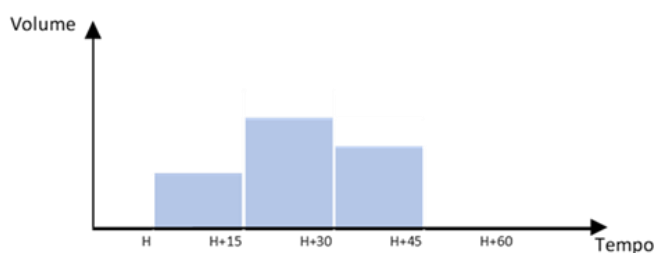
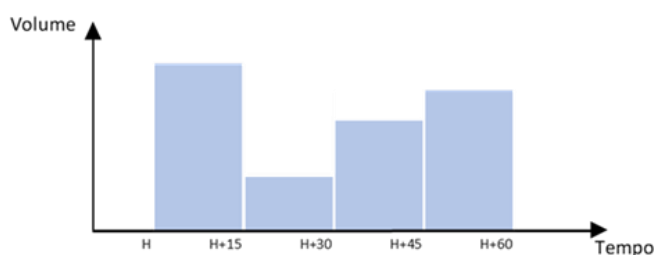
6.2.5 OFERTAS EXCLUSIVAS EM VOLUME OU NO TEMPO

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

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

6.2.5.1 OFERTAS EXCLUSIVAS EM VOLUME

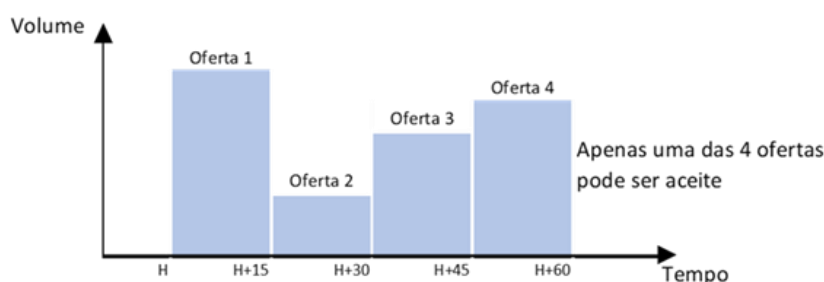
As ofertas exclusivas na quantidade podem ser ou totalmente divisíveis, parcialmente divisíveis, indivisíveis, ou ligadas no tempo oferecidas como uma curva, e podem ter diferentes sentidos, isto é, a subir e/ou a baixar. Estas ofertas podem ter diferentes quantidades e/ou preços, mas não podem ser em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



6.2.5.2 OFERTAS EXCLUSIVAS NO TEMPO

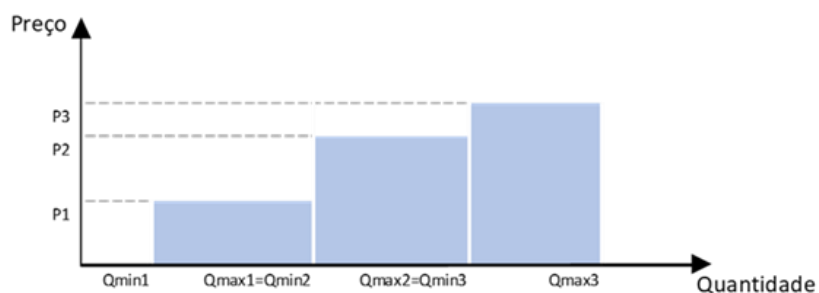
As ofertas exclusivas no tempo podem ser totalmente divisíveis, parcialmente divisíveis ou indivisíveis, e podem ter sentidos diferentes, isto é, a subir e/ou a baixar.

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



6.2.6 OFERTAS MULTI-PARTE

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



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

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

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

6.3 VALIDAÇÃO DAS OFERTAS DE RESERVAS DE REPOSIÇÃO

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

6.3.1 ANTES DO FECHO DO PERÍODO DE APRESENTAÇÃO DE OFERTAS POR PARTE DO AGENTE HABILITADO

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

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

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

6.3.2 APÓS O FECHO DO PERÍODO DE APRESENTAÇÃO DE OFERTAS POR PARTE DO AGENTE HABILITADO

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

- a) A repartição por Unidade Física apresentada pelo Agente de Mercado ou, na sua ausência, da repartição por Unidade Física criada pela GGS;
- b) As indisponibilidades que afetam as Unidades Físicas que compõem a Área de Ofertas;

- c) A Banda de Regulação Secundária que esteja atribuída às Unidades Físicas que compõem a Área de Ofertas;
- d) As limitações impostas pela GGS na sequência de identificação de restrições técnicas.

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

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

6.3.3 VALIDAÇÃO DAS OFERTAS DAS UNIDADES FÍSICAS LIGADAS À REDE DE DISTRIBUIÇÃO

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

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

6.4 MARCAÇÃO DE UMA OFERTA COMO INDISPONÍVEL

O ORD pode marcar algumas ofertas como indisponíveis para ativação na plataforma transeuropeia se constatar que as ofertas disponíveis para o mercado de Reservas de Regulação não são suficientes para assegurar a operação em tempo real nas condições de segurança previstas no Procedimento 5.

Para o efeito, as ofertas de Reservas de Reposição, para cada período de 15 minutos, são ordenadas por preço ascendente para subir e descendente nas ofertas para baixar. No primeiro

período de entrega de 15 minutos, marca-se para o sentido de regulação a subir as ofertas com um preço mais elevado como indisponíveis por forma assegurar o disposto no parágrafo anterior, refletindo-se esta ação nos restantes períodos de entrega do período de programação de acordo com o tipo de oferta enquanto para o sentido de regulação a baixar marcam-se as ofertas com o menor preço.

7 CONTRATAÇÃO DE RESERVAS DE REPOSIÇÃO

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

O ORT deverá publicar na sua página de internet documentação que descreva o processo de contratação e a descrição do algoritmo utilizado no processo de contratação de Reservas de Reposição.

8 CONTROLABILIDADE DA INTERLIGAÇÃO

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

9 RENDAS DE CONGESTIONAMENTO AFETAS AO PROCESSO DE RESERVAS DE REPOSIÇÃO

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

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

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

10 MECANISMOS DE CONTINGÊNCIA PARA A CONTRATAÇÃO DE RESERVAS DE REPOSIÇÃO

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

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

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

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

11 CRIAÇÃO DO PROGRAMA INCORPORANDO AS CONTRATAÇÕES DE RESERVAS DE REPOSIÇÃO APÓS O MERCADO DE RESERVAS DE REPOSIÇÃO

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

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

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

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

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

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

Em caso de incoerência entre a informação das repartições por Unidade Física e as Ofertas de Reserva de Regulação considera-se válida a repartição por Unidade Física e procede-se a correção da Oferta de Reserva de Regulação apresentada, de acordo com o disposto no Procedimento 12.

Eventuais incongruências, entre as repartições por Unidade Física comunicadas pelo Agente de Mercado e o programa decorrente da sua participação no Mercado de Reservas de Reposição são tratadas nos termos previstos no Procedimento 22.

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

12 VALORIZAÇÃO DO SERVIÇO DE RESERVAS DE REPOSIÇÃO

A energia de reservas de reposição resultante das ofertas de reservas de reposição ativadas, bem como das necessidades de reservas de reposição satisfeitas, valoriza-se, em cada período quarto-horário, ao correspondente preço marginal da reserva de reposição da área de mercado portuguesa.

13 INCUMPRIMENTO DA INSTRUÇÃO DE DESPACHO

Em caso de incumprimento, em termos de potência, das instruções de despacho emitidas pela GGS, encontram-se estabelecidos as penalidades aplicáveis no ponto 8 do Procedimento 22.

14 DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÃO

No âmbito da prestação de informação referente ao mercado de serviços de sistema, a GGS divulga na sua página na Internet a seguinte informação relativa às matérias e prazos assinalados:

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

Procedimento 15

Banda de reserva de restabelecimento da frequência com ativação manual

1 ÂMBITO

1. Este Procedimento estabelece as regras relativas ao funcionamento da Banda de Reserva de Restabelecimento da frequência com ativação manual (Banda de mFRR), a prestar pelas Áreas de Oferta habilitadas a prestar o serviço, bem como o regime retributivo da prestação do serviço e as penalizações associadas a eventuais incumprimentos.

2 DEFINIÇÃO DO SERVIÇO

2. 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.

3. 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/ano¹, ou caso outros estudos realizados de acordo com o Procedimento 21 do presente Manual de Procedimentos 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 (BSPs), por forma a salvaguardar a segurança do abastecimento do SEN.

4. Estabelece-se, como princípio, que o serviço adjudicado às Áreas de Ofertas seja submetido, de acordo com as regras indicadas neste procedimento, sob a forma de ofertas de mFRR com

¹ Ou outro valor de LOLE, que venha a ser definido no futuro 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

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 Procedimento 22, o referencial de liquidação considera negativos os valores afetos a direitos de recebimento dos BSPs, e positivos, os valores relativos às obrigações de pagamento dos BSPs.

3 ADESÃO AO SERVIÇO DE BANDA DE RESERVA DE RESTABELECIMENTO DA FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO MANUAL

7. 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 a 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 ponto seguinte

4 PROCESSO DE HABILITAÇÃO

8. 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 pela GGS;
 - g) Correto funcionamento das comunicações em tempo real entre a Unidade Física e o SCADA da GGS;
 - h) A inexistência de valores em dívida vencida não regularizada perante a GGS;
 - i) 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 (Procedimento 12 do presente Manual).
9. 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.
10. 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 da GGS.
11. A 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.

12. 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.

4.1 INSTRUÇÃO DO PEDIDO DE INSCRIÇÃO

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

14. O Requerente, além da informação identificada no ponto 2 do Procedimento 1, deve prestar a seguinte informação à 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 da GGS;
- f) Memória descritiva dos aplicativos necessários para participar no Mercado de mFRR.

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

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

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

4.2 PROCESSO DE REGISTO

17. Após a receção da documentação indicada no ponto 4.1, a GGS verifica se a instalação cumpre todos os requisitos técnicos identificados no ponto 4 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.

18. O ensaio estabelecido no parágrafo 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 Oferta 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.

19. A data, quarto de hora e potência que a Unidade Física cumpre durante a realização do ensaio são propostas pelo Agente de Mercado à GGS.

20. 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.

21. 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.

22. 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 banda de reserva de regulação, sem prejuízo de o deverem efetuar para alterações da instalação que hajam ocorrido.

4.3 DECISÃO FINAL SOBRE O PROCESSO DE HABILITAÇÃO

23. A decisão final referente ao processo de habilitação é comunicada por escrito pela GGS ao Requerente, logo que o Requerente apresente toda a documentação identificada no presente procedimento, preste todos os esclarecimentos necessários e tenham sido realizados os ensaios definidos no ponto anterior do presente Procedimento. Na decisão do processo de habilitação, a GGS deve indicar a potência máxima que a Unidade Física pode disponibilizar na Área de Oferta que participa no Mercado de Banda de mFRR, P_{el} .

24. 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.

25. 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.

26. A GGS pode retirar a habilitação quando detete uma falha de capacidade técnica para a prestação deste serviço, de acordo com as condições exigidas para a sua habilitação, ou quando a qualidade do serviço prestado não cumpra os requisitos exigidos. A referida habilitação apenas é reposta após a realização dos ensaios previsto no ponto 8 do presente procedimento.

5 MERCADO DE CONTRATAÇÃO DE BANDA DE RESERVA DE RESTABELECIMENTO DA FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO MANUAL

27. 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.

5.1 FORMATO E MODELO DO LEILÃO

28. 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 Procedimento.

5.2 CONVOCATÓRIA DO LEILÃO

29. 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 da GGS;
- d) Preço de Reserva do Leilão de Banda de mFRR (€/MW/quarto-hora).

30. A ERSE pode ainda estabelecer na convocatória de cada leilão limitações de participação, totais ou parciais, salvaguardando a existência de um portfolio 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.

31. 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.

32. As necessidades de Banda de mFRR terão as seguintes características:

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

5.3 OPERACIONALIZAÇÃO DO LEILÃO

33. O leilão do Mercado de Banda de mFRR realiza-se através de meios e plataforma disponibilizada pela GGS, podendo, para o efeito, recorrer à prestação de serviços por entidade terceira em termos e condições aprovados pela ERSE.

34. Até ao dia útil imediatamente anterior ao dia de realização do leilão, a 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 ponto anterior do presente Procedimento.

5.4 FASES DO LEILÃO

35. 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 BSPs submetem as suas ofertas na respetiva plataforma, com a vigência estabelecida na convocatória do leilão;
- c) Validação das ofertas, correspondente ao processo de validação de todas as ofertas rececionadas no período de submissão, por aplicação dos critérios de formato e conteúdo obrigatório dessas ofertas;
- d) Processamento, correspondente ao processo de encontro dos resultados do leilão, por aplicação das regras definidas no presente procedimento, e determinação de preço final, quantidades adjudicadas e respetivos adjudicatários;

- e) Informação de fecho do leilão, correspondente à disponibilização dos resultados do leilão aos BSPs participantes.

5.5 FORMATO E CONTEÚDO DAS OFERTAS

36. Os BSPs 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.

37. 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.

38. Para cada período de contratação colocado em leilão que pretenda licitar, as ofertas submetidas pelos BSPs devem obedecer às características constantes da seguinte tabela:

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 BSPs 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.

39. 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.

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

41. As ofertas de ativação são efetuadas no referencial de geração para todas as Áreas de Ofertas.

5.6 VALIDAÇÃO DAS OFERTAS DE BANDA DE RESERVA DE RESTABELECIMENTO DA FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO MANUAL

42. A GGS realiza um conjunto de validações às Ofertas de Banda de mFRR que foram apresentadas pelos BSPs, 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.

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

44. A não verificação das condições expressas nas alíneas e) 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.

5.7 PROCESSAMENTO DAS OFERTAS DE BANDA DE RESERVA DE RESTABELECIMENTO DA FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO MANUAL

45. Uma vez concluída a fase de validação das Ofertas, para cada período de contratação em licitação, a 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.

46. 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.

47. Os volumes adjudicados são considerados firmes e contratados pela GGS, adquirindo o BSP responsável pela Área de Ofertas contratada, a obrigação de cumprir com a Banda de mFRR atribuída à Área de Ofertas.

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

5.8 PREÇO DO LEILÃO E ADJUDICAÇÃO DE QUANTIDADES

49. O preço do leilão corresponde, para cada período de contratação em licitação, ao preço de compra do serviço de Banda de mFRR pela GGS e ao preço de venda de todos os BSPs adjudicatários para os respetivos blocos contratados.

50. 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.

51. 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 seapura 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.

52. 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.

5.9 INFORMAÇÃO DOS RESULTADOS DO LEILÃO

53. Uma vez concluída a fase de processamento das Ofertas do leilão, determinados os preços e respetivas quantidades a adjudicar, a GGS deve informar a ERSE e os adjudicatários no leilão, dos resultados respetivos, até às 12h00 do dia útil seguinte à conclusão do leilão.

54. A 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.

55. A 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 ponto 4.2.

6 INFORMAÇÃO A PRESTAR À GGS

56. Para a adequada aplicação e execução do serviço de Banda de Reserva de mFRR, o BSP deve facultar a seguinte informação à GGS:

- a) Programação das Unidades Físicas – A GGS deve receber dos BSPs a informação relativa à programação da produção, injeção em armazenamento ou consumo por Unidade Física.
- b) Ofertas de mFRR – As ofertas de mFRR das Áreas de Oferta contratadas.
- c) Paragens Programadas - O BSP deve enviar à GGS, antes do dia 15 de cada mês, os programas previsionais de paragem e manutenção para os 12 meses subsequentes, assim como quaisquer outras causas previstas que possam afetar a disponibilidade total ou parcial da Área de Ofertas, para prestar o serviço.

- d) Indisponibilidades - O BSP deve comunicar à 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, Injeção em Armazenamento ou Consumo em tempo Real - A GGS, deve dispor, com uma periodicidade que não exceda os 12 segundos, dos valores instantâneos da potência ativa e reativa da Unidade Física.

57. 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.

58. Os meios e formatos para a comunicação da informação referida nos números anteriores são divulgados pela GGS aos BSP com anterioridade ao início da entrega da potência adjudicada em leilão do mercado de Banda de Reserva de mFRR.

7 ATIVAÇÃO DA RESERVA CONTRATADA NO MERCADO DE BANDA DE RESERVA DE RESTABELECIMENTO DA FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO MANUAL

59. 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. Este fornecimento é prestado através da participação obrigatória no Mercado de mFRR estabelecido no Procedimento 12 do presente Manual de Procedimentos, com a apresentação de Ofertas de mFRR de ativação programada.

60. Para efeitos da participação no Mercado de mFRR, os BSPs são obrigados a apresentar a programação da produção, injeção em armazenamento ou do consumo das suas Unidades Físicas.

61. As Ofertas de mFRR apresentadas pelos BSPs devem refletir a eventual potência residual das instalações consumidoras associadas.

62. Os BSPs 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.

63. Adicionalmente, os BSPs 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.

64. 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.

65. A 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.

66. 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.

67. A apresentação e mobilização das Ofertas de mFRR cumpre o disposto no Procedimento 12.

68. Na ausência do mercado de mFRR, as Áreas de Ofertas que foram contratadas no Mercado de Banda de mFRR estão obrigadas a fornecer a Banda, que lhes foi adjudicada, no mercado de Reserva de Regulação. Este fornecimento é prestado através da participação obrigatória no Mercado de Reserva de Regulação previsto no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico aprovado pela Diretiva n.º 23/2022, de 13 de dezembro de 2022, na sua atual redação.

8 ENSAIOS DE VERIFICAÇÃO DE DISPONIBILIDADE

69. As Áreas de Ofertas que prestam serviço de Banda de mFRR podem ser sujeitas a ensaios de verificação da sua disponibilidade.

70. 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 pontos seguintes.

71. A GGS publicará na sua página de internet o resultado dos ensaios realizados.

8.1 SELEÇÃO DAS ÁREAS DE OFERTAS

72. 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 da GGS, podendo ser testado a qualquer instante do período contratado para a prestação do serviço.

73. Mensalmente, a 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.

74. 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 à 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.

75. O sorteio será conduzido pela 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 Oferta 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 à GGS decidir quantas Áreas de Ofertas vão realizar o ensaio de verificação de disponibilidade no mês em questão.

8.2 REALIZAÇÃO DOS ENSAIOS DE VERIFICAÇÃO DE DISPONIBILIDADE

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

- a) O instante de início do 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.

77. 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 da GGS, sendo responsabilidade do BSP manter os mesmos devidamente atualizados.

78. 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.

79. 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.

80. Considera-se que um incumprimento do ensaio de verificação de disponibilidade corresponde a um incumprimento da instrução de despacho tal como referenciado no ponto 8 do Procedimento 22 (de Liquidação).

81. 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.

82. 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.

83. O reinício do processo de habilitação é feito mediante comunicação do BSP à GGS em como se encontra apto para a repetição do ensaio de verificação de disponibilidade.
84. Após a recepção da comunicação referenciada no parágrafo anterior, a 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.
85. A habilitação da Banda de mFRR é retomada quando se verifique a realização do ensaio de verificação de disponibilidade com sucesso.
86. Após o incumprimento de três ensaios de verificação de disponibilidade a Área de Ofertas perde a habilitação para a prestação do serviço.
87. Caso não existam valores de contagem por falha do equipamento de telecontagem, o ensaio será cancelado, sendo reagendado para outra data de acordo com o ponto 8.1 do presente Procedimento.
88. Até ao quinto dia útil seguinte à realização do ensaio de verificação de disponibilidade, a GGS comunica ao BSP o resultado do ensaio realizado.
89. O BSP dispõe de um prazo de 5 dias úteis para, querendo, pronunciar-se sobre o conteúdo da comunicação prevista no número anterior.
90. O BSP, em situação devidamente comprovada e verificada pela GGS, pode invocar evento de força maior para a que o ensaio de verificação de disponibilidade seja reagendado.
91. As instruções de despacho emitidas pela 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.
92. Durante o período de ausência do mercado de mFRR, considera-se para efeitos de ensaios de verificação de disponibilidade, um período de integração horário, para efeitos da verificação do cumprimento da potência contratada no mercado de contratação de Banda de mFRR.

9 INCUMPRIMENTOS

93. 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.

9.1 INCUMPRIMENTO DA DISPONIBILIDADE DOS CANAIS DE COMUNICAÇÃO E MEDIDA

94. Para efeitos do presente ponto, aplica-se o disposto no ponto 3.1 do Procedimento 33 do presente Manual de Procedimentos, nomeadamente, as taxas de disponibilidade e mecanismo de aplicação da penalidade.

9.2 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

95. 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 no ponto 5 do presente Procedimento.

96. 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 do ponto 5 do presente procedimento, desde que estas não excedam, em valor acumulado anual, um número de 5 (cinco) dias.

97. 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.

98. 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:

$$VIBFRRS(t,ao) = \text{MÍN} \left(\text{MÍN}(BFRROS(t,ao) - BFRRC(t,ao); 0); \text{MÍN} \left(\sum_{ao} (PD_{\max}(uf) - QVC(t,uf)) - BFRRC(t,ao); 0 \right); 0 \right)$$

$$\times \text{PMBFRRS}(t) \times k$$

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 Oferta ao, em que não se verifiquem ativações de mFRR para o período de liquidação t.

BFRRROS(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:

$$QVC(t,uf) = QV(t,uf) + \text{MÁX}(PD_{\text{mín}}(uf) - QV(t,uf); 0) + \text{MÍN}(PD_{\text{max}}(uf) - QV(t,uf); 0)$$

PDmín(uf) – Potência declarada para o mínimo técnico, da Unidade Física uf, habilitada para Banda de mFRR.

99. 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.

100. Durante o período de ausência do mercado de mFRR, considera-se para efeitos de apuramento de incumprimento na prestação do serviço de Banda de mFRR, um período de liquidação horário, correspondente à verificação horária da potência contratada no mercado de contratação de Banda de mFRR e a sua correspondente ativação no Mercado de Reserva de Regulação previsto no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico aprovado pela Diretiva n.º 23/2022, de 13 de dezembro de 2022, na sua atual redação.

