ERSE
ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

MANUAL DE PROCEDIMENTOS DA GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SNGN

Julho 2016

ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º
1400-113 Lisboa
Tel.: 21 303 32 00
Fax: 21 303 32 01
e-mail: erse@erse.pt
www.erse.pt

ÍNDICE

PARTE I - DISPOSIÇÕES GERAIS 1
1 OBJETIVO 2
2 ÂMBITO 2
3 SIGLAS E DEFINIÇÕES 3
PARTE II – PROCEDIMENTOS 9
PROCEDIMENTO N.º 1 ESTATUTO DE AGENTE DE MERCADO 11
1 AGENTE DE MERCADO 11
2 OBTENÇÃO DO ESTATUTO DE AGENTE DE MERCADO 11
3 SUSPENSÃO DO CONTRATO 13
4 CESSAÇÃO DO CONTRATO 13
PROCEDIMENTO N.º 2 CRITÉRIOS GERAIS DE OPERAÇÃO 15
1 OBJECTIVO E ÂMBITO 15
2 FUNCIONAMENTO DAS INFRAESTRUTURAS DA RNTIAT 15
2.1 Utilização da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural 16
2.2 Utilização do Terminal de GNL 16
2.3 Utilização do armazenamento subterrâneo de gás natural 17
2.4 Utilização da RNTIAT para Constituição e Manutenção de Reservas de Segurança 17
3 REGIMES DE OPERAÇÃO 18
4 PARÂMETROS DE OPERAÇÃO 18
4.1 Limites Admissíveis para as Variáveis de Segurança 18
4.2 Limites de Existências de GN nas Infraestruturas da RNTIAT 19
4.3 Gás de Operação 19
5 ATUAÇÃO DO GTG 21
5.1 Ações de Compensação pelo GTG 21
5.2 Controlo de capacidades nas interfaces da RNTGN com o Terminal de GNL e o Armazenamento Subterrâneo 22
PROCEDIMENTO N.º 3 PROGRAMAÇÃO DA OPERAÇÃO 25
1 OBJECTIVO E ÂMBITO 25
2 COORDENAÇÃO DE INDISPONIBILIDADES 25
2.1 Plano Anual de Manutenção da RNTIAT 26
2.2 Plano de Indisponibilidades da RNTIAT 27
3 PREVISÕES DE UTILIZAÇÃO DE CAPACIDADE PELOS AGENTES DE MERCADO 28
3.1 Previsão de utilização de Capacidades em Pontos de Fornecimento a Anéis da RNDGN 28

3.2 Previsão de utilização de Capacidades em Pontos Agregadores de Fornecimento a Consumidores Abastecidos em Alta Pressão 28
3.3 Previsão de utilização de Capacidade de Receção e Expedição de GNL 29
3.4 Previsão de utilização de Capacidade de Enchimento de Camiões-cisterna 29
3.5 Processo de previsão de utilização pelos Agentes de Mercado 29
3.5.1 Horizonte Anual 29
3.5.2 Horizonte Mensal 30
3.5.3 Horizonte Semanal 30
3.6 Prazos 31
4 PROGRAMA DE OPERAÇÃO 31
4.1 Introdução 31
4.2 Elaboração do Programa de Operação da RNTIAT 31
4.3 Emissão do Programa de Operação da RNTIAT 32
4.4 Seguimento do Programa de Operação da RNTIAT 33
4.5 Instruções de Operação 33
PROCEDIMENTO N.º 4 OPERAÇÃO DA RNTIAT NO DIA GÁS 35
1 OBJETIVO E ÂMBITO 35
2 REGIME DE OPERAÇÃO NORMAL DO SISTEMA 35
2.1 Definição 35
3 REGIME DE OPERAÇÃO EM SITUAÇÃO DE CONTINGÊNCIA 35
3.1 Definição 35
3.2 Tipificação de Incidentes passíveis de restringir a capacidade efetiva das Infraestruturas da RNTIAT 36
3.3 Metodologia de Elaboração de Planos de Atuação em Situação de Contingência 36
3.3.1 Avaliação dos Impactos reais e Riscos Potenciais 37
3.3.2 Definição das Ações a Implementar 37
3.3.3 Aplicação das Ações Preventivas e Corretivas 38
3.4 Planos de Reposição do Fornecimento de GN 38
PROCEDIMENTO N.º 5 SERVIÇO DE FLEXIBILIDADE DO *LINEPACK* 39
1 OBJETIVO E ÂMBITO 39
2 CONDIÇÕES DE OFERTA DO SERVIÇO DE FLEXIBILIDADE DE *LINEPACK* 39
2.1 Critérios para a Oferta do Serviço por parte do GTG 39
2.2 Adesão ao Serviço 40
3 PROCESSO DE SUBSCRIÇÃO E DE UTILIZAÇÃO DO SERVIÇO DE FLEXIBILIDADE DE *LINEPACK* 40
3.1 Subscrição do Serviço 40
3.2 Utilização do Serviço de Flexibilidade de *Linepack* 41
PROCEDIMENTO N.º 6 PRESTAÇÃO DE INFORMAÇÃO NO DIA *D-1* 43

1 OBJETIVO E ÂMBITO 43
2 DISPONIBILIZAÇÃO DA COMPOSIÇÃO DAS CARTEIRAS DE COMPENSAÇÃO DOS AGENTES DE MERCADO 44
3 DISPONIBILIZAÇÃO DE PERFÍS DE CONSUMO RELATIVOS A CONSUMIDORES COM MEDIÇÃO NÃO DIÁRIA (MND) 44
4 APURAMENTO DA PREVISÃO DO CONSUMO DAS CARTEIRAS DE COMPENSAÇÃO DOS AGENTES DE MERCADO, RELATIVAMENTE A CONSUMOS COM MND 44
5 DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS DE CARACTERIZAÇÃO DE CONSUMOS 46
6 ATRIBUIÇÃO DE QUANTIDADES 46
PROCEDIMENTO N.º 7 NOMEAÇÕES, RENOMEAÇÕES E NOTIFICAÇÕES DE TRANSAÇÃO 47
1 OBJECTIVO E ÂMBITO 47
2 REGRAS GERAIS APLICÁVEIS A NOMEAÇÕES E RENOMEAÇÕES 47
2.1 Nomeações 48
2.2 Renomeações 48
2.3 Confirmação de quantidades nomeadas e renomeadas 49
2.4 Rejeição de nomeações e renomeações 49
3 DISPOSIÇÕES ESPECÍFICAS APLICÁVEIS AO VIP IBÉRICO 50
4 REGRAS GERAIS APLICÁVEIS A NOTIFICAÇÕES DE TRANSAÇÃO 51
PROCEDIMENTO N.º 8 ATUALIZAÇÃO DE FORNECIMENTOS E CONSUMOS COM MEDIÇÃO INTRADIARIA NO DIA GÁS 52
1 OBJETIVO E ÂMBITO 52
2 ACTUALIZAÇÃO DE INFORMAÇÃO DE CONSUMOS DE MEDIÇÃO INTRA-DIÁRIA 52
2.