9.3 INCUMPRIMENTO DA INSTRUÇÃO DE DESPACHO

101. O incumprimento das instruções de despacho que correspondam a ofertas de mFRR ativadas, encontra-se estabelecido no Procedimento 22 (de Liquidação) do presente Manual de Procedimentos.

102. O incumprimento dos valores de potência ativa injetada/consumida pela Área de Ofertas, conforme a instrução de despacho solicitada, registados no sistema de controlo da GGS, considerando-se cumprido se alcançar o valor requerido antes do instante indicado na informação enviada ao respetivo BSP.

103. Durante o período de ausência do mercado de mFRR, o incumprimento das instruções de despacho que correspondam a ofertas de reserva de regulação ativadas, encontra-se estabelecido no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico aprovado pela Diretiva n.º 23/2022, de 13 de dezembro de 2022, na sua atual redação.

10 SUSPENSÃO DA ÁREA DE OFERTAS

104. 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 pela GGS.

105. Além das estabelecidas no Procedimento 3 do presente Manual de Procedimentos, 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 Procedimento 12 e no presente Procedimento;
- b) Utilização temporária (por período superior a 5 dias) de linhas de alimentação de recurso que não cumpram os requisitos definidos no Procedimento 12 ou no presente Procedimento;
- 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.

106. O processo de suspensão da Área de Ofertas encontra-se estabelecido no Procedimento 3 do presente Manual de Procedimentos.

Procedimento 16

CONTRATOS BILATERAIS PARA O FORNECIMENTO DE SERVIÇOS DE SISTEMA

1 ÂMBITO

Este Procedimento estabelece a celebração de contratos bilaterais para o fornecimento de serviços de sistema.

2 CELEBRAÇÃO DE CONTRATOS BILATERAIS

A GGS pode, para garantir a segurança de abastecimento e a continuidade do fornecimento de eletricidade, celebrar contratos para o fornecimento de serviços de sistema que, pela sua especificidade, devam ser estabelecidos bilateralmente.

O estabelecimento destes contratos bilaterais deve processar-se de forma concorrencial, baseado em mecanismos de mercado sempre que tal seja viável, estando os termos gerais da contratação sujeitos à aprovação da ERSE, designadamente no que respeita ao estabelecimento dos requisitos do serviço e à sua remuneração.

A GGS dá conhecimento dos contratos bilaterais celebrados aos operadores da rede à qual se encontram ligadas as instalações prestadoras do serviço, em particular no que respeita às condições técnicas de prestação do serviço.

3 IMPUTAÇÃO DOS CUSTOS

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

- a) Os eventuais custos fixos pagos pela GGS, devem ser reembolsados pelos Agentes de Mercado Comercializadores e clientes, na proporção do respetivo consumo mensal no referencial de geração;
- b) Os custos variáveis pagos pela GGS, ou os respetivos custos adicionais face a um preço de referência, devidos à mobilização do serviço de sistema num determinado período de programação, devem ser reembolsados pelos Agentes de Mercado Comercializadores e

clientes, na proporção do respetivo consumo verificado no referencial de geração, nesse período de programação.

A repercussão de custos decorrentes da contratação e mobilização de cada serviço pode divergir do modelo base descrito, sob proposta justificada da GGS e aprovação da ERSE.

Procedimento 17

OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO

1 ÂMBITO

Este Procedimento estabelece um conjunto de critérios orientadores da atuação da GGS, relativamente à operação da rede de cuja gestão técnica é responsável, nomeadamente detalhando as seguintes matérias:

- a) Atuação da GGS sobre as instalações do SEN;
- b) Atuação requerida na operação das instalações da rede sob gestão técnica e os diferentes estados em que se pode encontrar o SEN em relação à sua segurança;
- c) Medidas excecionais de operação que podem ser adotadas pela GGS quando o SEN se encontra numa situação de alerta ou de emergência no abastecimento do consumo.

2 ATUAÇÃO DA GGS SOBRE INSTALAÇÕES DO SISTEMA DE PRODUÇÃO E TRANSPORTE

A GGS é responsável pela emissão das instruções necessárias para a realização de manobras dos elementos do sistema de produção e transporte, incluindo entre outras:

- a) A gestão da topologia, adequando-a às diferentes circunstâncias da operação;
- b) A gestão dos elementos disponíveis de controlo de tensões, em particular o uso das reactâncias, das baterias de condensadores, dos reguladores dos transformadores e das linhas de transporte;
- c) A aprovação e supervisão dos planos de trabalho nas instalações, programados ou não, nos diferentes âmbitos temporais, tanto para manutenção preventiva como corretiva;
- d) A aprovação e supervisão dos planos necessários à colocação em serviço de novas instalações.

As empresas proprietárias de elementos do sistema de produção – transporte devem cumprir as instruções emitidas pela GGS relativas à operação dos respetivos elementos, registando-se as instruções emitidas em equipamentos previstos para o efeito.

3 OPERAÇÃO DA REDE

De acordo com o indicado no ponto 2.1 do Procedimento 5, o estado da rede pode ser um dos seguintes:

- a) Estado normal;
- b) Estado de alerta;
- c) Estado de emergência;
- d) Estado de reposição.

Para cada um destes estados indicam-se de seguida as operações que se devem realizar.

3.1 OPERAÇÃO EM ESTADO NORMAL

Nesta situação, a operação da rede deve visar a estabilização num ponto de funcionamento que garanta o cumprimento dos critérios de segurança, mediante o controlo das tensões, dos trânsitos de energia e da adoção oportuna de medidas preventivas decorrentes da análise de contingências em tempo real.

Todas as manobras que devam ser realizadas na RNT devem contar com a anuência prévia da GGS, exceto aquelas cuja necessidade se fique a dever à existência de risco iminente para a segurança das pessoas ou das instalações. Neste caso, a empresa que as execute deve informar posteriormente a GGS no período de tempo mais curto possível.

3.2 OPERAÇÃO EM ESTADO DE ALERTA

Nesta situação, todas as manobras na RNT destinam-se a devolver o sistema ao seu estado normal ou a minimizar as consequências, caso o estado do sistema evolua para o de emergência ou de reposição. Para tal, a GGS determina as ações mais adequadas sobre a topologia de rede e perfil de geração, emitindo para as empresas responsáveis pelas instalações, as instruções necessárias para execução das manobras requeridas.

O processo de deteção e correção duma situação de alerta é o seguinte:

- i) Avaliação dos riscos potenciais que derivam da ocorrência de determinadas contingências;

- ii) Determinação e análise de possíveis medidas corretivas e preventivas;
- iii) Aplicação das medidas corretivas e preventivas requeridas.

3.2.1 AVALIAÇÃO DOS RISCOS POTENCIAIS

Uma vez determinadas as contingências que provoquem violações dos limites estabelecidos no Procedimento 5, identificam-se, para cada uma delas as possíveis repercussões sobre o sistema elétrico.

Estabelece-se um nível de risco especial para as contingências que impliquem incidentes de grande amplitude com consequências potencialmente importantes, podendo ocasionar:

- a) Um incidente generalizado (disparos em cadeia, colapso de tensão, perda de estabilidade que possa levar à perda duma grande parte do sistema, etc.);
- b) Um incidente de grande amplitude, considerando como tal o que, sem chegar a degenerar num incidente generalizado, pode afetar uma parcela importante do mercado ou da RNT.

Na avaliação do risco de cada uma das contingências presta-se especial atenção às circunstâncias que possam incrementar a probabilidade da sua ocorrência, tais como:

- a) Condições atmosféricas adversas (descargas atmosféricas, vento, neve, gelo, etc.);
- b) Risco de incêndio que possa afetar as instalações, respetivos elementos e/ou equipamentos;
- c) Anomalias identificadas em equipamentos;
- d) Trabalhos em tensão;
- e) Alertas especiais relacionados com sabotagens.

3.2.2 DETERMINAÇÃO E ANÁLISE DAS POSSÍVEIS MEDIDAS CORRETIVAS E PREVENTIVAS

Em todos os casos em que uma determinada contingência possa ocasionar um incidente generalizado ou de grande amplitude num sistema, a GGS deve elaborar um plano de salvaguarda, para reduzir tanto quanto possível as consequências que derivem das contingências indicadas.

Estes planos de salvaguarda contemplam as ações preventivas e/ou corretivas, que devem aplicar-se na operação com o objetivo de se garantir a segurança do sistema (alteração da

topologia da rede, redespachos de geração, reposição de emergência de elementos indisponíveis, transferência de consumos para outras instalações, modificação de programas estabelecidos na interligação, etc.).

Nos casos em que a segurança do sistema, perante as contingências, possa ser controlada de forma rápida, mediante a aplicação de medidas corretivas na pós-contingência (alteração da topologia da rede, redespacho de geração, transferência de consumos para outras instalações, etc.), não é necessário tomar medidas corretivas mais dispendiosas.

Quando as contingências possam provocar um incidente generalizado ou um incidente de grande amplitude, e as possíveis ações corretivas pós-contingência não se possam efetivar num espaço de tempo razoavelmente curto, como seria o caso de requerer-se a ligação dum novo grupo térmico, é necessário adotar medidas preventivas. Estas medidas podem passar pela mobilização de Áreas de Ofertas, inicialmente não incluídas na programação, a modificação de programas previstos na interligação, etc. Quando forem possíveis diversas soluções, é concretizada aquela que introduza menor custo no sistema.

3.2.3 APLICAÇÕES DAS AÇÕES CORRETIVAS E PREVENTIVAS

Quando seja necessário adotar medidas corretivas ou preventivas, estas devem aplicar--se o mais cedo possível, em particular, se ocorrem em circunstâncias especiais que incrementam a probabilidade da ocorrência de outras contingências.

Uma vez tomada a decisão de execução das medidas mencionadas, a GGS dá as instruções oportunas às empresas afetadas, que devem responsabilizar-se pelo seu rápido e eficaz cumprimento.

Se as empresas responsáveis pelo cumprimento das ditas instruções encontrarem algum inconveniente para a sua concretização, comunicam à GGS essa circunstância com a maior brevidade possível. Perante uma eventualidade deste tipo, a GGS determina as alternativas de operação que devem executar.

3.3 OPERAÇÃO EM ESTADO DE EMERGÊNCIA

Durante a operação, no caso do sistema se encontrar no estado de emergência, a GGS dá prioridade ao restabelecimento urgente da segurança até devolver o sistema ao seu estado normal.

Nesta situação, a GGS toma as medidas que estime necessárias, atuando sobre o sistema de produção e transporte, para conseguir, da forma mais rápida possível, que as variáveis de controlo de segurança do SEN voltem ao seu estado normal.

As atuações são análogas às indicadas no ponto anterior, dando-se prioridade às medidas que se mostrem mais eficazes, considerando que a rapidez da sua implementação é essencial, quando as violações existentes dos critérios de segurança são graves.

No caso de produzir-se alguma interrupção no fornecimento de energia elétrica motivada por um incidente na RNT, a GGS dá as instruções necessárias às empresas afetadas e coordena as suas atuações para conseguir a reposição de serviço numa forma segura e no menor espaço de tempo possível.

3.4 ATUAÇÃO EM ESTADO DE REPOSIÇÃO

O processo de reposição é coordenado e dirigido em todo o momento pela GGS até devolver o sistema ao estado normal de operação.

Uma vez detetada a perda de consumos numa determinada zona ou na totalidade do sistema, a GGS atende prioritariamente à reposição urgente do fornecimento elétrico.

No estado de reposição, a GGS, com o contributo das empresas com instalações afetas à RNT, os produtores e o Operador da Rede de Distribuição, atua sobre os elementos da RNT da seguinte forma:

- a) Ativa os Planos de Reposição de Serviço (PRS) correspondentes, quando estes sejam aplicáveis nas características e/ou extensão do incidente, podendo a GGS complementá-los ou modificá-los quando as circunstâncias assim o aconselharem;

- b) Caso não existam PRS específicos, coordena as manobras de reposição dando as instruções de despacho necessárias, baseando as suas decisões na sua própria experiência e nas ferramentas de ajuda ao dispor;
- c) Quando o sistema se encontre em estado de reposição, o primeiro objetivo é manter, ou recuperar a continuidade das interligações com Espanha. Para isso, a GGS toma as medidas que sejam precisas para eliminar as condições de operação que ponham em risco a continuidade das interligações. Se necessário, anula os programas de trocas estabelecidos na interligação solicitando energia de apoio se tal se revelar necessário, nos termos indicados no Acordo celebrado com o Operador de Sistema correspondente;
- d) Implementa as medidas necessárias para conseguir, o mais cedo possível, o equilíbrio entre a geração e o consumo, evitando o uso prolongado do apoio fornecido pelos sistemas interligados, através das respetivas interligações internacionais;
- e) Adota as medidas adequadas para assegurar a alimentação dos serviços auxiliares do parque eletroprodutor de modo geral, e com carácter prioritário, no caso das centrais térmicas;
- f) Suspende as indisponibilidades em curso que possam ter incidência no processo de reposição.

Adicionalmente, cada sala de comando da GGS toma as medidas necessárias para assegurar o correto funcionamento dos sistemas informáticos, das vias de telecomunicações e da alimentação elétrica da própria sala e das instalações vitais.

Se uma sala de comando da GGS ficar inabilitada para operar, é a sala de comando de emergência a assumir temporariamente as funções daquela, informando dessa eventualidade o Operador de Sistema vizinho. Cada sala de comando deve estabelecer os procedimentos operativos para a correta operação do seu centro de controlo de emergência.

Cada sala de comando alerta os responsáveis das diferentes instalações e serviços para que de uma forma coordenada possibilitem uma rápida intervenção.

4 MEDIDAS DE OPERAÇÃO PARA GARANTIR A SATISFAÇÃO DO CONSUMO EM SITUAÇÕES DE ALERTA E DE EMERGÊNCIA

No âmbito da aplicação deste Procedimento, entende-se que o SEN se encontra numa situação de emergência no abastecimento dos consumos, quando existe uma violação dos critérios de

funcionamento e segurança definidos no Procedimento 5, ou uma elevada probabilidade de que esta ocorra, ou sempre que esteja associado um risco objetivo para a garantia do fornecimento no conjunto do sistema ou de áreas importantes do mesmo, e ao mesmo tempo se produza ou se possa produzir o esgotamento dos recursos necessários ao abastecimento elétrico do consumo.

Entende-se que o SEN se encontra em situação de alerta no abastecimento dos consumos, se a ocorrência de alguma das contingências consideradas neste Procedimento, conduzir à situação de emergência anteriormente definida.

Neste Procedimento, indicam-se medidas de operação que se podem adotar, independentemente da sua execução poder derivar da aplicação deste ou de outros procedimentos em vigor, consoante se esteja numa situação de alerta ou emergência do abastecimento dos consumos.

Pela sua própria natureza, algumas das medidas aplicam-se simultaneamente e outras de forma sequencial, considerando-se orientadora a ordem pela qual são apresentadas neste Procedimento, competindo à GGS, determinar a sequência temporal da sua aplicação, bem como a sua implementação em função das condições de operação efetivamente existentes. Adicionalmente, a GGS realiza a implementação das medidas de operação com a antecedência possível, dentro do processo de resolução de restrições técnicas, se for tecnicamente executável ou, caso não seja, nos mercados de serviços de sistema ou, mecanismos de tempo real, de cuja gestão seja responsável.

4.1 SITUAÇÕES DE ALERTA NO ABASTECIMENTO DOS CONSUMOS A CURTO PRAZO

- a) Solicitar à APA a possibilidade de incrementar o desarmazenamento nas albufeiras de cabeceira;
- b) Interromper indisponibilidades na rede de transporte e de distribuição, caso exista essa possibilidade, sempre que estas contribuam para o aumento da segurança do sistema;
- c) Estabelecer as limitações necessárias à produção de grupos geradores e/ou à bombagem das centrais hidráulicas reversíveis baseadas na garantia do fornecimento a curto prazo;

- d) As limitações anteriores são complementares das limitações que sobre estas unidades se estabeleçam por razões de segurança a curto prazo, na aplicação de outros procedimentos vigentes;
- e) Modular a produção hidráulica para obter a máxima capacidade de produção nas horas de ponta;
- f) Quando exista um nível baixo nas reservas hidráulicas é preciso programar turbinamento em determinadas albufeiras de forma a garantir-se a existência de cota noutros dependentes daqueles, para que seja possível produzir à máxima potência hidráulica nas horas de maior consumo;
- g) Bombar com as centrais hidráulicas reversíveis nas horas de menor consumo até à máxima capacidade disponível, com o objetivo de incrementar a reserva hidráulica nestas centrais para enfrentar a ponta em condições adequadas;
- h) Interromper os programas de exportação nas horas em que a existência destes represente um dispêndio de reservas energéticas incompatível com a garantia de fornecimento de energia elétrica e o funcionamento seguro do sistema no curto prazo;
- i) Dar instruções ao operador da rede de distribuição para que requeiram aos produtores não-habilitados a entrega da sua potência máxima disponível e o acoplamento de todos os meios de compensação de reativa;
- j) A GGS pode executar programas de importação de energia elétrica, a partir de sistemas externos interligados, que complementem os programas comerciais de importação estabelecidos pelos Agentes de Mercado, até ao limite da capacidade da interligação, sempre que o custo de energia das referidas trocas, se justifique por razões de garantia do fornecimento de energia elétrica no curto prazo, e sempre que não exista reserva de regulação térmica disponível no SEN.

4.2 SITUAÇÕES DE EMERGÊNCIA NO ABASTECIMENTO DOS CONSUMOS

- a) Adotar as medidas precisas para obter o máximo de operacionalidade nas subestações críticas previamente identificadas pela GGS, e possibilitar o arranque autónomo das centrais contempladas nos planos de reposição de serviço – incremento da disponibilidade ou mobilidade do pessoal de operação ou qualquer outra Ação que se estime necessária;
- b) Solicitar energia de apoio aos sistemas elétricos vizinhos;

- c) Caso exista o risco de colapso de tensão, a GGS, pode dar instruções ao Operador da Rede de Distribuição, para bloquear os reguladores automáticos de tomadas dos transformadores, quando tal for tecnicamente possível, desde que esta medida não implique riscos maiores para o fornecimento de energia;
- d) Solicitar ao Operador da Rede de Distribuição o abaixamento da tensão de entrega na MT com o objetivo de reduzir a carga;
- e) Deslastre seletivo de cargas.

5 MECANISMO EXCECIONAL DE RESOLUÇÃO

Com o objetivo de fazer face a situações não previstas neste Manual de Procedimentos ou, por quaisquer outras razões devidamente justificadas, a GGS pode adotar as decisões que considere mais adequadas, justificando a sua atuação posteriormente, perante os Agentes de Mercado afetados e informando a ERSE através de relatório específico.

Procedimento 18

INDISPONIBILIDADES DA RNT

1 ÂMBITO

Este Procedimento, descreve os fluxos de informação e os processos necessários para a elaboração dos planos de manutenção dos elementos e instalações da rede de transporte, nos horizontes anual, bimestral, semanal e de curto prazo, de modo a:

- a) Assegurar a sua compatibilidade com os planos de manutenção das unidades de produção;
- b) Minimizar as restrições técnicas que afetem os meios de produção do sistema ibérico;
- c) Obter um estado de disponibilidade da rede de transporte que garanta a segurança e qualidade no abastecimento dos consumos.

Os planos de manutenção, respetivos processos e fluxos de informação, aplicam-se às seguintes entidades:

- a) Operador da Rede Nacional de Transporte;
- b) Entidades proprietárias de instalações particulares sujeitas à operação da RNT;
- c) Operador da rede de distribuição ligado à rede de transporte;
- d) Consumidores diretamente ligados à rede de transporte;
- e) Empresas proprietárias ou operadoras de grupos geradores diretamente ligados à rede de transporte.

2 PROGRAMA DE MANUTENÇÃO

O programa de manutenção compreende um Plano Anual de Indisponibilidades, que é revisto bimestralmente, um plano semanal e uma programação cujo âmbito temporal é inferior (denominada de curto prazo), que terminará no tempo real.

2.1 PLANO ANUAL DE INDISPONIBILIDADES

O Plano Anual de Indisponibilidades da rede de transporte inclui todas as indisponibilidades programadas da rede de transporte.

A GGS elabora o plano anual de manutenção das instalações da rede de transporte, a partir das propostas efetuadas pelas entidades abrangidas por este Procedimento. Todas as propostas anteriormente mencionadas, devem ser apresentadas à GGS até ao dia 30 de setembro de cada ano, com a informação relativa a indisponibilidades referentes ao ano seguinte e, no caso da rede de transporte, com a previsão da manutenção para os dois anos seguintes, em que no segundo ano se incluem apenas os trabalhos já orçamentados, devendo aí constar:

- a) A empresa que solicita os trabalhos;
- b) Os elementos afetados (linha, transformador, barramento, proteções, etc.), indicando o estado de disponibilidade previsto durante os trabalhos;
- c) Uma breve descrição dos trabalhos a realizar e suas implicações;
- d) A duração prevista;
- e) A data desejada para a sua realização;
- f) A margem de mobilidade possível no calendário;
- g) A possibilidade de reposição diária e tempo da mesma;
- h) O tempo de reposição em situação de emergência;
- i) Qualquer outra informação que se julgue oportuna.

Com esta informação e tendo em conta os programas de manutenção das unidades de produção, a GGS elabora, antes de 30 de novembro, o Plano Anual de Indisponibilidades da rede de transporte, tendo presente o critério de minimização das restrições técnicas que afetem os meios de produção.

Para impor o menor número possível de restrições, tanto para a geração como para a operação do sistema, a GGS agrupa os diferentes trabalhos numa única indisponibilidade, elegendo a melhor época do ano e o horário mais adequado, para que seja possível a concretização de todos os trabalhos propostos, e tem em conta as diferentes alternativas de prazos e modalidades técnicas de concretização dos mesmos, expressas pelas empresas proprietárias das instalações.

A GGS comunica o Plano Anual de Indisponibilidades a todas as entidades abrangidas por este Procedimento, depois da devida articulação.

No caso de não ser possível programar os trabalhos nas datas e modos propostos pelos proprietários das instalações, a GGS dá-lhes conhecimento tendo em vista a procura de alternativas viáveis.

Este plano é revisto bimestralmente, pelo que as empresas proprietárias das instalações devem atualizar a informação descrita anteriormente, pelo menos 20 dias úteis antes da data de publicação de cada revisão, sendo esta efetuada no primeiro dia útil do mês correspondente.

As alterações surgidas já no período de vigência do Plano Anual de Indisponibilidades, decorrentes da modificação das hipóteses que serviram de base à sua elaboração, tais como alterações substanciais da hidraulicidade e de datas de indisponibilidade de grupos geradores ou, indisponibilidades permanentes entretanto registadas, são tidas em conta nas sucessivas revisões do Plano Anual.

2.2 PLANO SEMANAL DE INDISPONIBILIDADES

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

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

Para a sua preparação, as empresas devem propor à GGS, antes das 20 horas da segunda-feira anterior à primeira semana do horizonte de programação, a informação indicada no ponto anterior, para os trabalhos que devam iniciar-se nas duas semanas seguintes. O período semanal é considerado entre as 0 horas de sábado e as 24 horas da sexta-feira seguinte.

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

Este plano faz uma distinção entre os trabalhos cuja autorização se considera firme e aqueles cuja autorização fica sujeita ao cumprimento de condições concretas de operação no momento em

que devam ser realizados. Uma vez conhecidas as condições, os trabalhos são autorizados ou recusados definitivamente.

2.2.1 CRITÉRIOS DE AUTORIZAÇÃO DAS INDISPONIBILIDADES

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

- a) Incompatibilidade de indisponibilidades simultâneas - Em caso de incompatibilidade entre várias indisponibilidades, têm prioridade de execução aquelas que foram programadas no plano anual, com exceção das indisponibilidades resultantes de avarias que podem pôr em causa a segurança do sistema, pessoas ou bens;
- b) Alteração das condições previstas a longo prazo - Uma alteração substancial das condições de operação, comparativamente às que foram consideradas aquando da execução do plano anual, pode ser motivo para não autorizar uma indisponibilidade incluída no plano anual. A decisão deve ser justificada pelo impacto negativo, quer do ponto de vista técnico quer do ponto de vista económico, que a referida indisponibilidade induz na operação;
- c) Indisponibilidades que dão lugar a restrições de geração - Aquelas indisponibilidades que sejam solicitadas nas datas inicialmente acordadas no plano anual e cuja execução dê lugar a restrições de produção em grupos geradores, são autorizadas na semana em que se pede a confirmação sempre que as condições previstas de operação ao longo do ano em curso não possibilitem uma data alternativa mais aconselhável técnica ou economicamente.

As indisponibilidades não programadas no plano anual que suponham restrições de equipamento gerador ou não disponham de reposição diária ou de emergência adequada, apenas são autorizadas em casos de avarias urgentes, que ponham em causa a segurança do sistema, pessoas e bens.

No entanto, se as condições de execução dos trabalhos permitirem a reposição, quer diária, quer a qualquer momento a pedido da GGS, a sua autorização fica condicionada até se conhecer o perfil de geração, o valor de consumo e o estado da rede para o período em causa. No programa semanal, os referidos trabalhos são identificados para que os respetivos Despachos estejam informados das condições exigidas para a sua execução. Se a indisponibilidade finalmente não for autorizada, por não cumprir as condições exigidas, então o pedido é incorporado na revisão

seguinte do plano anual, sem prejuízo de que possa ser solicitada em semanas posteriores e autorizada caso seja possível.

2.3 PROGRAMAÇÃO DE CURTO PRAZO

As indisponibilidades que surjam num prazo inferior ao indicado no plano semanal, conforme descrito no ponto anterior, são tratadas como indisponibilidades de curto prazo, cuja tramitação decorre entre as 20 horas de segunda-feira (fim do âmbito semanal) e o dia em que se pretende iniciar os trabalhos.

2.3.1 CARACTERÍSTICAS DAS INDISPONIBILIDADES GERIDAS NO CURTO PRAZO

Consideram-se indisponibilidades geridas no curto prazo, aquelas que apresentam as seguintes características:

- a) Indisponibilidades fortuitas que, por resultarem de avarias, não são passíveis de negociação por parte da GGS;
- b) Indisponibilidades urgentes que surjam depois da programação semanal, desde que a sua prorrogação para um posterior ciclo semanal de indisponibilidade, conduza a uma diminuição apreciável das condições de segurança do sistema, ponha em risco a segurança de pessoas ou instalações ou crie uma restrição de geração ou transporte;
- c) Indisponibilidades programadas que possam ser antecipadas para um horizonte definido como de curto prazo, no caso dessa antecipação ser favorável para o sistema. De acordo com decisão a tomar pela GGS, as ditas indisponibilidades devem-se iniciar logo que possível;
- d) Indisponibilidades que tramitaram do horizonte semanal, cuja autorização ficou condicionada pelo conhecimento mais objetivo dos cenários de operação. As condições de execução destes trabalhos devem permitir a reposição diária ou, num prazo razoável, de interrupção dos trabalhos, a pedido da GGS;
- e) Indisponibilidades em elementos que vão estar fora de serviço por estarem cobertos por outro trabalho autorizado em âmbito semanal, surgidos depois da correspondente decisão semanal.

2.3.2 FLUXO DE INFORMAÇÃO

Para efetuar a tramitação das indisponibilidades referidas no subponto anterior, as empresas abrangidas por este Procedimento, devem facultar à GGS a seguinte informação:

- a) Causa que justifique o tratamento da indisponibilidade a curto prazo;
- b) Responsável pelos trabalhos;
- c) Elementos afetados (linha, transformador, barramento, proteções, etc.), indicando o estado de disponibilidade durante os trabalhos;
- d) Duração prevista;
- e) Data desejada para a sua realização;
- f) Margem de mobilidade possível na data;
- g) Possibilidade de reposição diária e tempo da mesma;
- h) Tempo de reposição em situação de emergência;
- i) Qualquer outra informação que considere oportuna.

Para as indisponibilidades que tramitaram do horizonte semanal, cuja autorização ficou condicionada pelo conhecimento mais objetivo dos cenários de operação, referidas no ponto anterior, não é necessário reenviar a informação semanal. Indicar-se unicamente a ocorrência de alteração de condições.

3 ANÁLISE DIÁRIA DE SEGURANÇA

A GGS realiza diariamente uma análise de segurança para o dia seguinte, sobre cenários que reflitam o estado da rede, o consumo e o perfil de geração previstos. As indisponibilidades que foram autorizadas previamente e que devem estar em curso no dia analisado, são simuladas como um dado adquirido. Estes cenários servem de base para as análises de segurança dos sistemas e, em especial, dentro do âmbito deste Procedimento, para determinar que indisponibilidades das consideradas como de curto prazo são viáveis. De seguida, a GGS manifesta a sua conformidade ou não à execução das mesmas, de acordo com os critérios de segurança definidos no Procedimento sobre o “Funcionamento do Sistema”. As indisponibilidades que já tinham sido autorizadas prosseguem, salvo se a GGS, com prévia justificação, determinar a interrupção das mesmas.

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

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

- a) O modo de programação: anual, semanal ou de curto prazo;
- b) As datas de início e fim;
- c) A entidade responsável pelos trabalhos;
- d) Outra informação que se julgue necessária.

Procedimento 19

INDISPONIBILIDADES DAS UNIDADES DE PRODUÇÃO

1 ÂMBITO

Este Procedimento, estabelece os critérios aplicáveis à comunicação e tratamento das indisponibilidades dos grupos geradores, para que a GGS realize a verificação técnica e o despacho das Áreas de Ofertas, e confirme as circunstâncias que permitam a sua exclusão da necessidade de apresentar ofertas no mercado diário, no caso de indisponibilidades.

Considera-se que uma unidade de produção está totalmente disponível, se puder participar no despacho de produção sem nenhuma limitação na sua capacidade de geração, caso contrário, considera-se a existência de uma indisponibilidade, que pode ser parcial ou total.

Os agentes de mercado afetos às unidades de produção devem comunicar à GGS qualquer indisponibilidade total ou parcial que tenha afetado ou possa vir a afetar a capacidade de geração, o fornecimento de reativa, o consumo em bombagem ou a alteração de parâmetros dinâmicos das suas unidades de produção, logo que estas aconteçam.

2 CRITÉRIOS PARA DETERMINAÇÃO DAS INDISPONIBILIDADES

Para determinação das potências indisponíveis e dos períodos de indisponibilidade das unidades de produção, deve-se atender aos seguintes critérios gerais:

- a) Independentemente da causa que tenha provocado a indisponibilidade, a potência na emissão de um grupo é a determinada pela diferença entre a potência instalada na emissão da unidade de produção e a potência efetivamente disponível na emissão, exceto nos casos para os quais se indique um tratamento específico;
- b) O período de indisponibilidade é o compreendido entre o instante em que esta se inicia e aquele em que se finaliza. O fim de uma indisponibilidade não se considera efetivo até que este seja comunicado à GGS. Em consequência, a comunicação de disponibilidade de uma unidade de produção não tem efeitos retroativos;
- c) Durante o processo de arranque e paragem de um grupo, considera-se disponível toda a sua potência instalada na emissão, salvo se existir alguma causa que limite esse valor;

- d) No caso de atraso no paralelo, sempre que este aconteça após finalizada a hora em que era previsto acontecer, deve ser considerada a indisponibilidade total da unidade de produção durante o período de tempo compreendido entre o início da hora em que estava previsto ocorrer o paralelo e o instante de paralelo efetivo, em horas e minutos;
- e) Pelo contrário, caso o paralelo ocorra antes do fim da hora em que estava programado, não há lugar a qualquer tipo de indisponibilidade;
- f) Após disparo, um grupo não fica disponível até reentrar, exceto se for dispensado de reentrar pela GGS, passando a ser esse o instante a partir do qual a unidade de produção fica disponível, salvo informação em contrário do Agente de Mercado;
- g) Durante o período de ensaios considera-se que o grupo está disponível se a natureza dos mesmos permitir o seu cancelamento ou modificação, caso tal seja solicitado pela GGS;
- h) A disponibilidade de uma unidade de produção, desde que esteja em condições de garantir, não é afetada pelo resultado de restrições da rede de transporte que impossibilitem a utilização total ou parcial da potência instalada.

3 PROCEDIMENTOS DE ATUAÇÃO

Sempre que uma unidade de produção fique ou se preveja que venha a ficar indisponível, o Agente de Mercado deve comunicar esse facto à GGS, previamente, por correio eletrónico para endereço criado para o efeito e, posteriormente, após aceitação da GGS, por via informática mediante um ficheiro que possibilite o seu posterior tratamento informático.

A informação contida no referido ficheiro deve ser:

- a) Unidade de Produção indisponível;
- b) Data e hora de início previsto;
- c) Data e hora de início efetivo;
- d) Data e hora de fim previsto;
- e) Data e hora de fim efetivo;
- f) Potência na emissão disponível;
- g) Disponibilidade da telerregulação, se aplicável;

- h) Motivo da indisponibilidade, informação que é tornada pública no âmbito da comunicação dos factos suscetíveis de influenciar o funcionamento do mercado ou a formação dos preços;
- i) Informação comercialmente sensível, informação adicional sobre a indisponibilidade que não é objeto de divulgação pública;
- j) Adicionalmente, os Agentes de Mercado devem informar a GGS, de condicionamentos que possam afetar os programas de produção, nomeadamente, limites de cotas, caudais máximos ou mínimos, limites de reativas, caudais ecológicos, parâmetros dinâmicos, etc.

Esta informação deve ser atualizada pelo Agente de Mercado mediante a incorporação da melhor previsão disponível em cada instante.

- a) Após receber uma declaração de indisponibilidade, sempre que a mesma seja compatível com o horário de publicação do respetivo Programa Horário Operativo (PHO) contemplado no Procedimento 6, a GGS modifica a programação da Área de Ofertas afetada no PHO seguinte, que deve ser publicado, incluindo o novo programa realizado pela unidade;
- b) Caso seja necessário, o deficit de geração resultante é eliminado utilizando as metodologias descritas no Procedimento 6;
- c) Se, aquando da publicação do PHO, não for possível incluir uma indisponibilidade entretanto ocorrida, o desequilíbrio de geração existente corrige-se mediante a utilização das ofertas de reserva de regulação, sem que tal suponha modificação do PHO anteriormente publicado;
- d) Previamente ao início das sessões do mercado diário e intradiário, a GGS comunica os dados relativos às indisponibilidades ao ONME. Se, posteriormente, se produzir alguma modificação numa indisponibilidade, o Agente de Mercado comunica por via informática a citada modificação à GGS, e esta, por sua vez, ao ONME, antes do fim da correspondente sessão de mercado;
- e) A declaração de indisponibilidade e a correspondente modificação do PHO não invalida a responsabilidade do Agente de Mercado afetado participar, no que lhe for imputado, nos custos originados por esta indisponibilidade;
- f) A GGS comunica à ERSE os incumprimentos que observe por falta de comunicação dos dados das indisponibilidades, por parte dos Agentes de Mercado e os erros na informação transmitida.

4 COORDENAÇÃO DA MANUTENÇÃO DAS UNIDADES DE PRODUÇÃO

A GGS deve dispor permanentemente de informação atualizada, necessária para a elaboração do plano das indisponibilidades das unidades de produção, seja por manutenção anual, seja por outros motivos conhecidos com a antecedência necessária, com as atualizações periódicas, num horizonte anual móvel.

4.1 INFORMAÇÃO A FORNECER PELOS AGENTES DE MERCADO

Os trabalhos de manutenção, assim como quaisquer outras causas previstas que possam afetar a disponibilidade total ou parcial das unidades de produção, devem ser comunicados com a maior antecedência possível à GGS, para incorporação desta informação nos estudos de garantia de abastecimento dos consumos e segurança da operação no curto e médio prazos, de modo a permitir a obtenção de elementos que fundamentem a sua autorização.

Antes do dia 15 de cada mês, os agentes de mercado incluídos no âmbito da aplicação deste Procedimento, comunicam à GGS as suas melhores propostas sobre possíveis alterações dos períodos de indisponibilidade das suas unidades de produção, seja por alteração dos programas de manutenção programada vigentes, ou por avarias, ou qualquer outra causa que implique a apresentação duma nova previsão. O horizonte contemplado é de um ano civil móvel.

Os planos de manutenção das unidades de produção, a apresentar à GGS, devem conter a seguinte informação, considerada como mínima:

- a) Identificação da central e/ou grupo afetado pela indisponibilidade, e/ou fração da potência total indisponível;
- b) Motivo da indisponibilidade e/ou condicionamentos de geração;
- c) Datas e hora de início e de fim das indisponibilidades;
- d) Potência indisponível;
- e) Indicação sobre a impossibilidade de alteração dos períodos referidos na proposta, assumindo-se que o período de paragem é declarado inamovível, apenas se tal for imprescindível;
- f) Outra informação considerada relevante.

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

4.2 INFORMAÇÃO DIFUNDIDA PELA GGS

A GGS, após aceitar ou recusar as alterações previamente apresentadas, atualiza os planos de indisponibilidade previstos das unidades de produção definidas, num horizonte anual.

A informação elaborada pela GGS contém, para além das datas e duração dos trabalhos previstos, uma estatística da potência disponível nas diferentes unidades de produção para o horizonte contemplado e com especificação semanal.

4.3 COMPROMISSO DOS PRAZOS ANUNCIADOS

Quaisquer modificações aos trabalhos de manutenção de unidades de produção que impliquem indisponibilidades totais ou parciais e cujo começo esteja previsto nos doze meses seguintes à data de publicação do plano de indisponibilidades pela GGS, segundo o que se especifica no número anterior, devem ser comunicadas à GGS, para que esta proceda à sua validação (quando for caso disso) e as tenha em conta, para efeitos dos estudos de segurança na exploração diária da rede de transporte e na garantia do abastecimento dos consumos, assim como na planificação dos trabalhos dos elementos que compõem a rede de transporte e que possam ser afetados pelas alterações ao plano de geração apresentadas. As indisponibilidades previstas para os três meses seguintes à data de publicação do plano de indisponibilidades pela GGS, são consideradas como firmes, exceto em condições excecionais e com o acordo de ambas as partes.

Em qualquer caso, os agentes de mercado, no âmbito da aplicação deste Procedimento, devem comunicar à GGS, qualquer modificação que surja, relativamente ao programa vigente em cada instante, qualquer que seja a natureza da modificação, segundo o Procedimento anteriormente descrito.

Procedimento 20

GESTÃO DA INTERLIGAÇÃO INTERNACIONAL

1 ÂMBITO

1. Este Procedimento, 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.

2 CÁLCULO DA CAPACIDADE COMERCIAL DA INTERLIGAÇÃO

2. 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.
3. Os cálculos realizados em horizonte diário e intradiário são atualizados posteriormente, caso necessário, em tempo real.
4. Para o cálculo da capacidade da interligação Portugal – Espanha, consideram-se os critérios de funcionamento e segurança estabelecidos no presente Manual de Procedimentos.

3 GESTÃO DE CONGESTIONAMENTOS NA INTERLIGAÇÃO

5. 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.

6. 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.

7. 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.

3.1 SEPARAÇÃO DE MERCADOS

8. 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.

9. O diferencial de preços entre sistemas determina uma valorização diferenciada da energia afeta ao trânsito na interligação, que, por sua vez, origina uma renda a repartir em partes iguais,

entre operadores de sistema, de acordo com o estabelecido no Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha.

3.2 ATRIBUIÇÃO CONTÍNUA DE CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO

10. Após a abertura do mercado intradiário contínuo decorre o processo de atribuição implícita e contínua de capacidade de interligação.

11. 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.

12. O processo de atribuição implícita e contínua de capacidade de interligação deve ter em conta a capacidade comercial disponível comunicada pelos operadores das redes de transporte, garantindo em todo o instante que o saldo líquido dos programas na interligação não supera a capacidade prevista no correspondente sentido de fluxo e período de programação.

3.3 AÇÃO COORDENADA DE BALANÇO

13. 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.

14. 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 (UE) 2017/1485 da Comissão, de 2 de agosto de 2017, que estabelece orientações sobre a operação de redes de transporte de eletricidade.

15. 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.

16. 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.

17. 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.

18. Em circunstâncias excepcionais, 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.

19. O custo total de uma Ação Coordenada de Balanço é determinado de forma transparente somando as receitas ou custos de cada ORT envolvido.

20. As receitas ou custos referidas no parágrafo anterior baseiam-se no volume ativado na Ação Coordenada de Balanço, valorizado aos preços de desvio reais verificados em cada sistema elétrico.

21. No caso de a restrição física que motivou a Ação Coordenada de Balanço ter ocorrido na zona de responsabilidade comum, os custos serão repartidos em 50% pelos ORT.

22. No caso de a restrição se verificar em elementos da rede localizados fora da zona de responsabilidade comum, serão suportados integralmente pelo ORT que requereu a Ação Coordenada de Balanço.

3.4 REDESPACHO COORDENADO COMPLEMENTAR

23. 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.

24. 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.

25. Todos os custos são assumidos pelo operador da RNT, sendo imputáveis às rendas de congestionamento na interligação afetas à zona LFC portuguesa.

26. 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, 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.

27. 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.

4 ESTABELECIMENTO DOS PROGRAMAS NA INTERLIGAÇÃO

28. Os programas de energia estabelecidos na interligação, só são definitivos após confirmação dos mesmos pelos respetivos ORT.

29. 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.

30. 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.

31. 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.

5 CONTAGEM DA ENERGIA NA INTERLIGAÇÃO

32. 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.

33. 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.

6 TRATAMENTO DOS PROGRAMAS DE APOIO

34. 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.

35. 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.

36. 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.

37. 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.

38. 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.

39. 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.

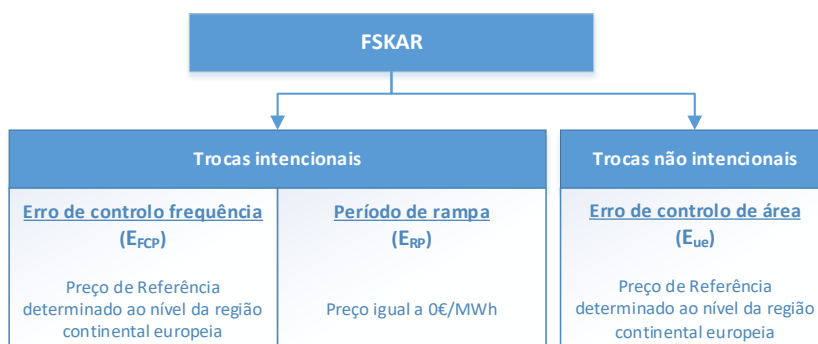
40. Os custos/receitas, associados à energia de apoio programada, têm o mesmo tratamento que as mobilizações para a resolução de restrições técnicas após a publicação do PHF.

7 DETERMINAÇÃO E COMPENSAÇÃO DOS DESVIOS NA INTERLIGAÇÃO

41. O FSKAR corresponde à liquidação financeira das trocas intencionais e não intencionais, respondendo às orientações relativas ao equilíbrio do sistema elétrico que o Regulamento EB, estabelece no ponto 3 do artigo 50.º e ponto 1 do artigo 51.º, respetivamente, dentro da área síncrona Europa Continental.

42. 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.

43. O processo de liquidação financeira dos desvios na interligação é efetuado em períodos de liquidação de 15 minutos.



44. A energia de controlo de frequência trocada na sequência do processo de controlo de frequência, E_{FCP}, é dada por:

$$E_{FCP} = -K \times \Delta f \times 1/4h$$

Onde:

K é um fator determinado anualmente para área de controlo portuguesa, uma vez que não participa no mercado de reserva de regulação primária transeuropeu, em MW/Hz.

Δf é o desvio médio de frequência na área síncrona, por período de liquidação, determinado e disponibilizado pelas duas entidades que asseguram o processo de liquidação financeira das trocas intencionais e não intencionais ao nível da região continental europeia, em Hz.

45. 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.

46. 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.

47. 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.

48. 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.

49. 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.

50. 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 regulação secundária evitada por coordenação de desvios na interligação e reserva de regulação secundária.

51. Preço de referência é determinado para cada período de liquidação como a média ponderada dos preços de mercado diário da zona de licitação das áreas de controlo:

$$\text{Preço}_{ref}(t) = \frac{\sum_m \text{DAMP}_m(t) \times (E_{ue} + E_{FCP})_m(t)}{\sum_m (E_{ue} + E_{FCP})_m(t)}$$

Onde:

$\text{DAMP}_m(t)$ – Preço de encontro do mercado diário afeto à área de controlo m , para o período de liquidação t .

$(E_{ue} + E_{FCP})_m(t)$ – Energia de trocas não intencionais e energia de controlo de frequência afeto à área de controlo m , para o período de liquidação t .

52. O preço de referência aplica-se na valorização da energia de trocas não intencionais e energia de controlo de frequência.

53. Para a energia associada às rampas de transição de programa da interligação aplica-se o preço zero, 0 €/MWh.

8 DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÃO

54. No âmbito da prestação de informação relativa à Capacidade de Interligação e às Ações Coordenadas de Balanço previstas no Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha, a GGS divulga 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, a 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 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.

Procedimento 21

VERIFICAÇÃO DA GARANTIA DO ABASTECIMENTO E SEGURANÇA DE OPERAÇÃO

1 ÂMBITO DE APLICAÇÃO

Este Procedimento estabelece o conjunto de processos de verificação da garantia do abastecimento e segurança da operação no curto e médio prazos.

O Procedimento apoia-se em duas atividades principais:

- a) A previsão do consumo;
- b) O estudo da garantia do abastecimento e segurança da operação no curto e médio prazos do Sistema Elétrico Nacional.

Este Procedimento aplica-se à GGS, ao ONME, aos Agentes de Mercado e aos titulares de unidades de produção instaladas em Portugal.

2 PREVISÃO DE CONSUMO

A GGS realiza um conjunto de previsões de consumo relativo à produção líquida do Sistema Elétrico Nacional, em diversos horizontes temporais. Estas previsões são disponibilizadas aos Agentes de Mercado e ao ONME.

2.1 PREVISÃO MENSAL COM HORIZONTE ANUAL

A Previsão Mensal é elaborada até ao dia 5 de cada mês, tem por horizonte o final do ano seguinte à data da publicação e uma discriminação mensal.

2.2 PREVISÃO COM HORIZONTE SEMANAL MÓVEL

A Previsão Semanal é elaborada diariamente até às 12:00 horas, tem por horizonte os sete dias seguintes à data da publicação e uma discriminação horária.

2.3 PREVISÃO DIÁRIA

A previsão diária é elaborada até às 17:00 horas, tem por horizonte o dia “d+2” e uma discriminação horária.

A previsão diária é atualizada noventa minutos antes do fecho de cada sessão do mercado, diário ou intradiário, para o horizonte respetivo.

3 VERIFICAÇÃO DA GARANTIA DO ABASTECIMENTO E SEGURANÇA DA OPERAÇÃO NO CURTO E MÉDIO PRAZOS

A GGS elabora mensalmente um estudo de garantia do abastecimento e segurança da operação no curto e médio prazos do Sistema Elétrico Nacional, com horizonte no final do ano seguinte, com o objetivo de identificar potenciais situações de dificuldade de abastecimento. Este estudo está disponível na sua página na Internet nos primeiros cinco dias úteis de cada mês.

3.1 ANÁLISE DE SEGURANÇA

Os estudos de garantia de abastecimento determinam o risco de falha de abastecimento que pode decorrer dos próprios meios de produção, tendo em conta as informações recebidas dos agentes relativas à disponibilidade prevista dos grupos geradores e eventuais restrições no aprovisionamento de combustíveis, ao estado das reservas hidroelétricas e aos condicionamentos na rede de Transporte ou outros previsíveis.

Estes estudos são baseados em simulações do sistema eletroprodutor tendo em conta o consumo previsível, e diversos regimes de hidraulicidade e eolicidade. Os estudos são efetuados não considerando a possibilidade de importação de energia elétrica. A análise inclui a evolução das reservas hídricas, tendo em conta os diversos cenários de afluências e pode determinar níveis mínimos de energia e potência a disponibilizar globalmente pelas centrais hídricas, ou eventualmente por aproveitamento.

Os estudos a efetuar podem incluir análises zonais de modo a determinar necessidades específicas de disponibilidade de grupos geradores e elementos da rede de transporte, de modo a evitar situações de redução da segurança do sistema em determinadas zonas.

3.2 METODOLOGIA DO ESTUDO

Para a realização dos estudos de previsão da garantia do abastecimento e segurança da operação no curto e médio prazos e verificação da segurança, são utilizados os seguintes critérios:

- a) As simulações são efetuadas tendo em conta a última previsão de consumo disponível;
- b) A utilização dos diversos meios de produção é determinada atendendo ao custo de oportunidade da geração. Para as centrais térmicas, este custo de oportunidade é determinado pelos preços de substituição dos combustíveis. Para as centrais hídricas, este custo de oportunidade é o da geração térmica substituída;
- c) As afluências futuras aos aproveitamentos hidroelétricos são obtidas a partir dos regimes históricos disponíveis. O estado inicial das albufeiras, é disponibilizado pelos Agentes de Mercado, segundo o disposto neste Procedimento;
- d) São consideradas as restrições de aprovisionamento de combustível comunicadas pelos Agentes de Mercado;
- e) É considerado o plano anual de manutenção das centrais, atualizado nos termos do Procedimento 19 deste manual;
- f) É considerada a informação atualizada relativa à Produção não-habilitada. Os regimes eólicos futuros são determinados a partir da informação histórica disponível;
- g) São tidas em conta as características técnicas dos contratos bilaterais e trocas acordados com os Agentes de Mercado.

3.3 INFORMAÇÃO NECESSÁRIA

3.3.1 CENTRAIS TÉRMICAS

Antes do dia 20 de cada mês, as empresas produtoras devem enviar à GGS a seguinte informação:

- a) Existências de combustível (se aplicável);
- b) Restrições no aprovisionamento de combustível ou outros condicionamentos à utilização total da potência disponível no horizonte das simulações.

3.3.2 CENTRAIS HIDROELÉTRICAS

As empresas proprietárias de centrais hidroelétricas devem transmitir à GGS a seguinte informação:

- a) Diariamente, valores verificados de:
 - i) Afluências próprias por albufeira;
 - ii) Cotas das albufeiras;
 - iii) Volumes turbinados, bombeados e descarregados;
 - iv) Caudais ecológicos.
- b) Antes do dia 20 de cada mês, previsões de condicionamentos de exploração previstos.

3.4 NÍVEIS DE SEGURANÇA

3.4.1 CENTRAIS TÉRMICAS

As empresas proprietárias de centrais térmicas com capacidade de armazenamento de combustível, mantêm em permanência uma reserva mínima de segurança em cada central, nos termos da legislação aplicável e das licenças de produção.

3.4.2 ALBUFEIRAS

As empresas proprietárias de centrais hídricas mantêm, em permanência, a reserva de segurança definida pelo estudo de segurança da garantia do abastecimento.

Procedimento 22

PROCEDIMENTOS DE LIQUIDAÇÃO

1 ÂMBITO E OBJETO

1. As disposições do presente Procedimento 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.

2 CARACTERÍSTICAS GERAIS DA LIQUIDAÇÃO

2. 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 à GGS;
- g) Assegurar neutralidade financeira da GGS.

3. 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.

4. 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 oferta e unidades de liquidação.

5. 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.

6. 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 os pontos seguintes.

2.1 UNIDADE MONETÁRIA UTILIZADA

7. Todas as valorizações são efetuadas na unidade monetária “Euro”, com duas casas decimais, efetuando-se o arredondamento ao cêntimo de Euro mais próximo.

2.2 PRINCÍPIO DA NEUTRALIDADE FINANCEIRA DA LIQUIDAÇÃO

8. 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.

2.2.1 DEMONSTRAÇÃO DA NEUTRALIDADE FINANCEIRA

9. 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 no ponto 5.1 do presente Procedimento.

$LIQ^{BRP}(t,a)$ 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 no ponto 5.2 do presente Procedimento.

$ACB^{BSP}(t,a)$ 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 na secção 5.1.4 do presente Procedimento

$RCC^{BSP}(t,a)$ 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 na secção 5.1.5 do presente Procedimento.

$VIA(t)$ 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 ponto 2.2.2 do presente Procedimento.

$VTSS(t)$ Valorização das trocas de serviços de sistemas através de plataformas europeias, para o período de liquidação t , determinada de acordo com o estabelecido no ponto 2.2.3 do presente Procedimento.

2.2.2 VALORIZAÇÃO DE INTERCÂMBIOS DE APOIO

10. 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.

11. 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.

12. 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.

13. 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.

14. 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 como restrições técnicas.

15. 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	$VPIA(t) > 0$	$VPIA(t) < 0$

16. O encargo mínimo a imputar ao sistema elétrico espanhol, pela ocorrência de intercâmbio de apoio no sentido Portugal Espanha, é dado pela seguinte expressão:

$$VEIA(t) = -(VIAPE(t) + EPGAP[DVPDBF](t) + EPGAP[AVPDVD](t))$$

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.

17. As energias afetas à valorização do intercâmbio de apoio que não contribuam para a regulação da zona LFC portuguesa não entram na determinação do preço do desvio conforme o definido no ponto 6.2 do presente Procedimento.

18. O proveito a atribuir ao sistema elétrico espanhol, pela ocorrência de intercâmbio de apoio no sentido Espanha Portugal é dado pela seguinte expressão:

$$VPIA(t) = VIAPE(t) + EPGAE[DVPDBF](t) + EPGAE[AVPDBF](t)$$

Onde:

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 no ponto 9 do presente Procedimento;

19. 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 refletida no encargo de regulação para o sistema (ERS), definido no ponto 9 do presente Procedimento;

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 refletida no encargo de regulação para o sistema (ERS), definido no ponto 9 do presente Procedimento.

2.2.3 VALORIZAÇÃO DAS TROCAS DE SERVIÇOS DE SISTEMA COM PLATAFORMAS EUROPEIAS (VTSS)

20. 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:

$$VTSS(t) = VELRR(t) + VmFRRAP(t) + VmFRREAP(t) + VmFRRAD(t) + VmFRREAD(t) + VERSEV(t) + VLFDI(t)$$

21. 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 no ponto 6.2 do presente Procedimento.

2.2.3.1 VALORIZAÇÃO DA POSIÇÃO LÍQUIDA DE RESERVAS DE REPOSIÇÃO RESULTANTE DAS OFERTAS ATIVADAS E NECESSIDADES SATISFEITAS (VELRR)

22. 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 no ponto 12 do Procedimento 14 e com a seguinte expressão:

$$VELRR(t) = (ERR_{oa}^{h-30}(t) - ERR_{ns}^{h-30}(t)) \times PMRR(t)$$

Onde:

	PREÇO POSITIVO	PREÇO NEGATIVO
REGULAÇÃO A SUBIR (OU ENERGIA IMPORTADA)	$VELRR(t) < 0$	$VELRR(t) > 0$
REGULAÇÃO A BAIXAR (OU ENERGIA EXPORTADA)	$VELRR(t) > 0$	$VELRR(t) < 0$

23. VALORIZAÇÃO DA POSIÇÃO LÍQUIDA RESULTANTE DA ATIVAÇÃO PROGRAMADA DE MFRR (VMFRRAP)

24. 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)	$V_{mFRRAP}(t) < 0$	$V_{mFRRAP}(t) > 0$
REGULAÇÃO A BAIXAR (OU ENERGIA EXPORTADA)	$V_{mFRRAP}(t) > 0$	$V_{mFRRAP}(t) < 0$

2.2.3.2 VALORIZAÇÃO DO ERRO DE ARREDONDAMENTO RESULTANTE DA ATIVAÇÃO PROGRAMADA DE mFRR ($V_{mFRREAP}$)

25. 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”.

2.2.3.3 VALORIZAÇÃO DA POSIÇÃO LÍQUIDA RESULTANTE DA ATIVAÇÃO DIRETA DE mFRR (V_{mFRRAD})

26. 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)	$V_{mFRRAD}(t) < 0$	$V_{mFRRAD}(t) > 0$
REGULAÇÃO A BAIXAR (OU ENERGIA EXPORTADA)	$V_{mFRRAD}(t) > 0$	$V_{mFRRAD}(t) < 0$

2.2.3.4 VALORIZAÇÃO DO ERRO DE ARREDONDAMENTO RESULTANTE DA ATIVAÇÃO DIRETA DE MFRR (VMFRREAD)

27. 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”.

2.2.3.5 VALORIZAÇÃO DA ENERGIA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA EVITADA AFETA AO PROCESSO DE COORDENAÇÃO DE DESVIOS (VERSEV)

28. A energia de regulação secundária evitada (ERSEV) afeta ao processo de coordenação de desvios é valorizada a preço de referência da ativação evitada do IGCC, em cada período de liquidação t , de 15 minutos, de acordo com o estabelecido no ponto 9.1 do Procedimento 11:

Onde:

	PREÇO POSITIVO	PREÇO NEGATIVO
REGULAÇÃO A SUBIR (OU ENERGIA IMPORTADA)	$VERSEV(t) < 0$	$VERSEV(t) > 0$
REGULAÇÃO A BAIXAR (OU ENERGIA EXPORTADA)	$VERSEV(t) > 0$	$VERSEV(t) < 0$

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

2.2.3.6 VALORIZAÇÃO DA LIQUIDAÇÃO FINANCEIRA DOS DESVIOS NA INTERLIGAÇÃO (VLFDI)

30. 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 no ponto 9 do presente Procedimento.

31. 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 ponto 7 do Procedimento 20:

Onde:

	PREÇO POSITIVO	PREÇO NEGATIVO
REGULAÇÃO A SUBIR (OU ENERGIA IMPORTADA)	$VLFDI(t) < 0$	$VLFDI(t) > 0$
REGULAÇÃO A BAIXAR (OU ENERGIA EXPORTADA)	$VLFDI(t) > 0$	$VLFDI(t) < 0$

32. Na ausência do preço de referência do FSKAR, aplica-se o preço marginal do mercado diário.

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

2.2.4 ACERTOS DECORRENTES DOS DESFASAMENTOS TEMPORAIS ENTRE PAGAMENTOS E RECEBIMENTOS NO ÂMBITO DA LIQUIDAÇÃO EM ACORDOS NACIONAIS E INTERNACIONAIS

34. 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.

35. 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.

36. Os acertos podem resultar do desfasamento temporal entre a liquidação nacional e a liquidação internacional das plataformas europeias de balanço.

2.3 RUBRICAS DA LIQUIDAÇÃO

2.3.1 ENERGIAS

37. 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 pela 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 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 à GGS, conforme metodologia estabelecida no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados em Portugal continental;
- 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) k) Emissões em Unidades Físicas de agregação de regime industrial obtidas diretamente por telecontagem das instalações produtoras e/ou de armazenamento.

2.3.2 BANDA DE RESERVA DE RESTABELECIMENTO DA FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO MANUAL

38. As rubricas a ter em conta, quer quanto a valores físicos de bandas de mFRR atribuídas, quer quanto a informação adicional relativa a incumprimentos, no âmbito da banda de mFRR, são as seguintes:

- a) Banda de mFRR atribuída em leilão por Área de Ofertas;
- b) Incumprimento do serviço de banda de mFRR por Área de Ofertas, imputável ao respetivo BSP;
- c) Incumprimento da instrução de despacho por Área de Ofertas.

2.3.3 BANDAS DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

39. As rubricas a ter em conta, quer quanto a valores físicos de Bandas de regulação secundária atribuídas, quer quanto a informação adicional relativa a incumprimentos, no âmbito da banda de regulação secundária, são as seguintes:

- a) Bandas de regulação secundária atribuídas em mercado, por unidade física, e agregadas por Área de Ofertas;
- b) Bandas de regulação secundária atribuídas extraordinariamente, por unidade física e agregadas por Área de Ofertas;
- c) Incumprimentos totais ou parciais no estabelecimento das bandas de regulação atribuídas por unidade física e agregados por Área de Ofertas, imputáveis ao respetivo agente de mercado;

- d) Incumprimentos totais por não seguimento do sinal de controlo emitido pelo regulador central, por unidade física e agregados por Área de Ofertas, imputáveis ao respetivo agente de mercado;
- e) Duração dos incumprimentos.

2.3.4 PREÇOS

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

- a) Preços marginais do mercado diário;
- b) Ofertas para resolução de restrições técnicas no PDBF;
- c) Ofertas para resolução de restrições técnicas após publicação do PDVD;
- d) Ofertas de mFRR de ativação programada ou direta, a subir e baixar;
- e) Ofertas de reservas de reposição;
- f) Preços marginais das diferentes sessões do mercado intradiário e, quando aplicável, os preços contratados em mercado intradiário a contínuo;
- g) Preços marginais de Reservas de Reposição;
- h) Preços marginais de mFRR de ativação programada;
- i) Preços marginais de mFRR de ativação direta;
- j) Preços marginais de banda de regulação atribuída em mercado;
- k) Preços marginais de banda de regulação atribuída extraordinariamente;
- l) Preços marginais de banda de reserva de restabelecimento da frequência com ativação manual;
- m) Preços do incumprimento de instruções de despacho, por Área de Oferta;
- n) Preços do desvio por defeito;
- o) Preços do desvio por excesso.

2.3.5 VALORIZAÇÃO DE DESVIOS

41. 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.

2.3.6 COMISSIONAMENTO

42. As rubricas a ter em conta, quanto a valores económicos decorrentes de períodos de comissionamento, são as seguintes:

- a) Valorização da energia injetada na rede e consumida para bombagem ou injeção em armazenamento, durante o período de comissionamento;
- b) Encargo para o agente de mercado, devido ao incumprimento da obrigatoriedade de não participação no mercado organizado de contratação à vista e/ou de contratação bilateral durante o período de comissionamento.

2.3.7 ENSAIO DE VERIFICAÇÃO DE DISPONIBILIDADE

43. 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 banda de reserva de restabelecimento da frequência com ativação manual;
- c) Encargo para o agente de mercado devido ao incumprimento do ensaio, por unidade física;
- d) Encargo para o agente de mercado devido ao incumprimento do ensaio, por Área de Ofertas com banda de reserva de restabelecimento da frequência com ativação manual.

2.3.8 VALORIZAÇÃO DE RESERVAS DE REPOSIÇÃO

44. As rubricas a ter em conta, quanto a valores económicos decorrentes da participação no mercado europeu de reservas de reposição são as seguintes:

- a) Valorização da energia das ofertas de reservas de reposição ativadas, por Área de Ofertas;
- b) Encargo para o agente de mercado, devido às incongruências na programação, a imputar ao consumo.

2.3.9 VALORIZAÇÃO DE MFRR

45. 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.

2.3.10 VALORIZAÇÃO DAS ATIVAÇÕES DO PRODUTO ESPECÍFICO DE RESERVA RÁPIDA DE MFRR

46. 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 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 de reserva rápida de mFRR, por Área de Ofertas, no processo de resolução de congestionamentos.

2.3.11 VALORIZAÇÃO DE ENERGIA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

47. As rubricas a ter em conta, quanto a valores económicos decorrentes da ativação de energia de regulação secundária são as seguintes:

- a) Valorização da energia de regulação secundária a subir, por Área de Ofertas;
- b) Valorização da energia de regulação secundária a baixar, por Área de Ofertas.

2.3.12 INCUMPRIMENTOS DE INSTRUÇÃO DE DESPACHO

48. 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, por Área de Ofertas.

2.3.13 INCUMPRIMENTO DE LIMITAÇÃO DE POTÊNCIA

49. 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;
- 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.

2.3.14 IMPOSTOS

50. Na liquidação semanal são considerados ainda todos os impostos aplicáveis sobre as rubricas atrás mencionadas.

2.4 ARREDONDAMENTOS DOS ITENS DE LIQUIDAÇÃO

51. As quantidades de energia objeto de liquidação são calculadas por período de liquidação, de 15 minutos, com exceção das quantidades de energia de restrição técnica ao PDBF determinadas por períodos de liquidação de 60 minutos, com arredondamento ao Wh mais próximo, e valorizadas com a mesma granularidade, quando aplicável.

52. As energias e valorizações do parágrafo anterior são agregadas em quantidades e montantes diários, com arredondamento ao kWh e ao cêntimo de Euro mais próximo, respetivamente.

53. Os fatores de imputação de encargos para o sistema são determinados com arredondamento à décima quinta (15ª) casa decimal mais próxima.

2.5 AGREGAÇÃO DOS ITENS DE LIQUIDAÇÃO E APLICAÇÃO DO IVA

54. 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.

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

3 CONTRATAÇÃO NO MERCADO DE CONTRATAÇÃO À VISTA ONME

56. 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.

57. O processo de liquidação das energias contratadas nos mercados diário e intradiário de energia tem por intervenientes os agentes de mercado e o respetivo operador do mercado de contratação à vista, ONME, não se encontrando abrangido pelo âmbito de aplicação do presente Manual de Procedimentos.

4 CONTRATOS BILATERAIS

58. 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.

59. 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.

5 DIREITOS DE RECEBIMENTO E OBRIGAÇÕES DE PAGAMENTO DOS BSP E BRP

60. Da participação de BSP e BRP, na área portuguesa do MIBEL, resultam direitos de recebimento e obrigações de pagamento, por período de liquidação t.

5.1 LIQUIDAÇÃO AOS BSP

61. 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.

62. 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 :

$$LIQ^{BSP}(t,a) = RTPDVD^{BSP}(t,a) + RTPHF^{BSP}(t,a) + RTTPI^{BSP}(t,a) + ACB^{BSP}(t,a) + RCC^{BSP} + PC^{BSP}(t,a) \\ + EVD^{BSP}(t,a) + BRS^{BSP}(t,a) + BFRR^{BSP}(t,a) + RS^{BSP}(t,a) + mFRR^{BSP}(t,a) + RR^{BSP}(t,a) + EIID^{BSP}(t,a) + CB^{BSP}(t,a)$$

em que cada parcela de liquidação da expressão anterior se encontra detalhada nos parágrafos seguintes.

5.1.1 RESTRIÇÕES TÉCNICAS APÓS A PUBLICAÇÃO DO PDVD ($RTPDVD^{BSP}$)

63. 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 através do PRR, de antecipação ou arranque de um grupo termoeletrico, incluindo, quando aplicável, o incumprimento das instruções de arranque, para o período de liquidação t , de 15 minutos, afeta ao BSP a .

$$RTPDVD^{BSP}(t,a) = \sum_a VERTPDVD'(t,uf) + \sum_a VERTPDVD''(t,uf) - \sum_a VIRTPDVD(t,uf)$$

Onde:

$VERTPDVD'(t,uf)$ Valorização da Energia para Resolução de Restrições Técnicas após a publicação do PDVD, resultante da instrução de arranque de grupo termoeletrico, com incremento de energia programada no PRR, durante o período de liquidação t , para a unidade física uf afeta ao BSP a , de acordo com o estabelecido no ponto 3.2 do Procedimento 8.

$VERTPDVD''(t,uf)$ Valorização da Energia para Resolução de Restrições Técnicas após a publicação do PDVD, resultante da instrução de antecipação de grupo termoeletrico, com incremento de energia programada no PRR, durante o período de liquidação t , para a unidade física uf afeta ao BSP a , de acordo com o estabelecido no ponto 3.2 do Procedimento 8.

$VIRTPDVD(t,uf)$ 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 incumpe o PRR, admitindo uma tolerância por defeito definida pela GGS durante o período de liquidação t , para a unidade física uf afeta ao BSP a , de acordo com o estabelecido no ponto 5 do Procedimento 8.

5.1.2 RESTRIÇÕES TÉCNICAS APÓS A PUBLICAÇÃO DO PHF ($RTPHF^{BSP}$)

64. O valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento relativos à valorização das energias mobilizadas em restrição técnica posteriores à publicação do PHF, 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 :

$$RTPHF^{BSP}(t,a) = \sum_{ao \in a} VERTPHFAP(t,ao) + \sum_{ao \in a} VERTPHFADS(t,ao) + \sum_{ao \in a} VERTPHFADB(t,ao)$$

Onde:

$VERTPHFAP(t,ao)$ 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 PHF, por Área de Ofertas, a preço marginal de mFRR de ativação programada, garantindo o preço de cada oferta de mFRR cativada para o efeito, de acordo com o estabelecido no ponto 4 do Procedimento 8.

$VERTPHFADS(t,ao)$ 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 PHF, por Área de Ofertas, a preço marginal de mFRR de ativação direta a subir, garantindo o preço de cada oferta de mFRR cativada para o efeito, de acordo com o ponto 4 do Procedimento 8.

$VERTPHFADB(t,ao)$ 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 PHF, por Área de Ofertas, a preço marginal de mFRR de ativação direta a baixar, garantindo o preço de cada oferta de mFRR cativada para o efeito, de acordo com o ponto 4 do Procedimento 8.

5.1.3 RESTRIÇÕES TÉCNICAS PARA TRANSIÇÕES DO PROGRAMA NA INTERLIGAÇÃO ($RTTPI^{BSP}$)

65. O valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento relativos à valorização das energias mobilizadas em restrição técnica, no âmbito do Procedimento 13, 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 Procedimento 13 por Área de Ofertas ao de cada BSP a , valorizadas de acordo com o estabelecido no referido Procedimento.

$VERTTPIADS(t,ao)$ 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 no Procedimento 13 por Área de Ofertas ao de cada BSP a , valorizadas de acordo com o estabelecido no referido Procedimento.

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 Procedimento 13, por Área de Ofertas de cada BSP a, valorizadas de acordo com o estabelecido no referido Procedimento.

5.1.4 AÇÕES COORDENADAS BALANÇO (ACB^{BSP})

66. 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 fins específicos que não 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, para a resolução de restrições técnicas estabelecidas no ponto 3.3 do Procedimento 20, por Área de Ofertas de cada BSP a, a preço marginal de mFRR de ativação programada, garantindo o preço de cada oferta de mFRR cativada totalmente ou parcialmente para o efeito, quando aplicável.

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, para a resolução de restrições técnicas estabelecidas no ponto 3.3 do Procedimento 20, por Área de Ofertas de cada BSP a, a preço marginal de mFRR de ativação direta a subir, garantindo o preço de cada oferta de mFRR cativada totalmente ou parcialmente para o efeito, quando aplicável.

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, para a resolução de restrições técnicas estabelecidas no ponto 3.3 do Procedimento 20, por Área de Ofertas de cada BSP a, a preço marginal de mFRR de ativação direta a baixar, garantindo o preço de cada oferta de mFRR cativada totalmente ou parcialmente para o efeito, quando aplicável.

5.1.5 REDESPACHOS COORDENADOS COMPLEMENTARES (RCC^{BSP})

67. 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:

$$RCC^{BSP}(t,a) = \sum_{ao \in Ea} VRCCAP(t,ao) + \sum_{ao \in Ea} VRCCADS(t,ao) + \sum_{ao \in Ea} VRCCADB(t,ao)$$

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 ponto 3.4 do Procedimento 20, por Área de Ofertas de cada BSP a, a preço marginal de mFRR de ativação programada, garantindo o preço de cada oferta de mFRR cativada totalmente ou parcialmente para o efeito, quando aplicável.

$VRCCADS(t,ao)$ 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 ponto 3.4 do Procedimento 20, por Área de Ofertas de cada BSP a, a preço marginal de mFRR de ativação direta a subir, garantindo o preço de cada oferta de mFRR cativada totalmente ou parcialmente para o efeito, quando aplicável.

$VRCCADB(t,ao)$ 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 ponto 3.4 do Procedimento 20, por Área de Ofertas de cada BSP a, a preço marginal de mFRR de ativação direta a baixar, garantindo o preço de cada oferta de mFRR cativada totalmente ou parcialmente para o efeito, quando aplicável.

5.1.6 PERÍODO DE COMISSIONAMENTO (PC^{BSP})

68. 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:

$$PC^{BSP}(t,a) = \sum_{uf \in ao, ao \in a} VEC(t,ao,uf) + EINPM(t,a)$$

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 no ponto 4 do Procedimento 3.

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

Obrigação de pagamento, resultante da soma das agregações por Área de Ofertas afeta a cada BSP, da repartição horária, do encargo diário afeto ao

incumprimento de não participação em mercado organizado e de contratação bilateral, de unidades físicas em período de comissionamento, quando em regime industrial, determinado de acordo com o estabelecido no ponto 4 do Procedimento 3.

5.1.7 ENSAIO DE VERIFICAÇÃO DE DISPONIBILIDADE (EVD^{BSP})

69. 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:

$$EVD^{BSP}(t,a) = \sum_{uf \in ao, ao \in Ea} VEVD(t,ao,uf)$$

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 Oferta 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 o a alínea a) do ponto 12 do Procedimento 12 ou o ponto 8 do Procedimento 15.

5.1.8 BANDA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA (BRS^{BSP})

70. Corresponde ao valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento relativos à participação do BSP a , no mercado de contratação de banda de regulação secundária, incluindo, quando aplicável, atribuição extraordinária de banda de regulação secundária e incumprimentos na disponibilização de banda de regulação secundária atribuída, no período de liquidação t :

$$BRS^{BSP}(t,a) = VBRA(t,a) + VEBRAE(t,a) + VIBRA(t,a)$$

onde:

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

Direito de recebimento, resultante do somatório das agregações por cada BSP a, das valorizações devidas a unidades físicas (uf) contidas em cada Área de Ofertas (ao), referentes respetivamente:

- À Valorização de Banda de Regulação Secundária Atribuída em Mercado (VBRAM), de acordo com o estabelecido no ponto 10 do Procedimento 11;
- À Valorização de Banda de Regulação secundária Atribuída Extraordinariamente (VBRAE), de acordo com o estabelecido no ponto 8 do Procedimento 11.

$$VBRA(t,a) = \sum_a \sum_{ao} (VBRAM(t,ao,uf) + VBRAE(t,ao,uf))$$

VEBRAE(t,a) Valorização de alterações à programação, devidas ao Estabelecimento de Banda de Regulação secundária Atribuída Extraordinariamente, para o período de liquidação t, afeta ao BSP a.

Direito de recebimento ou Obrigação de pagamento, resultante da soma algébrica das valorizações das energias por Área de Ofertas afeta a cada BSP, devidas à alteração da programação, de modo a estabelecer banda de regulação secundária, em unidades físicas, contidas em cada Área de Ofertas, através de mecanismo excepcional de atribuição de reserva de regulação secundária, de acordo com o estabelecido no ponto 8 do Procedimento 11.

VIBRA(t,a) Valorização de Incumprimentos no estabelecimento de Banda de Regulação Secundária Atribuída, durante o período de liquidação t, afeta ao BSP a.

Obrigação de pagamento, resultante do somatório das agregações por Área de Ofertas afeta a cada agente de mercado, das valorizações devidas ao não seguimento do sinal de controlo emitido pelo regulador central e ao não estabelecimento total ou parcial de banda de regulação secundária atribuída em unidades físicas contidas em cada Área de Ofertas, de acordo com o estabelecido no ponto 10 do Procedimento 11.

5.1.9 BANDA DE RESERVA DE RESTABELECIMENTO DA FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO MANUAL (BFRR^{BSP})

71. 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:

$$BFRR^{BSP}(t,a) = VFRRS(t,a) + VIBFRRS(t,a)$$

onde:

VFRRS(t,a) Valorização de banda de mFRR a subir contratada no mercado de contratação de banda de mFRR de acordo com o estabelecido no ponto 5 do Procedimento 15 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 no ponto 5 do Procedimento 15 para o período de liquidação t, afeta ao BSP a, sendo um direito de pagamento, de acordo com o estabelecido no ponto 9.2 do Procedimento 15.

5.1.10 ENERGIA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA (RS^{BSP})

72. O valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento relativos à valorização da energia de Regulação Secundária, durante o período de liquidação t, de 15 minutos, afeta ao BSP a:

$$RS^{BSP}(t,a) = \sum_{uf \in \text{Eao}, \text{ao} \in \text{Ea}} VRSS(t,uf) + \sum_{uf \in \text{Eao}, \text{ao} \in \text{Ea}} VRSB(t,uf)$$

Onde:

	PREÇO POSITIVO	PREÇO NEGATIVO
ENERGIA A SUBIR	$VRSS(t,uf) < 0$	$VRSS(t,uf) > 0$
ENERGIA A BAIXAR	$VRSB(t,uf) > 0$	$VRSB(t,uf) < 0$

$VRSS(t,uf)$ Valorização da energia de Regulação Secundária, ativada a subir para o processo de controlo de frequência, durante o período de liquidação t , por Unidade Física uf na Área de Ofertas ao afeta ao BSP a .

$VRSB(t,uf)$ Valorização da energia de Regulação Secundária, ativada a descer para o processo de controlo de frequência, durante o período de liquidação t , por Unidade Física 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 Regulação Secundária, resultante da diferença do integral do sinal de controlo emitido pelo regulador central e o respetivo programa base de funcionamento, por Unidade Física em telerregulação, contida em cada Área de Ofertas, de acordo com o estabelecido no ponto 10.2 do Procedimento 11.

5.1.11 ENERGIA DE RESERVAS DE RESTABELECIMENTO COM ATIVAÇÃO MANUAL ($mFRR^{BSP}$)

73. 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 :

$$mFRR^{BSP}(t,a) = \sum_{ao \in A} VEmFRR(t,ao)$$

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 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 Procedimento 12.

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.

5.1.12 ENERGIA DE RESERVAS DE REPOSIÇÃO (RR^{BSP})

74. 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:

$$RR^{BSP}(t,a) = \sum_{uf \in \text{ao}, \text{ao} \in \text{a}} VERR(t,\text{ao},uf)$$

Onde:

	PREÇO POSITIVO	PREÇO NEGATIVO
ENERGIA A SUBIR	$VERR(t,\text{ao}) < 0$	$VERR(t,\text{ao}) > 0$
ENERGIA A BAIXAR	$VERR(t,\text{ao}) > 0$	$VERR(t,\text{ao}) < 0$

$VERR(t,\text{ao})$ Valorização da energia de Reservas de Reposição, ativada para o processo de controlo de 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 ponto 12 do Procedimento 14.

5.1.13 INCUMPRIMENTO DE INSTRUÇÃO DE DESPACHO OU DE LIMITAÇÃO DE POTÊNCIA ($EIID^{BSP}$)

75. 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 :

$$EIID^{BSP}(t,a) = \sum_{ao \in A} VIID(t,ao) + \sum_{uf \in A} VILP(t,uf)$$

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 ponto 8.1 do presente Procedimento.

$VILP(t,uf)$ 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 ponto 8.2 do presente Procedimento.

5.1.14 SERVIÇOS DE SISTEMA CONTRATADOS BILATERALMENTE (CB^{BSP})

76. 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 ponto 3 do Procedimento 16, 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 $RV(t,gr) < RI(t,gr) - 10 \text{ MVar}$ ou $RV(t,gr) > RI(t,gr) + 10 \text{ MVar}$.

$k(gr)$ 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.

77. O mecanismo de verificação de incumprimentos aplica-se em todos os períodos de 15 minutos afetos a uma instrução de potência reativa.

5.2 LIQUIDAÇÃO AOS BRP

78. 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.

79. Os direitos de recebimento ou obrigações de pagamento, por período de liquidação t, dos BRP, são apurados pela agregação dos conceitos de liquidação aplicáveis.

80. 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:

$$LIQ^{BRP}(t,a) = DESV^{BRP}(t,a) + ERS^{BRP}(t,a) + EDG^{BRP}(t,a) + RTPDBF^{BRP}(t,a)$$

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. Direito de recebimento ou obrigação de pagamento, resultante da valorização de energia

de desvio por defeito ou por excesso, determinada por unidade de liquidação afeta a cada agente de mercado, de acordo com o estabelecido no ponto 6 do presente Procedimento. Inclui, quando aplicável, os agravamentos relativos a unidades genéricas de programação, no período de liquidação t.

$ERS^{BRP}(t,a)$ corresponde ao valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento afetos à regulação e a imputar ao consumo, a repercutir no BRP a, no período de liquidação t, determinado de acordo com o estabelecido no ponto 0 do presente Procedimento.

$EDG^{BRP}(t,a)$ corresponde ao valor agregado dos direitos de recebimento ou obrigações de pagamento, relativos a penalidades por incumprimento à programação em unidades genéricas de programação, no período de liquidação t, determinado de acordo com o estabelecido no ponto 5.2.3 do presente Procedimento.

$RTPDBF^{BRP}(t,a)$ 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, de uma hora, no mecanismo de resolução de restrições técnicas no PDBF, determinado de acordo com o estabelecido no ponto 5.2.4 do presente Procedimento.

5.2.1 VALORIZAÇÃO DE DESVIOS ($DESV^{BRP}$)

81. 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, traduz-se na seguinte expressão geral:

$$DESV^{BRP}(t,a) = \sum_{ul \in a} (ED(t, ul) \times PD(t))$$

Onde:

$DESV^{BRP}(t,a)$ Valorização da energia do desvio, durante o período de liquidação t, determinada por unidade de liquidação ul do BRP a.

ED(t,ul) Energia de desvio, em cada ISP t, por unidade de liquidação ul do BRP a, determinada de acordo com o ponto 6.1 do presente Procedimento.

PD(t) Preço do desvio, em cada ISP t, determinado de acordo com o ponto 6.2 do presente Procedimento.

82. De acordo com o artigo 55.º do Regulamento EB, a liquidação de desvios entre a GGS e cada BRP é feita tendo em conta a tabela seguinte:

Tipo de liquidação de desvios	Preço de desvio positivo	Preço de desvio negativo
Desvio por excesso	Direito de recebimento do BRP	Obrigação de pagamento do BRP
Desvio por defeito	Obrigação de pagamento do BRP	Direito de recebimento do BRP

83. 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 no ponto 9 do presente Procedimento.

5.2.2 ENCARGOS DE REGULAÇÃO PARA O SISTEMA A IMPUTAR AO CONSUMO (ERS^{BRP})

84. Os encargos para o sistema resultantes da valorização afeta à regulação e a imputar ao consumo, ERS^{BRP}, são repercutidos no BRP a, por período de liquidação t.

85. Os encargos referidos no parágrafo anterior consistem numa obrigação de pagamento, 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 ao consumo, devido às unidades de liquidação afetas a cada BRP, rateado tendo em conta a razão, no referencial de geração, entre o consumo verificado de cada unidade de liquidação e a soma dos consumos verificados das unidades de liquidação de todos os BRP, traduzindo-se pela seguinte expressão:

$$ERS^{BRP}(t,a) = - \sum_{ul \in a} KC(t,ul) \times ERS(t)$$

Onde:

KC(t,ul) Fator de imputação de encargos para o sistema, a atribuir ao consumo, por período de liquidação t, a repercutir sobre o BRP a, através da unidade de liquidação ul, determinado de acordo com o estabelecido no ponto 86 do presente Procedimento.

ERS(t) Encargo de regulação para o sistema, resultante da valorização afeta à regulação verificada para o período de liquidação t, imputável ao consumo, determinado de acordo com o estabelecido no ponto 9 do presente Procedimento.

86. Os encargos de regulação para o sistema não são imputados ao consumo em bombagem, nem para injeção em instalações de armazenamento autónomo.

5.2.2.1 FATOR DE IMPUTAÇÃO DE ENCARGOS DE REGULAÇÃO PARA O SISTEMA, A ATRIBUIR AO CONSUMO

87. O fator de imputação de encargos para o sistema, a atribuir ao consumo, por período de liquidação t, é determinado por unidade de liquidação afeta aos BRP.

88. Para efeito do cálculo do fator de imputação de encargos de regulação para o sistema a atribuir ao consumo, a unidade de liquidação corresponde ao conjunto de unidades de programação dos agentes de mercado pelos quais o BRP assumiu responsabilidade pela liquidação dos desvios.

89. O comercializador de último recurso e o agregador de último recurso constituem exceções ao parágrafo anterior, correspondendo a unidade de liquidação do comercializador de último recurso à respetiva unidade de programação de consumo e as unidades de liquidação do agregador de último recurso às respetivas unidades de programação de produção não habilitada.

90. O fator de imputação de encargos para o sistema a atribuir ao consumo é determinado pela seguinte expressão:

$$KC(t,ul) = \frac{\sum_{ul} CVA(t,up)}{\sum_a \sum_{ul} CVA(t,up)}$$

Onde:

KC(t,ul) fator de imputação de encargos de regulação para o sistema, a atribuir ao consumo, por período de liquidação t, a repercutir sobre o BRP, através da unidade de liquidação ul.

$CVA(t,up)$ consumo verificado durante o período de liquidação t , ajustado ao referencial de geração, da unidade de programação up afeta à unidade de liquidação ul do BRP.

5.2.3 INCUMPRIMENTO À PROGRAMAÇÃO EM UNIDADES GENÉRICAS

91. 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 no ponto 7 do presente Procedimento.

5.2.4 RESOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES TÉCNICAS NO PDBF ($RTPDBF^{BRP}$)

92. 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 , de uma hora, no mecanismo de resolução de restrições técnicas no PDBF, é dado pela seguinte expressão:

$$RTPDBF^{BRP}(t,a) = VERTPDBF(t,a)$$

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 , afetas 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 no ponto 2 do Procedimento 8.

93. 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.

6 DESVIO POR UNIDADE DE LIQUIDAÇÃO

94. A Decisão da ACER 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 h.

95. Considerando o articulado que consta no Anexo I daquela Decisão, o ponto 6.1 deste Procedimento determina os desvios dos BRP e as suas componentes, nomeadamente a posição (artigo 3º), as quantidades atribuídas (artigo 4º), os ajustamentos de desvio (artigo 5.º) e o desvio (artigo 6º).

96. No ponto 6.2 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 55º do Regulamento EB.

6.1 CÁLCULO DAS ENERGIAS DE DESVIO POR UNIDADE DE LIQUIDAÇÃO

97. As energias de desvio determinam-se por unidade de liquidação de desvios, que, para esse efeito, correspondem ao conjunto de agentes de mercado com os quais o BRP tem responsabilidades de liquidação de desvios, independentemente das responsabilidades com outros encargos de regulação.

98. O comercializador de último recurso e o agregador de último recurso constituem exceções à regra expressa no parágrafo anterior, para os quais as unidades de liquidação correspondem às respetivas unidades de programação.

99. 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 ponto 6.1.2e a posição final única conforme detalhada no 101, incluindo eventuais ajustamentos de desvio detalhados no 6.1.3, do presente Procedimento.

100. A valorização das energias de desvio da unidade de desvio de comercialização udc, traduz-se na seguinte expressão geral:

$$DES\text{V}(h,ul|_{udc})=DES\text{V}(h,udc)\times\frac{|ED(h,ul|_{udc})|}{|ED(h,udc)|}$$

101. A 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.

102. 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.

6.1.1 POSIÇÃO

103. 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.

104. A posição final única para cada BRP corresponde a soma do PHFC de unidades de programação dos Agentes de Mercado que lhe delegaram essa responsabilidade.

105. A Posição de cada BRP é dada pelo PL, Programa de Liquidação.

106. 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 PHF.

6.1.2 QUANTIDADES ATRIBUÍDAS

107. 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, 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 (CBV);
- c) da Emissão Verificada (EV) e,
- d) da Energia para o estabelecimento de Banda de Regulação Secundária Atribuída, não garantida em mercado organizado ou não garantida pelos limites máximo e mínimo de funcionamento do serviço de telerregulação, estabelecidos pelo agente de mercado, para a unidade física (EEBRA).

108. A 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.

6.1.3 AJUSTAMENTOS DE DESVIO

109. Caso um BRP seja responsável pela liquidação do desvio de BSP, os Ajustamentos de Desvio correspondem às respetivas mobilizações, no referencial de geração, incluindo as reservas de restabelecimento de frequência, a reserva de reposição e quando aplicável a reserva de regulação secundária e restrições técnicas.

110. 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 pela GGS.

111. 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.

112. A fim de cumprir o requisito referido no parágrafo anterior, 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.

113. A 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.

6.1.4 DESVIO

114. 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 (na secção 6.1.2), e a respetiva Posição (na secção 6.1.1), corrigida pelos eventuais Ajustamentos de Desvio (na secção 6.1.3).

115. Para as unidades de liquidação relativas a unidades de programação não genéricas, a energia de desvio resulta da diferença entre a participação efetiva na área portuguesa do MIBEL, e o PL, Programa de Liquidação.

116. Na determinação do desvio da unidade de liquidação afeta aos BRP que participam apenas nos mercados organizados ou através de contratação bilateral, o PL corresponde ao respetivo PHFC.

117. Caso o BRP seja responsável pela liquidação dos desvios ou transacione nos mercados organizados, ou através de contratação bilateral, energia afeta a outros agentes de mercado que participam nos mercados de serviços de sistema, o PL corresponde ao PHFC ajustado com as respetivas mobilizações de reservas de regulação.

118. O desvio da unidade de desvio de comercialização udc, enquanto BRP, resulta da soma algébrica dos desvios das unidades de liquidação afetas aos agentes de mercado comercializadores integradas nessa unidade.

6.2 VALORIZAÇÃO DAS ENERGIAS DE DESVIO POR UNIDADE DE LIQUIDAÇÃO

119. As regras de cálculo dos preços de desvio obedecem às disposições do artigo 9.º do Anexo I da Decisão 18/2020 da ACER.

120. 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 Procedimento 14, 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 Procedimento 14, 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), definidas de acordo com o artigo 21.º do Regulamento EB;
- d) quando aplicável, o preço ou preços de energia de regulação resultantes da ativação de produtos específicos para os processos de restabelecimento da frequência ou reservas de reposição, nomeadamente os previstos no Procedimento 11.

121. O cálculo dos preços de desvio a utilizar na valorização das energias de desvio, por defeito, PDD(h), ou por excesso, PDE(h), é feito através de uma média ponderada tendo em conta, quer os preços identificados acima nas alíneas a) a c), quer as respetivas energias ativadas, considerando:

- a) PDD(h) O preço do desvio por defeito, quando aplicável, representa o preço médio ponderado das ativações de energia de regulação a subir, considerando quer os preços quer as respetivas energias de ativação identificados acima nas alíneas a) a c).
- b) PDE(h) - O preço do desvio por excesso, quando aplicável, representa o preço médio ponderado das ativações de energia de regulação a baixar, considerando quer os preços quer as respetivas energias de ativação identificados acima nas alíneas a) a c).

122. A valorização das energias de desvio deve remunerar todas as ativações de energia de regulação resultantes da mobilização de reserva de potência ativa para resolução de desvios, através de instruções de despacho ou de forma automática, seguindo o sinal de controlo emitido

pelo regulador central, ou através da valorização de energia para Resolução de Restrições Técnicas posteriores ao PHF, empregues na regulação do sistema.

123. De forma a garantir a neutralidade financeira do ORT, são afetos ao consumo a diferença entre os custos determinados no ponto 9 do presente Procedimento e as receitas provenientes da valorização das energias de desvio aqui determinadas.

124. A GGS aplica a metodologia de preço único para o desvio, segundo o artigo 7º, 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(h);
- 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(h).

125. A 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 11º, nº1, alínea a), da Decisão da ACER n.º 18/2020, de 15 julho de 2020, conforme exigido pelo artigo 52º, nº 2, alínea d), subalínea i), do Regulamento EB.

126. Nos termos do parágrafo 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(h);
- 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(h).

127. 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.

128. O valor residual referido no parágrafo anterior deve resultar de proposta da GGS a homologar pela ERSE, apresentada até 9 meses após a produção de efeitos da metodologia de

valorização de desvios definida no presente MPGGS, com base na informação recolhida nesse período.

129. A GGS, na ausência de ativações de regulação para um determinado período de liquidação, valoriza todos os desvios com o preço das ativações evitadas, PAE(h), 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.

130. A repercussão do encargo ou proveito para o sistema que resulta da valorização dos desvios afetos a unidades de liquidação é feita sobre o consumo de acordo com o ponto 9 do presente Procedimento.

7 ENCARGO PARA PENALIZAÇÃO POR INCUMPRIMENTOS À PROGRAMAÇÃO EM UNIDADES DE LIQUIDAÇÃO RELATIVAS A UNIDADES DE PROGRAMAÇÃO GENÉRICA (EDG)

131. 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.

132. 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.

133. 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.

134. 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.

135. 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 horários não alteráveis em sessões do mercado intradiário subsequentes.

7.1 AGRAVAMENTO NA FASE 1

136. 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.

7.2 AGRAVAMENTO NA FASE 2

137. A manutenção de desvios em unidades de programação genérica, no final do mercado intradiário para cada período de liquidação, implica um agravamento, por unidade de liquidação, correspondente a 3 vezes o preço de encontro do mercado diário, quando positivo, aplicado na valorização do módulo do respetivo incumprimento.

8 PENALIZAÇÃO POR INCUMPRIMENTO DE INSTRUÇÕES DE DESPACHO OU DE LIMITAÇÕES DE POTÊNCIA

138. Em caso de incumprimento das instruções de despacho ou limitações de potência, a GGS identifica os períodos de tempo com deficiente resposta às solicitações requeridas, registrando estas situações, e produz um relatório sobre incumprimentos que a envia à ERSE, trimestralmente, até ao fim do trimestre seguinte ao qual diz respeito.

139. 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.

140. 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 frequência pelo conjunto de Áreas de Ofertas do BSP.

141. 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 no ponto 9 do presente Procedimento.

8.1 INCUMPRIMENTO DE INSTRUÇÃO DE DESPACHO

142. 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, se assim determinado pela GGS e 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 parágrafo seguinte, tendo em conta os períodos de liquidação de cada produto.

143. A Área de Ofertas ou conjunto de Áreas de Ofertas que responda, em simultâneo, a solicitações de mFRR e de aFRR num determinado período de liquidação é excluída da aplicação da penalidade por incumprimento das instruções de despacho.

144. 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.

145. 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 para determinar a posição final de cada Área de Ofertas no período de liquidação t .

146. 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 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.

147. Para efeito da verificação do cumprimento das instruções de despacho, consideram-se as seguintes quantidades de energia em cada período de liquidação t :

- a) QFA (t,ao) - A quantidade de energia correspondente à posição final de cada Área de Ofertas ou conjunto de Áreas de Ofertas ao , 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 frequência ou resolução de restrições técnicas, do período de liquidação t ;
- b) QVA (t,ao) - A quantidade verificada atribuída a cada Área de Ofertas ou conjunto de Áreas de Ofertas ao , incluindo toda a produção e/ou todo o consumo (incluindo o consumo em bombagem e injeção em armazenamento), medido no ponto de ligação à rede e considerando o ajustamento para perdas nas redes, quando aplicável, para o período de liquidação t .

148. Por quantidade de energia correspondente à posição final de cada Área de Ofertas entende-se a que resulta da repartição válida do programa PHFC, por Unidade Física e em períodos de 15 minutos, agregada pelas Unidades Físicas que compõem a Área de Ofertas.

149. 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 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 é predominantemente a subir e resulta numa energia em defeito fora da tolerância, tal que:

$$QVA(t,ao)-QFA(t,ao) < \text{Máx}\{-2.5 \text{ MW}; -2\% \times [QA_{RR}(t,ao)+QA_{mFRR}(t,ao)]\}$$

Neste caso, a valorização do incumprimento de instrução de despacho, para a Área de Ofertas ou conjunto de Áreas de Ofertas ao, para o período de liquidação t, é:

$$VIID(t,ao)= \text{Máx} [QVA(t,ao)-QFA(t,ao); -[QA_{RR}(t,ao)+QA_{mFRR}(t,ao)]] \times PIID(t,ao)$$

- b) A quantidade de energia ativada na Área de Ofertas ou conjunto de Áreas de Ofertas é predominantemente a baixar e resulta numa energia em excesso fora da tolerância, tal que:

$$QVA(t,ao)-QFA(t,ao) > \text{Mín} \{2.5 \text{ MW}; -2\% \times [QA_{RR}(t,ao)+QA_{mFRR}(t,ao)]\}$$

Neste caso, a valorização do incumprimento de instrução de despacho, para a Área de Ofertas ou conjunto de Áreas de Ofertas ao, para o período de liquidação t, é:

$$VIID(t,ao)= - \text{Mín}[QVA(t,ao)-QFA(t,ao); -[QA_{RR}(t,ao)+QA_{mFRR}(t,ao)]] \times PIID(t,ao)$$

150. O preço aplicado ao incumprimento, $PIID(t,ao)$, para uma Área de Ofertas ou conjunto de Áreas de Ofertas com energia ativada predominantemente a subir, corresponde ao preço médio ponderado de todas as ativações de RR e/ou de mFRR a subir afetas à Área de Ofertas ou conjunto de Áreas de Ofertas, quando positivo, com uma agravante de 20%.

151. 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, o preço aplicado ao incumprimento nas condições do parágrafo anterior corresponde ao preço marginal do mercado diário, quando positivo, com uma agravante de 20%.

152. O preço aplicado ao incumprimento, $PIID(t,ao)$, para uma Área de Ofertas ou conjunto de Áreas de Ofertas 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 afetas à Área de Ofertas ou conjunto de Áreas de Ofertas.

153. Quando os preços a aplicar por incumprimento da instrução de despacho determinados de acordo com os parágrafos anteriores sejam negativos, a valorização da penalidade é nula.

154. A verificação do serviço de banda de reserva secundária e a respetiva penalização são feitas nos termos do Procedimento 11.

155. 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 as unidades físicas de agregação de instalações de consumo, de produção e/ou de armazenamento com menos de 1 MW, 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.

8.2 INCUMPRIMENTO DE LIMITAÇÃO DE POTÊNCIA

156. 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 pela GGS.

157. Caso se verifique a ativação de regulação secundária numa Unidade Física ou conjunto de Unidades Físicas com limitação de potência, a Unidades Física, ou conjunto de Unidades Físicas, é excluída da verificação do cumprimento de limitação de potência.

158. 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:

$$CV(t,uf) - LP(t,uf) < \text{Máx} \{-2.5 \text{ MW}; 2\% \times LP(t,uf)\}$$

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:

$$EV(t,uf)-LP(t,uf) < \text{Máx} \{-2.5 \text{ MW}; -2\% \times LP(t,uf)\}$$

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:

$$CV(t,uf)-LP(t,uf) > \text{Mín} (2.5 \text{ MW}; -2\% \times LP(t,uf))$$

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:

$$VILP(t,uf) = - (CV(t,uf)-LP(t,uf)) \times 1/4 \times PILP(t)$$

- 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:

$$EV(t,uf)-LP(t,uf) > \text{Mín} (2.5 \text{ MW}; 2\% \times LP(t,uf))$$

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:

$$VILP(t,uf) = - (EV(t,uf)-LP(t,uf)) \times 1/4 \times PILP(t)$$

159. O preço aplicado ao incumprimento, $PILP(t)$, corresponde ao preço marginal do mercado diário com uma agravante de 20%.

160. Quando os preços marginais do mercado diário são negativos, a valorização da penalidade é nula.

9 ENCARGO DE REGULAÇÃO PARA O SISTEMA (ERS)

161. O encargo de regulação para o sistema, ERS, resultante da valorização afeta à regulação verificada, deve assegurar a neutralidade financeira para a GGS, como resulta do ponto 2.2 do presente Procedimento.

162. Aos valores dos encargos ou proveitos da GGS com a regulação junto dos BSP, bem como outros encargos e proveitos com a prestação de serviços de sistema, são deduzidos os proveitos ou encargos com a valorização dos desvios junto dos BRP, conforme definido no ponto 5.2 do presente Procedimento, e as restantes componentes de financiamento dos custos de regulação.

163. O saldo que repõe a neutralidade financeira é imputável ao consumo (ERS) e determina-se por período de liquidação t , a partir da seguinte soma algébrica:

$$\begin{aligned} ERS(t) = & \sum_a LIQ^{BSP}(t,a) + \sum_a ACB^{BSP}(t,a) + \sum_a RCC^{BSP}(t,a) + \\ & + \sum_a DESV^{BRP}(t,a) + \sum_a EDG^{BRP}(t,a) + \sum_a RTPDBF^{BRP}(t,a) + VIA(t) + VTSS(t) \end{aligned}$$

Onde:

$ERS(t)$ Encargo de Regulação para o Sistema a imputar ao consumo dos BRP, para garantir a neutralidade dos custos de regulação da 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 no ponto 5.1 do presente Procedimento.

$ACB^{BSP}(t,a)$ 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 ponto 5.1.4 do presente Procedimento.

$RCC^{BSP}(t,a)$ 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 ponto 5.1.5 do presente Procedimento.

$DES^{BRP}(t,a)$ 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 ponto 0 do presente Procedimento.

$EDG^{BRP}(t,a)$ 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 ponto 5.2.3 do presente Procedimento.

$RTPDBF^{BRP}(t,a)$ 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 ponto 5.2.4 do presente Procedimento.

$VIA(t)$ 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 ponto 2.2.2 do presente Procedimento.

$VTSS(t)$ Valorização das trocas de serviços de sistemas através de plataformas europeias, determinada de acordo com o estabelecido no ponto 2.2.3 do presente Procedimento.

10 MEDIÇÃO DE ENERGIA

10.1 CONSIDERAÇÕES E PRINCÍPIOS DE BASE

164. Toda a energia elétrica trocada nos pontos de ligação do agente de mercado à rede elétrica de serviço público é objeto de medição.

165. 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.

166. A GGS recebe os valores de contagem de todas as unidades de programação dos agentes de mercado em todos os períodos de 15 minutos do dia.

167. Para as unidades físicas habilitadas a GGS deve receber a energia ativa em períodos de 15 minutos injetada no ponto de ligação à rede e consumida nesse ponto, com e sem perdas, quando aplicável.

168. A medição e a disponibilização de dados à 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 de Energia Elétrica em Portugal Continental.

169. A informação destes valores de consumo afeto à atividade de comercialização, em termos de valores provisórios para liquidação, deve ser fornecida à GGS no prazo máximo estipulado no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados de Energia Elétrica em Portugal Continental.

170. No âmbito do procedimento de consolidação do consumo afeto à atividade de comercialização descrito no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados de Energia Elétrica em Portugal Continental, a GGS pode modificar os valores recebidos, sempre que disponha de informações ou medidas adicionais que o justifiquem, e mantendo um registo dessas alterações e das respetivas causas e informando os agentes de mercado afetados.

171. A recolha da medição da energia elétrica emitida pelas unidades produtoras dos agentes de mercado é efetuada diretamente pela 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 de Energia Elétrica em Portugal Continental.

10.2 CÁLCULO DA ENERGIA ENTREGUE À REDE ELÉTRICA DE SERVIÇO PÚBLICO

172. A energia entregue à rede elétrica de serviço público é medida, quer nos pontos de ligação das instalações de produção de energia elétrica ou das instalações de armazenamento, quer nas

interligações internacionais, considera-se no referencial de geração, pelo que não está sujeita a ajustamento para perdas.

10.3 CÁLCULO DA ENERGIA RECEBIDA DA REDE ELÉTRICA DE SERVIÇO PÚBLICO

173. Nos pontos de ligação à rede elétrica de serviço público das instalações de consumo ou das instalações de armazenamento, a quantidade de energia recebida da rede elétrica de serviço público está sujeita à aplicação dos mecanismos de perfis de carga, quando aplicável, de ajustamento para perdas nas redes e de adequação entre curvas de geração e de consumo, 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 à GGS, para efeito dos cálculos de desvios.

10.4 COMUNICAÇÃO DAS ATIVAÇÕES DE SERVIÇOS DE RESERVA RELATIVAS A INSTALAÇÕES DE CONSUMO

174. 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, a 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 a GGS e o ORD, assegurando o cumprimento dos prazos de disponibilização de dados para faturação do acesso às redes.

175. No âmbito da troca de informação prevista no parágrafo 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 à 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.

176. Caso o BSP não envie a informação de repartições referida no parágrafo anterior, no prazo definido, a 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.

10.5 VERIFICAÇÃO DE QUALIDADE DOS PROGRAMAS DE CONSUMO COMUNICADOS PELOS BSP

177. A 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, nomeadamente em contraste com o consumo verificado.

178. A verificação pela GGS da existência de inconsistências injustificadas e reiteradas dos programas de consumo referidos no parágrafo anterior pode justificar a suspensão da Área de Ofertas correspondente.

11 LIQUIDAÇÃO SEMANAL

11.1 NOTA DE LIQUIDAÇÃO SEMANAL

179. Até ao final do quinto dia útil seguinte ao fim do período da nota de liquidação semanal, a 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.

11.2 CONTESTAÇÃO À NOTA DE LIQUIDAÇÃO SEMANAL

180. 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.

181. 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.

182. 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.

183. Passado este prazo, o agente de mercado mantém a possibilidade de apresentar uma posterior reclamação sobre a nota de liquidação semanal, mas a eventual alteração apenas se faz refletir nas datas de liquidação seguintes.

11.3 CONTEÚDO DA NOTA DE LIQUIDAÇÃO SEMANAL

11.3.1 DESAGREGAÇÃO MÍNIMA DA NOTA DE LIQUIDAÇÃO

184. 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 no ponto 5 do presente Procedimento.

11.3.2 INFORMAÇÃO DE SUPORTE À NOTA DE LIQUIDAÇÃO

185. 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 subrúbricas de liquidação que integram os principais agregados de liquidação identificados no ponto 5 do presente Procedimento, bem como os seguintes valores físicos e económicos:

- a) 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 Unidade de Programação contida na Área de Ofertas do BSP;
- c) Quantidade de energia correspondente à emissão, consumo, consumo para bombagem ou injeção em armazenamento verificada, quando aplicável, por Unidade Física;
- d) Programa Horário de Secundária verificado, quando aplicável, por Unidade Física;
- e) Quantidade de energia de mFRR ativada por Área de Ofertas do BSP;
- f) Quantidade de energia de RR ativada por Área de Ofertas do BSP;
- g) Programa Diário Base de Funcionamento;
- h) Quantidade de energia para a resolução de restrições técnicas no PDBF, mobilizada na Unidade de Programação;

-
- i) Programa Diário Viável Definitivo;
 - j) Quantidade de energia para a resolução de restrições técnicas, após a publicação do PDVD ativada na Unidade Física;
 - k) Programa Horário Final;
 - l) Quantidade de energia de mFRR para a resolução de restrições técnicas, após a publicação do PHF, ativada na Área de Ofertas;
 - m) 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;
 - n) Quantidade de energia de mFRR para a resolução de Ação Coordenada de Balanço, ativada na Área de Ofertas;
 - o) Quantidade de energia de mFRR para a resolução de Redespacho Coordenado Complementar, ativada na Área de Ofertas;
 - p) Quantidade de energia em período de comissionamento da Unidade Física;
 - q) Quantidade de energia para ensaio de verificação de disponibilidade, EVD, ativada na Área de Ofertas ou Unidade Física;
 - r) Preço marginal do mercado diário;
 - s) Preço de mFRR com ativação programada;
 - t) Preço de mFRR com ativação direta a subir;
 - u) Preço de mFRR com ativação direta a baixar;
 - v) Preço de reservas de reposição;
 - w) Preço de Banda de regulação secundária atribuída em mercado;
 - x) Preço de banda de regulação secundária atribuída extraordinariamente;
 - y) Preço do desvio por excesso;
 - z) Preço do desvio por defeito;
 - aa) Encargo de regulação para o sistema;
 - bb) Incumprimentos de banda de reserva de restabelecimento da frequência com ativação manual;

- cc) Incumprimentos de banda de reserva de regulação secundária;
- dd) Incumprimentos à programação em Unidades Genéricas;
- ee) Incumprimentos de Instrução de Despacho por Áreas de Oferta ou conjunto de Áreas de Oferta;
- ff) Incumprimentos de Limitação de Potência para Unidades Físicas ou conjunto de Unidades Físicas da mesma Área de Ofertas;
- gg) Serviços de sistema contratados bilateralmente por Unidade Física.

11.4 LIQUIDAÇÕES PROVISÓRIAS E DEFINITIVAS

186. As liquidações semanais podem ser provisórias ou definitivas.

187. Os motivos que condicionam o carácter provisório da liquidação são:

- a) Não ter ainda terminado o período de liquidação;
- b) A utilização de contagens com carácter provisório;
- c) A existência de reclamações pendentes;
- d) A verificação, à posteriori, de valores errados numa liquidação considerada como definitiva, que não puderam ser detetados no momento devido, nem pelo Agente de Mercado, nem pela GGS;
- e) Qualquer outra causa que determine insuficiência ou erro em alguma informação necessária para efetuar a liquidação.

188. 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.

189. A correção aos valores da nota de liquidação semanal, não pode ocorrer em data posterior em mais de 7 meses à data da nota de liquidação inicial, enquadrada no âmbito dos prazos de divulgação de informação para efeitos de liquidação estabelecidos no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados de Energia Elétrica em Portugal Continental.

Procedimento 23

RELACIONAMENTO ENTRE O AGENTE DE MERCADO BRP E OUTROS AGENTES DE MERCADO

1 ÂMBITO

Este Procedimento estabelece os processos aplicáveis ao estabelecimento, manutenção e término do relacionamento entre o Agente de Mercado Responsável pela Liquidação perante a GGS (BRP) e outros Agentes de Mercado que pretendam ou tenham delegado a responsabilidade de interação nos processos de liquidação e faturação com a GGS.

Com a transferência da responsabilidade da interação nos processos de liquidação e faturação com a GGS, o Agente de Mercado em quem é confiada essa responsabilidade assume as responsabilidades de liquidação e faturação perante a GGS pelo Agente de Mercado que lhe delegou essa responsabilidade. O Agente de Mercado Responsável pela Liquidação perante a GGS é responsável pelos encargos financeiros resultantes da participação no mercado organizado ou através e contratação bilateral da totalidade dos Agentes de Mercado que tenham delegado a responsabilidade de interação nos processos de liquidação e faturação com a GGS e para os quais não tenham ocorrido a comunicação de cessação dessa delegação de responsabilidades.

A transferência da responsabilidade pressupõe, para efeitos do cálculo dos desvios, a incorporação das energias transacionadas no mercado organizado ou através de contratação bilateral de todos os Agentes de Mercado abrangidos por esta, no perímetro de cálculo dos desvios do BRP.

2 CELEBRAÇÃO DA TRANSFERÊNCIA DE RESPONSABILIDADES PELA LIQUIDAÇÃO NUM BRP

O Agente de Mercado que delegou a responsabilidade pela Liquidação perante a GGS ou o BRP devem informar a GGS, por escrito, sobre as transferências de responsabilidades que tenham estabelecido.

A informação deve ser recebida pela GGS até cinco dias úteis antes da data em que produz efeitos. Esta informação deve ser submetida por escrito e conter os seguintes dados:

- a) Identificação do Agente de Mercado em quem é confiada a responsabilidade pela liquidação perante a GGS;
- b) Identificação do Agente de Mercado que delega a responsabilidade pela liquidação perante a GGS.
- c) Instrumento de delegação de responsabilidade do Agente de Mercado no BRP, nos termos da minuta aprovada pela GGS, assinado por ambas as Partes.

Nas situações em que o BRP identifica um Agente de Mercado que mantém em vigor uma outra delegação de responsabilidade já associada a outro BRP, a GGS deve requerer ao BRP notificante o comprovativo de delegação de responsabilidades pelo Agente de Mercado, não produzindo a segunda delegação quaisquer efeitos, enquanto não for entregue à GGS e aceite por esta o referido comprovativo.

Após a aceitação da delegação de responsabilidades acima mencionada, a GGS comunica a sua decisão aos Agentes de Mercado envolvidos.

3 CESSAÇÃO DA TRANSFERÊNCIA DE RESPONSABILIDADES PELA LIQUIDAÇÃO NUM BRP

O Agente de Mercado que delegou a responsabilidade pela Liquidação perante a GGS ou o BRP devem informar a GGS da cessação das transferências de responsabilidades que tenham estabelecido, até dez dias úteis antes da data em que produz efeitos. Esta informação deve ser submetida por escrito e conter a identificação dos Agentes de Mercado envolvidos.

Com a comunicação à GGS de cessação das transferências de responsabilidades que tenha estabelecido, o BRP deve, obrigatoriamente e na mesma data, notificar do facto os Agentes de Mercado envolvidos.

A produção de efeitos da cessação determina a efetiva cessação das transferências de responsabilidades pela Liquidação, cabendo ao Agente de Mercado cuja delegação de responsabilidades no BRP tenha cessado, a obrigação de demonstrar perante a GGS a transferência de responsabilidade para outro BRP ou assumir diretamente essa responsabilidade perante a GGS, até ao momento da cessação.

No caso dum BRP ver o seu estatuto suspenso, todos os Agentes de Mercado que tenham delegado no BRP incumpridor são automaticamente suspensos, salvo se tiverem indicado um

novo Agente de Mercado Responsável pela Liquidação perante a GGS ou assegurado diretamente essa responsabilidade perante a GGS.

Procedimento 24

PAGAMENTOS E RECEBIMENTOS

1 ÂMBITO E OBJETO

Este Procedimento estabelece os mecanismos a aplicar pela GGS aos Agentes de Mercado que tiverem atuado na área de controlo portuguesa do MIBEL, para efeitos dos pagamentos e recebimentos, de acordo com as respetivas Notas de Liquidação, para cada período da nota de liquidação semanal.

2 CARACTERÍSTICAS DA FATURAÇÃO E AUTOFATURAÇÃO

A não contestação à Nota de Liquidação semanal de acordo com o estabelecido o ponto 11.2 do Procedimento 22 significa que o Agente de Mercado aceita a liquidação semanal efetuada como válida para efeitos dos pagamentos e recebimentos, procedendo a GGS à correspondente emissão dos documentos de faturação e autofaturação, os quais, devem conter informação sobre os elementos seguintes:

- a) Período semanal de liquidação;
- b) Valor final da valorização de desvios, quando aplicável;
- c) Valor final da valorização de energia de comissionamento, quando aplicável;
- d) Encargos ou proveitos devidos à participação no mercado de serviços de sistema, quando aplicáveis;
- e) Data de pagamento, quando aplicável;
- f) Data de recebimento, quando aplicável;
- g) Encargos devidos à operação do sistema através do mercado de serviços de sistema, quando aplicáveis;
- h) Informação sobre o IVA, quando aplicável;
- i) Conter a menção de “Autofaturação”, quando aplicável;
- j) Total a pagar ou receber.

3 OBRIGAÇÕES DOS AGENTES DE MERCADO DEVEDORES

O agente de mercado devedor obriga-se ao pagamento dos montantes devidos pelas transações realizadas, constantes das notas de liquidação, incluindo o IVA, quando aplicável, até à data de pagamento definida pela GGS e constante dos documentos de faturação, o mais tardar 7 (sete) dias ocorridos após a emissão dos documentos de faturação, independentemente da data de receção. A data de pagamento avança para o dia útil seguinte, sempre que coincidir com um feriado TARGET2 (*Trans-European Automated Real-time Gross Settlement Express Transfer System*). O não pagamento na data definida pela GGS e constante dos documentos de faturação, implica que o GIG atue de acordo com o estabelecido no regime de gestão de riscos e garantias aprovado pela ERSE.

4 DIREITOS DOS AGENTES DE MERCADO CREDORES

O agente de mercado credor tem direito ao recebimento dos montantes devidos pelas transações realizadas, constantes das notas de liquidação semanal, incluindo o IVA, quando aplicável, na data de recebimento definida pela GGS, que deve garantir um intervalo mínimo de 4 (quatro) dias úteis em relação à data de pagamento indicada no ponto anterior, sempre que nessa data a GGS tenha recebido todos os pagamentos dos Agentes de Mercado devedores. Caso contrário e enquanto a garantia prestada pelo Agente de Mercado e a garantia solidária não tiver sido transferida para a GGS, os montantes totais a receber são reajustados de acordo com o estabelecido no ponto 6.1 do presente Procedimento. A data de recebimento avança para o dia útil seguinte sempre que coincidir com um feriado TARGET2 (*Trans-European Automated Real-time Gross Settlement Express Transfer System*).

ENCONTRO DE CONTAS PARA RECEBIMENTOS E PAGAMENTOS

Sempre que o encontro de contas entre os valores afetos às notas de liquidação, resulta numa obrigação de pagamento do Agente de Mercado, a GGS emite uma referência para efeito de pagamento, cujos elementos de identificação, comunica ao Agentes de Mercado.

Durante o processo de inscrição como agente de mercado ou, para efeitos de atualização de informação necessária à Liquidação e Faturação, segundo procedimentos e formulários definidos pela GGS, os Agentes de Mercado, designarão uma conta em instituição bancária, para efeito de

recebimento, quando o encontro de contas entre os valores afetos às notas de liquidação, resulta num direito de recebimento do Agente de Mercado.

5 REGIME PARA OS PAGAMENTOS EM MORA

O não recebimento pela GGS, até à data limite de pagamento, dos montantes constantes na nota de liquidação tem as consequências seguintes:

- a) O GIG atua de acordo com o estabelecido no regime de gestão de riscos e garantias aprovado pela ERSE;
- b) Caso a execução da garantia dos Agentes de Mercado devedores e da garantia solidária não possibilite a cobrança integral do valor em dívida e enquanto o GIG não proceder a transferência dos montantes em dívida, o montante da dívida é proporcionalmente suportado pelos Agentes de Mercado credores;
- c) Enquanto o pagamento do montante em dívida não estiver totalmente realizado, o Agente de Mercado devedor é considerado em mora e, sobre as quantias em dívida incidirão juros de mora, a comunicar pela GGS, calculados nos termos especificados no ponto 6.1 do presente Procedimento;
- d) A GGS procede à cobrança dos valores em dívida, incluídos juros de mora. Os montantes em dívida recuperados, acrescidos de juros de mora, são proporcionalmente devolvidos, no dia útil seguinte, aos Agentes de Mercado credores, juntamente com as respetivas notas crédito;
- e) Os recebimentos dos Agentes de Mercado incumpridores ficarão afetos ao pagamento dos montantes em dívida incluídos os juros de mora.

6 ATRASOS NOS PAGAMENTOS

6.1 ATRASO DE PAGAMENTO DO AGENTE DE MERCADO E JUROS DE MORA

Em caso de não pagamento pontual, total ou parcial, o agente de mercado incumpridor fica obrigado ao pagamento de juros de mora sobre a quantia em dívida, contados desde a data limite de pagamento indicada na fatura, até à data em que o pagamento for efetivamente realizado. Para efeitos de determinação dos juros de mora, será considerado o máximo entre o valor de juros de mora e 200 Euros. A taxa de juros de mora a aplicar é a taxa de juro legal em vigor.

Face ao exposto anteriormente, o valor de juros de mora a ser pago pelo Agente de Mercado em caso de atraso nos pagamentos é calculado da seguinte forma:

$$V = D \times j \times \frac{p+2}{360}$$

Sendo:

V – Valor dos juros de mora;

D – Valor em dívida pelo Agente de Mercado;

J – Taxa de juros de mora aplicável;

P – Número de dias verificado entre a data limite de pagamento indicada na fatura e a data em que o pagamento for efetivamente realizado.

6.2 ATRASO DE PAGAMENTO DA GGS E JUROS DE MORA

Em caso de atraso de pagamento da GGS ao Agente de Mercado, por razões que lhe sejam imputáveis, a GGS fica obrigada ao pagamento de juros de mora sobre as quantias em dívida, contados desde a data limite de recebimento indicada na fatura, até à data em que o pagamento for efetivamente realizado, de acordo com a fórmula seguinte.

$$V = D \times j \times \frac{p}{360}$$

Sendo:

V – Valor dos juros de mora

D – Valor em dívida ao Agente de Mercado;

J – Taxa de juros de mora aplicável;

P – Número de dias verificado entre a data limite de recebimento indicada na fatura e a data em que o pagamento for efetivamente realizado.

Procedimento 25

GESTÃO DE GARANTIAS

Os Agentes de Mercado devem prestar ao GIG, no âmbito do regime de gestão de riscos e garantias do SEN e do SNG previsto no Regulamento das Relações Comerciais dos setores elétrico e gás, garantia suficiente para dar cobertura às obrigações financeiras decorrentes das suas transações, de tal modo que se garanta o recebimento integral dos valores devidos pela participação na área portuguesa do MIBEL.

A falta de prestação desta garantia, a sua não-aceitação pelo GIG, por ser considerada insuficiente ou inadequada, ou pela sua não manutenção e atualização, impedem o Agente de Mercado de atuar na área portuguesa do MIBEL, originando a suspensão do contrato de adesão ao mercado de serviços de sistema.

Procedimento 26

PROTEÇÃO DE DADOS

O tratamento dos dados pessoais que servem de suporte aos processos abrangidos no âmbito do presente Manual de Procedimentos, bem como da execução, gestão e acompanhamento dos contratos previsto celebrar, está submetido à disciplina e à conformidade com o Regulamento Geral sobre a Proteção de Dados (RGPD), a lei nacional de execução e demais legislação aplicável em matéria de privacidade e proteção de dados pessoais.

São unicamente recolhidos os dados pessoais pertinentes, adequados e limitados ao necessário para a finalidade que se pretende atingir e são conservados de forma a permitir a identificação dos seus titulares, apenas, durante o período necessário ao cumprimento dessa finalidade. Findo esse prazo, que pode resultar de imposição legal ou ser objeto de decisão, os dados pessoais devem ser eliminados ou anonimizados.

Aos titulares dos dados pessoais são fornecidas de forma concisa, transparente e inteligível, todas as informações necessárias à compreensão e fundamentação dos tratamentos efetuados. São assegurados os mecanismos que permitem o exercício dos direitos dos titulares dos dados, designadamente o direito de acesso, informação, portabilidade, retificação, apagamento, limitação do tratamento e oposição, o direito a não ficar sujeito a decisões individuais automatizadas e o direito de reclamação.

O tratamento dos dados pessoais pode ser subcontratado, desde que o subcontratado apresente garantias suficientes do cumprimento do RGPD e assegure a defesa dos direitos e liberdades dos titulares dos dados.

Os responsáveis pelo tratamento dos dados pessoais adotam as medidas técnicas e organizativas adequadas para assegurar um nível de segurança adequado ao risco, de modo a garantir a disponibilidade, integridade e confidencialidade dos dados pessoais, sejam esses meios total ou parcialmente automatizados, ou meios não automatizados de dados pessoais contidos em ficheiros ou a eles destinados.

Os sistemas informáticos utilizados para o tratamento dos dados pessoais têm em conta os princípios da proteção de dados desde a conceção (*Privacy by design*) e por defeito (*Privacy by default*).

Sempre que os responsáveis pelo tratamento tenham nomeado um encarregado de proteção de dados, disponibilizam o contato do mesmo e identificam a autoridade nacional competente para apresentar reclamação sobre a matéria da privacidade e da proteção de dados pessoais.

A transferência de dados pessoais para organizações internacionais ou países terceiros, que não disponham de decisão de adequação, só podem acontecer se tiverem apresentado garantias adequadas e nas condições previstas no RGPD.

Procedimento 27

RESOLUÇÃO DE CONFLITOS

1 PETIÇÕES, QUEIXAS E DENÚNCIAS À ERSE

As entidades abrangidas pelo presente Manual de Procedimentos podem apresentar queixas junto da ERSE relativas à inobservância das regras previstas no presente manual, bem como nos regulamentos da ERSE que o habilitam.

2 RESOLUÇÃO EXTRA JUDICIAL DE CONFLITOS

Os conflitos emergentes do relacionamento comercial e contratual decorrente do Contrato de Adesão ao Mercado de Serviços de Sistema podem ser resolvidos através do recurso a procedimentos de resolução extrajudicial de conflitos, como são a mediação, a conciliação e a arbitragem voluntária.

3 ARBITRAGEM VOLUNTÁRIA

Ao abrigo do disposto no ponto 2, o Contrato de Adesão ao Mercado de Serviços de Sistema pode incluir uma cláusula compromissória que implica para as partes a submissão dos eventuais conflitos à arbitragem voluntária.

Procedimento 28

DETERMINAÇÃO DO CUSTO MARGINAL DE REFERÊNCIA PARA CENTRAL CCGT

1 CÁLCULO DO CUSTO MARGINAL

O custo marginal de uma central de ciclo combinado a gás natural (CCGT) integra um conjunto de variáveis, as quais afetam o seu valor ao longo do tempo. No presente procedimento evidenciam-se:

- As variáveis ou termos utilizados no cálculo do custo marginal de referência para uma central CCGT;
- As fontes ou referências utilizadas na determinação dos termos necessários ao referido cálculo;
- As regras de periodicidade de apuramento e de agregação temporal de cada um dos termos utilizados no cálculo; e
- A expressão geral de apuramento do custo marginal de uma central CCGT.

1.1 IDENTIFICAÇÃO DE TERMOS PARA O CÁLCULO

A determinação do custo marginal de uma central CCGT deve incorporar, como termos do seu cálculo, (i) o custo do gás natural consumido na central para a produção elétrica, (ii) a eficiência relativa da central na utilização da energia primária, (iii) o custo das emissões de CO₂ geradas com a produção de eletricidade e (iv) os custos de operação e manutenção da central.

O termo referente ao custo das emissões de CO₂, por seu lado, depende também da valorização em mercado das licenças de emissão de CO₂ transacionadas no Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE) e do fator de emissão específico a aplicar à produção de eletricidade a partir de gás natural (que mede a quantidade de CO₂ emitido por cada unidade de energia elétrica produzida).

1.2 REFERÊNCIAS A UTILIZAR

Para efeitos do apuramento do custo marginal de uma central CCGT, consideram-se as seguintes referências de informação e dados:

- a) Custo do gás natural: para este termo considera-se a combinação de três referências autónomas de preço, as quais correspondem ao referencial de negociação em Espanha (assumindo-se o *Punto Virtual de Balance* – PVB-ES), a um referencial líquido do centro da Europa (assumindo-se o *Title Transfer Facility* – TTF) e ao preço do petróleo nos mercados internacionais (assumindo-se a referência mais líquida para a Europa – 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 CO₂: para este termo, considera-se a cotação do contrato a futuro para entrega em dezembro de cada ano das licenças de emissão de CO₂ transacionadas no âmbito do CELE.
- 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 CO₂ com cada unidade de energia elétrica produzida, considerando-se para o efeito o valor de 0,18 toneladas de CO₂ por cada MWh térmico de gás natural consumido.
- 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.

1.3 PERIODICIDADE DE APURAMENTO E DIVULGAÇÃO

O cálculo do custo marginal de uma central CCGT é efetuado trimestralmente pelo GGS, sendo divulgado na página da internet desta entidade até ao dia 25 do mês seguinte ao trimestre a que o cálculo diga respeito.

Para efeitos de apuramento do custo marginal de uma central CCGT, considera-se que o custo do gás natural consumido no trimestre a que respeite o apuramento é efetuado a partir da média de preço das referências atrás mencionadas nos três meses que compõem esse mesmo trimestre. O custo do gás natural a considerar é fixo para todo o trimestre a que o cálculo diga respeito.

Ainda para efeitos do apuramento do custo marginal da central CCGT, o custo das licenças de emissão de CO₂ deve considerar a média das cotações diárias nos três meses que compõem esse

mesmo trimestre. O custo das licenças de emissão de CO₂ é fixo para todo o trimestre a que o cálculo diga respeito.

1.4 FÓRMULA DE CÁLCULO

Tendo por base os termos de cálculo atrás enumerados, a periodicidade de apuramento do custo marginal de uma central CCGT e as referências de dados a utilizar, a expressão geral do custo marginal pode resumir-se do seguinte modo:

$$Cmg_t^{CCGT} = \gamma_t \cdot Ref_t + PEUA_t \cdot \sigma_s + OC_s$$

Em que:

γ_t é o parâmetro de eficiência relativa na utilização do gás natural, específico para patamar de utilização trimestral h (medido em horas de utilização por trimestre);

Ref_t é o parâmetro de custeio do gás natural, considerando as respectivas 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 CO₂);

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 CO₂ por MWh elétrico);

OC_s é o parâmetro de especificação de outros custos variabilizados para as centrais CCGT do sistema (s), integrando os custos de operação e manutenção, sendo fixo no tempo (expresso em € por MWh elétrico).

Os parâmetros de eficiência relativa (γ_t), de custeio do gás natural (Ref_t) e de custo das licenças de emissão de CO₂ ($PEUA_t$) 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:

$$Ref_t = 0,2 \times BRT_t + 0,5 \times PVB_t^{ES} + 0,3 \times TTF_t, \text{ em que}$$

BRT_t corresponde à média das cotações diárias de fecho de mercado dos três meses que integram o trimestre t , do preço do crude Brent, já expresso em €/MWh térmico a partir de dados divulgados pelas plataformas de informação *Thomson Reuters* ou *Bloomberg*;

PVB_t^{ES} , corresponde à média das cotações diárias de fecho de mercado dos três meses que integram o trimestre t , do preço do gás natural no nó virtual de transação PVB-ES, expresso em €/MWh térmico e divulgado pelas plataformas de informação *Thomson Reuters* ou *Bloomberg*;

TTF_t corresponde à média das cotações diárias de fecho de mercado dos três meses que integram o trimestre t , do preço do gás natural no nó virtual de transação *Title Transfer Facility* (TTF), expresso em €/MWh térmico e divulgado pelas plataformas de informação *Thomson Reuters* ou *Bloomberg*.

- d) Custeio das licenças de CO₂

O valor do parâmetro $PEUA_t$ corresponde à média das cotações diárias de fecho de mercado dos três meses que integram o trimestre t , do contrato a futuro de dezembro de cada ano para a transação de licenças EUA.

1.5 PUBLICAÇÃO

Para efeitos da publicação do custo marginal de referência, nos termos dos números anteriores, o GGS deve respeitar a estrutura constante da seguinte tabela:

Custo marginal estimado de central CCGT, apurado nos termos do presente	
Procedimento	
Trimestre de:	TrimX 20XX
Cm_{t}^{CCGT} - valor (do custo marginal) [€/MWh]:	xx,xx €/MWh
Termos utilizados no cálculo	
γ_t – eficiência relativa no trimestre t:	1/x,xxx
Ref_t – custo do gás natural para o trimestre t:	xx,xx €/MWh _t
BRT_t – preço do crude Brent para o trimestre t:	xx,xx €/MWh _t
PVB_t^{ES} – preço de GN no nó PVB-ES para o trimestre t:	xx,xx €/MWh _t
TTF_t - preço de GN no nó TTF para o trimestre t:	xx,xx €/MWh _t
$PEUA_t$ – custo das licenças de emissão para o trimestre t:	xx,xx €/ton _{CO2}
σ_s – fator de emissão de CO ₂ para o trimestre t:	x,xxx ton _{CO2} /MWh
OC_s – custos de O&M para o trimestre t:	x,xx €/MWh

Procedimento 29

CONDIÇÕES GERAIS DO CONTRATO DE ADESÃO AO MERCADO DE SERVIÇOS DE SISTEMA

Cláusula 1.ª

Objeto

O presente Contrato tem por objeto estabelecer:

- a) A definição das funções, responsabilidades, direitos e obrigações do Agente de Mercado e da GGS;
- b) As condições para a obtenção do estatuto de Agente de Mercado, nos termos do disposto no:
 - i) Regulamento de Operação das Redes;
 - ii) Regulamento de Relações Comerciais;
 - iii) Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.

Cláusula 2.ª

Direitos do Agente de Mercado

São direitos do Agente de Mercado, para além dos referidos na legislação e regulamentação aplicável, os seguintes:

- a) Poder transacionar energia elétrica através de contratos bilaterais, participar nos mercados organizados de energia elétrica e nos mercados de serviços de sistema geridos pela GGS, incluindo as plataformas europeias de balanço, de acordo com o previsto no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema;
- b) Assumir a responsabilidade pela liquidação dos desvios e outros encargos perante a GGS relativamente a outros agentes de mercado ou delegar essa responsabilidade em outros agentes de mercado, de acordo com o previsto no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema;

- c) Obter da GGS toda a informação definida no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema;
- d) Ter garantia da confidencialidade da informação submetida à GGS, nas condições e para os períodos de duração estabelecidos no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema;
- e) Obter a autorização para emissão ou receção da energia comunicada através de contratos bilaterais ou, das quantidades físicas contratadas nos mercados organizados, sem prejuízo de eventuais restrições técnicas que possam advir quer do Sistema Elétrico Nacional, quer dos sistemas com os quais este se encontra interligado;
- f) Obter o pagamento correspondente às liquidações efetuadas no âmbito da atividade de Gestão Global do Sistema, de acordo com o estabelecido no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.

Cláusula 3.ª

Obrigações do Agente de Mercado

1. São obrigações do Agente de Mercado, para além das referidas na legislação aplicável, as seguintes:
 - a) Respeitar as disposições constantes do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema, incluindo as que forem introduzidas em alterações posteriores à data de entrada em vigor do presente Contrato, desde que aprovadas pela ERSE, Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos;
 - b) Manter confidenciais todos os dados relativos ao acesso aos sistemas informáticos da GGS, sendo da sua conta e responsabilidade todos os custos relativos a chaves de acesso e procedimentos necessários à manutenção da referida confidencialidade;
 - c) Comunicar à GGS quaisquer irregularidades que possam pôr em causa a segurança da informação nos sistemas informáticos da GGS;
 - d) Comunicar à GGS toda a informação identificada no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema. Esta comunicação deve incluir todas as informações referidas no mesmo Manual, e ser apresentada no formato previsto aí descrito;

- e) Consultar regularmente os sistemas informáticos da GGS, de forma a tomar conhecimento das informações e avisos emitidos pela GGS;
 - f) Proceder ao pagamento correspondente às liquidações efetuadas no âmbito da atividade de Gestão Global do Sistema, nos prazos estabelecidos.
 - g) Facilitar toda a informação que seja necessária para o cumprimento do disposto da legislação e regulamentação aplicável.
 - h) Comunicar à GGS e aos outros agentes de mercado envolvidos a cessação da transferência de responsabilidade pela liquidação dos desvios, com uma antecedência mínima de 10 (dez) dias.
2. É obrigação específica do Agente de Mercado cumprir todas as obrigações a que venha a incorrer junto do ORT no desenvolvimento da sua atividade no sector elétrico nacional.

Cláusula 4.ª

Funções e Responsabilidades da GGS

São funções e responsabilidades da GGS, para além das referidas na legislação aplicável, as seguintes:

- a) Receber do Agente de Mercado todas as comunicações previstas no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema;
- b) Confirmar ao Agente de Mercado a receção e validação das comunicações operacionais previstas no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema;
- c) Manter confidenciais, durante o período estabelecido no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema, a informação considerada comercialmente sensível;
- d) Dar conhecimento ao Agente de Mercado de todas as alterações e revisões, aprovadas pela ERSE, efetuadas ao Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema, bem como de todas as alterações às condições de funcionamento dos próprios sistemas informáticos.

Cláusula 5.ª

Condições Comerciais

1. As condições comerciais (faturação, prazos de pagamento e outras) são as constantes do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.

2. O não pagamento de faturas e de notas de débito e de crédito, nas datas e horas estipuladas, constitui o Agente de Mercado ou o operador da rede de transporte em mora, ficando sujeitos ao pagamento de juros de mora, à taxa de juro legal, calculados a partir do primeiro dia seguinte ao vencimento da fatura.
3. Em caso de atraso de pagamento, a GGS pode executar de imediato as garantias constituídas a seu favor.
4. Se o valor das garantias for insuficiente, o Agente de Mercado, mantém-se em mora sobre as quantias em dívida.
5. O atraso no pagamento das faturas pelo Agente de Mercado, bem como dos respetivos juros de mora, pode ainda constituir fundamento para a suspensão do Contrato de Adesão ao Mercado de Serviços de Sistema.
6. A faturação é processada pelo operador da rede de transporte nos termos previstos no Código do IVA para a elaboração de faturas ou documentos equivalentes por parte do adquirente dos bens ou dos serviços.
7. O Agente de Mercado aceita que as autofaturas, as faturas ou documentos equivalentes possam ser emitidos por via eletrónica.

Cláusula 6.ª

Garantias

1. Para garantir o exato e pontual cumprimento das obrigações constantes do presente contrato, e conforme aplicável, o Agente de Mercado presta garantias a favor do Gestor Integrado de Garantias (GIG), no âmbito do regime de gestão de riscos e garantias do Setor Elétrico Nacional (SEN) e do Setor Nacional de Gás (SNG) previsto no Regulamento das Relações Comerciais dos setores elétrico e gás e nos termos previstos no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema, por forma a dar cobertura às obrigações económicas resultantes da sua atuação.
2. A não prestação das garantias ou a sua não aceitação pelo GIG, com fundamento na respetiva insuficiência ou não atualização, impedem o Agente de Mercado de transacionar energia elétrica através de contratos bilaterais ou através dos mercados organizados de energia elétrica ou de

participar em mercados de serviços de sistema geridos pela GGS e de assumir a responsabilidade pela liquidação dos desvios e outros encargos perante a GGS, de acordo com o estabelecido no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.

Cláusula 7.ª

Confidencialidade

1. O Agente de Mercado e a GGS obrigam-se a manter confidenciais todas as informações respeitantes à sua atuação como Agente de Mercado, durante os períodos de confidencialidade, e ao seu acesso aos sistemas informáticos da GGS.
2. Para efeitos do número anterior, não se consideram confidenciais as informações acessíveis ao público ou que tenham sido recebidas legitimamente de terceiros, bem como as sujeitas a publicação por decisão das autoridades competentes, judiciais ou administrativas.

Cláusula 8.ª

Alteração do Contrato

1. Qualquer alteração nos elementos constantes do presente Contrato, relativos à identificação, residência ou sede do Agente de Mercado, deve ser comunicada por este à GGS, no prazo de 30 (trinta) dias, a contar da data de alteração.
2. O Agente de Mercado deve apresentar comprovativos da alteração verificada, quando tal lhe for solicitado pela GGS.
3. O incumprimento do estabelecido nos pontos anteriores constitui causa para a suspensão temporária do presente Contrato, nos termos estabelecidos no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.

Cláusula 9.ª

Duração e Denúncia

O presente Contrato tem a duração de um ano, considerando-se automática e sucessivamente renovado por iguais períodos, salvo denúncia, pelo Agente de Mercado, sujeita à forma escrita, com a antecedência mínima de 60 (sessenta) dias contados do respetivo termo ou das suas renovações.

Cláusula 10.ª**Suspensão do Contrato**

1. O incumprimento, pelo Agente de Mercado, das disposições do presente Contrato, assim como das constantes do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema e restante legislação aplicável que, nos termos do respetivo clausulado, constituem causa de suspensão, determina a suspensão do Contrato.
2. Para efeitos do número anterior, a GGS notifica o Agente de Mercado para, no prazo de 5 (cinco) dias úteis a contar do dia útil seguinte ao da data de notificação, salvo o disposto em contrário no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema ou noutra regulamentação em vigor, proceder à regularização da situação que deu origem ao incumprimento, nos termos do disposto no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.
3. Decorrido o prazo fixado pela GGS, sem que o Agente de Mercado regularize a situação, a GGS procede à sua suspensão do mercado de serviços de sistema, informando-o desse facto e dando conhecimento, por escrito, à ERSE, à DGEG, ao ONME, ao OLMCA ao GIG e ao ORD.
4. O Agente de Mercado suspenso dispõe de um prazo de 20 (vinte) dias úteis a contar da data de suspensão, para regularizar a situação que deu origem ao seu afastamento do mercado de serviços de sistema. Findo este prazo, caso se mantenha o incumprimento, a GGS, procede à rescisão do Contrato e dá seguimento às disposições aplicáveis, facto de que dá conhecimento, por escrito, ao Agente de Mercado, ao ONME, à DGEG, ao OLMCA, ao GIG, ao ORD e à ERSE.

Cláusula 11.ª**Extinção do Contrato**

1. O Contrato de Adesão ao Mercado de Serviços de Sistema extingue-se por:
 - a) Acordo das Partes;
 - b) Caducidade;
 - c) Caducidade do registo a que se refere o artigo 9.º do Regulamento (UE) n.º 1227/2011 (REMIT);
 - d) Rescisão.

2. Para além do decurso do prazo, constituem causa de caducidade, a ocorrência das seguintes situações:

- a) O Agente de Mercado deixar de ter:
 - i) Licença de produção, ou
 - ii) Licença ou registo de comercialização de energia elétrica, junto da DGEG.
 - iii) Contrato de Uso das Redes, se aplicável.
- b) O Agente de Mercado transmitir a propriedade da instalação de utilização.

Cláusula 12.ª

Rescisão do Contrato

1. O incumprimento, pelo Agente de Mercado, das disposições do presente Contrato, assim como das disposições constantes do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema que, nos termos do respetivo clausulado, constituem causa de rescisão, determina a rescisão do Contrato.

2. O Agente de Mercado inibido de transacionar energia elétrica através de contratos bilaterais, através dos mercados organizados de energia elétrica ou de participar em mercados de serviços de sistema geridos pela GGS por rescisão do Contrato, só pode solicitar nova adesão se satisfizer os compromissos pendentes e reunir todos os requisitos legais e regulamentares para obtenção do estatuto de Agente de Mercado, como se de uma primeira participação se tratasse.

3. Para efeitos do número anterior, o Agente de Mercado deve apresentar, por escrito, um novo pedido de adesão, o qual deve incluir a indicação de cessação das causas que deram lugar ao incumprimento, bem como as provas de que observa todos os requisitos exigidos para a aquisição do estatuto de Agente de Mercado.

4. A adesão ao mercado de serviços de sistema, solicitada nos termos do número anterior, exige a celebração de novo Contrato de Adesão.

Cláusula 13.ª**Resolução de Conflitos**

1. Os eventuais conflitos que surjam entre as Partes em matéria de aplicação das regras por que se rege o presente Contrato, são resolvidos, de acordo com o estabelecido do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.
2. Quando as Partes resolvam recorrer à arbitragem voluntária nos termos do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema, o tribunal é constituído nos seguintes termos:
 - a) O tribunal é composto por três membros, um nomeado por cada Parte e o terceiro escolhido de comum acordo pelos árbitros que as Partes tiverem designado, que preside;
 - b) A Parte que decida submeter determinado diferendo ao tribunal arbitral apresenta os seus fundamentos para a referida submissão e designa de imediato o árbitro da sua nomeação no requerimento de constituição do tribunal que dirija à outra Parte através de carta registada com aviso de receção, devendo esta, no prazo de 20 dias, designar o árbitro de sua nomeação e deduzir a sua defesa;
 - c) Ambos os árbitros designados nos termos anteriores nomeiam o terceiro árbitro do tribunal, no prazo de 20 dias, cabendo ao presidente do Tribunal da Relação de Lisboa, a designação, caso a mesma não ocorra dentro deste prazo;
 - d) O tribunal considera-se constituído na data em que o terceiro árbitro, que a ele preside, aceitar a sua nomeação, e o comunicar a ambas as Partes;
 - e) A arbitragem decorre em Lisboa;
 - f) O tribunal arbitral, salvo compromisso pontual entre as Partes, julga segundo as disposições contratuais e legais aplicáveis, e das suas decisões não cabe recurso;
 - g) As decisões do tribunal arbitral devem ser proferidas no prazo máximo de 3 (três) meses, a contar da data de constituição do tribunal, determinada nos termos da presente cláusula, eventualmente prorrogável por mais 3 (três) meses, por decisão do tribunal, incluindo a fixação das custas do processo e a forma da sua repartição pelas Partes.
3. Em tudo o omissis, rege o disposto na Lei da Arbitragem voluntária, aprovada pela Lei n.º 63/2011, de 14 de dezembro, na redação vigente.

Nota - A Cláusula 13.^a do presente Contrato só é estabelecida quando as Partes resolvam livremente acordar recorrer, desde logo, à arbitragem voluntária.

PARTE III – Disposições Transitórias e Finais

SECÇÃO – DISPOSIÇÕES TRANSITÓRIAS

1 AGENTE COMERCIAL

1. O Agente Comercial, enquanto for uma função da entidade concessionária da RNT, ou uma entidade em domínio de grupo pela entidade concessionária da RNT, está isento de celebrar o Contrato de Adesão ao Mercado de Serviços de Sistema, assim como da apresentação das correspondentes garantias.

2 SERVIÇO DE RESERVA DE REGULAÇÃO

2. As referências ao serviço de reserva de regulação constantes do presente Manual devem considerar-se como dizendo respeito ao serviço de mFRR, que o substituiu, com as devidas adaptações.

3 PRÉ QUALIFICAÇÃO DAS UNIDADES FÍSICAS NA ALTERAÇÃO DOS SERVIÇOS OU DOS REQUISITOS DE QUALIFICAÇÃO

3. As unidades físicas pré-qualificadas para prestar um serviço de sistema à data de uma alteração de requisitos desse serviço ou de substituição por um novo serviço, mantêm a pré-qualificação, sem prejuízo da renovação periódica prevista no presente Manual e do cumprimento dos novos requisitos que sejam aplicáveis.

4. As unidades físicas correspondentes a instalações de consumo pré-qualificadas para prestar o serviço de reserva de regulação à data da sua substituição pelo produto de mFRR e cujo sistema de medição não esteja integrado no SCADA da GGS até essa data, dispõem do período de seis (6) meses, contados a partir dessa data, para cumprimento dos requisitos de comunicação em tempo real entre a instalação e a GGS.

4 DERROGAÇÃO APLICÁVEL AO PERÍODO DE LIQUIDAÇÃO DE DESVIOS

5. O período de liquidação de desvios tem a duração de uma (1) hora nos termos e pelo prazo previsto na Instrução da ERSE n.º 7/2020, de 22 de dezembro, que derroga, até 31 de dezembro de 2024, a aplicação do n.º 1 do artigo 53º do Regulamento EB

6. Enquanto o período de liquidação de desvios for de uma hora, na determinação do preço de desvio aplica-se a metodologia de preço de desvio dual, de acordo com a alínea e) do n.º 1 do

Artigo 11.º da Decisão ACER n.º 18/2020, de 15 de julho, conforme estabelecida na secção 6.2 do Procedimento 22, sobre Liquidação.

5 VALORIZAÇÃO DA ENERGIA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

7. Até à implementação da plataforma nacional de contratação de aFRR, a valorização da energia de regulação secundária, 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 regulação secundária mobilizada em cada Unidade Física, 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 Procedimento 12;
- b) A valorização da energia de regulação secundária mobilizada em cada Unidade Física, 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 Procedimento 12.

6 VALORIZAÇÃO DA ENERGIA DO PRODUTO ESPECÍFICO TRANSITÓRIO DE RESERVA RÁPIDA

8. Até à integração na plataforma europeia de contratação de mFRR, a valorização da energia das ativações do produto específico transitório de reserva rápida definido no Procedimento 13, a subir e a baixar, para cada oferta ativada, tem em conta os seguintes elementos:

- a) A valorização da energia mobilizada a subir em cada Área de Ofertas considera o máximo dos seguintes preços: 120% do preço marginal do mercado diário, o preço marginal de mFRR de ativação programada e o preço marginal de mFRR de ativação direta a subir, conforme definidos no Procedimento 12, considerando os preços de mFRR em todos os períodos de liquidação abrangidos pela duração da ativação;
- b) A valorização da energia mobilizada a baixar em cada Área de Ofertas considera o mínimo dos seguintes preços: 80% do preço marginal do mercado diário, o preço marginal de mFRR de ativação programada e o preço marginal de mFRR de ativação direta a baixar, conforme definidos no Procedimento 12, considerando os preços de mFRR em todos os períodos de liquidação abrangidos pela duração da ativação.

- c) Aos preços apurados nas alíneas anteriores aplica-se um fator multiplicativo, na energia a subir e na energia a baixar, de acordo com o disposto na secção 5 do Procedimento 13.

7 VALORIZAÇÃO DAS AÇÕES COORDENADAS DE BALANÇO

9. 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 3.3 do Procedimento 20, 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 desagramento 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 Procedimento de Liquidação.

8 VALORIZAÇÃO DO PROCESSO DE COORDENAÇÃO DE DESVIOS

10. O período de liquidação associado ao processo de coordenação de desvios previsto na secção 9 do Procedimento 11, sobre a regulação secundária, observa o disposto na Decisão da ACER 17/2020 de 15 de julho, no n.º 2 do Artigo 8.º do Anexo I.

11. 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 pela GGS ao Operador de Cálculo da Liquidação do IGCC, tem em conta os seguintes elementos:

- a) O preço quarto-horário de ativação evitada a subir corresponde ao máximo dos preços marginais de mFRR de ativação programada e de ativação direta a subir;
- b) O preço quarto-horário de ativação evitada a baixar corresponde ao mínimo dos preços marginais de mFRR de ativação programada e de ativação direta a baixar;
- c) Na ausência de preços marginais de mFRR, considera-se o preço marginal do mercado diário do período de integração temporal equivalente.

- d) A energia de regulação secundária mobilizada quantifica-se pela diferença entre o valor verificado no equipamento de medição e o programa instruído para a Unidade Física com banda de regulação secundária contratada.
- e) A valorização da energia de regulação secundária mobilizada em cada Unidade Física, a subir, considera o máximo dos seguintes preços: 120% do preço marginal do mercado diário, o preço marginal de mFRR de ativação programada e o preço marginal de mFRR de ativação direta a subir;
- f) A valorização da energia de regulação secundária mobilizada em cada Unidade Física, a baixar, considera o mínimo dos seguintes preços: 80% do preço marginal do mercado diário, o preço marginal de mFRR de ativação programada e o preço marginal de mFRR de ativação direta a baixar.

9 APLICAÇÃO DE PENALIDADES POR INCUMPRIMENTO DE INSTRUÇÕES DE DESPACHO RELATIVAS A ÁREAS DE OFERTAS DE CONSUMO OU QUE INCLUAM UNIDADES FÍSICAS EM AGREGAÇÃO

12. Enquanto o processo de repartição da programação de mercado relativa às Áreas de Ofertas de consumo ou que incluam Unidades Físicas em agregação de instalações com potência até 1 MW não permita a diferenciação entre períodos de 15 minutos incluídos na mesma unidade de tempo do mercado, suspende-se a aplicação de penalidades por incumprimento de instruções de despacho, nos termos do Procedimento 22, relativas a essas Áreas de Ofertas.

10 ALTERAÇÃO DOS CONTRATOS DE ADESÃO AO MERCADO DE SERVIÇOS DE SISTEMA POR AGENTES DE MERCADO

13. 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 Procedimento 29, no prazo de 30 dias após a respetiva publicação.

11 PROPOSTA DE UM PRODUTO ESPECÍFICO DE RESERVA RÁPIDA DE RESTABELECIMENTO DE FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO MANUAL

14. A 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.

15. 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) A 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.

16. A proposta da GGS deve ser submetida no prazo de 6 meses após a aprovação do MPGGS e ser acompanhada de um relatório justificativo, evidenciando os resultados da consulta prévia aos interessados.

12 PRAZO DE VIGÊNCIA DA UNIDADE DE DESVIOS DE COMERCIALIZAÇÃO

17. A unidade de desvio de comercialização *udc*, enquanto BRP prevista no Procedimento 22, vigora por um prazo transitório de um (1) mês, a partir da produção de efeitos da metodologia de tratamento dos desvios.

SECÇÃO II – DISPOSIÇÕES FINAIS

13 INFORMAÇÃO A ENVIAR À ERSE

18. 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.

19. 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.

20. A informação prevista no parágrafo 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.

21. O primeiro reporte da informação referida nos parágrafos anteriores deve ser efetuado no prazo de 60 dias após a entrada em vigor do presente Manual.

14 PRAZOS

22. Sem prejuízo de outra indicação específica, todos os prazos estabelecidos no presente Manual são prazos corridos.

23. Quando o prazo termine em sábado, domingo ou feriado, transfere-se para dia útil seguinte.

15 REGIME SANCIONATÓRIO

24. A violação das disposições estabelecidas no presente Manual constitui contraordenação, nos termos do Regime Sancionatório do Setor Energético.

25. 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.

16 DIVULGAÇÃO

26. A divulgação do presente Manual processa-se nos termos previstos no ROR.

17 PRODUÇÃO DE EFEITOS DAS ALTERAÇÕES AO MPGGS

27. As matérias sujeitas a alteração com impacte nos sistemas operacionais e comerciais da GGS apenas produzem efeitos após os prazos de implementação definidos.

17.1 PRAZO DE IMPLEMENTAÇÃO DA LIQUIDAÇÃO SEMANAL

28. A implementação, a realizar pela GGS, da Liquidação Semanal dos valores afetos aos direitos de recebimento e às obrigações de pagamento, devidas à respetiva participação na área portuguesa do MIBEL, no âmbito da GGS, produz efeitos com o início do funcionamento da plataforma nacional de mFRR.

17.2 PRAZO DE IMPLEMENTAÇÃO DA HARMONIZAÇÃO DA METODOLOGIA DE TRATAMENTO DOS DESVIOS

29. As alterações que implementam a Decisão ACER 18/2020, relativa à harmonização da metodologia de tratamento dos desvios, produzem efeitos com o início do funcionamento da plataforma nacional de mFRR. Essas alterações, a realizar pela GGS, incluem, nomeadamente:

- a) A determinação e valorização dos desvios dos BRP;
- b) A determinação do preço de desvio;
- c) A determinação dos encargos a liquidar aos BRP;
- d) A verificação de incumprimentos dos serviços de sistema;
- e) A formalização dos BRP e a possibilidade de delegação da responsabilidade pelos desvios em outros agentes de mercado.

17.3 PRAZO DE IMPLEMENTAÇÃO DAS MEDIDAS ASSOCIADAS AO PRODUTO NORMALIZADO DE MFRR

30. As alterações que implementam o produto normalizado de mFRR, bem como todas as alterações associadas, nomeadamente o novo produto específico transitório de reserva rápida e as regras de participação da procura, produzem efeitos 14 dias após a sua aprovação.

31. Após o prazo de produção de efeitos referido no parágrafo anterior, a GGS deve fixar o dia concreto de início de funcionamento da plataforma nacional de mFRR e do novo produto específico transitório de reserva rápida, o qual deve ocorrer até ao dia 29 de fevereiro de 2024, em função da conveniência operacional, e ser comunicado à ERSE e aos agentes de mercado com, pelo menos 3 dias úteis de antecedência.

32. Até ao prazo de funcionamento da plataforma de mFRR previsto no parágrafo anterior, as Unidades Físicas sujeitas à obrigação de prestação do serviço de mFRR, nos termos do ROR, devem assegurar a integração dos seus sistemas, bem como os dos respetivos BSP, na plataforma da GGS para o mFRR, assegurando a sua capacidade para prestar o serviço.

33. Enquanto a plataforma nacional de mFRR não iniciar o funcionamento, ao abrigo dos parágrafos anteriores, mantém-se em aplicação o serviço de reserva de regulação nos termos da Diretiva n.º 23/2022, de 13 de dezembro.

34. A integração da plataforma nacional de mFRR na plataforma europeia de contratação de mFRR deve acontecer até 24 de julho de 2024, devendo a GGS comunicar à ERSE e aos agentes de mercado, com antecedência mínima de 30 dias contínuos, o dia concreto de início dessa integração.

35. Até ao início do funcionamento da plataforma nacional de contratação de mFRR, a GGS informa os BSP sobre as limitações e especificidades da contratação de mFRR nessa plataforma até à sua integração na respetiva plataforma europeia.

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

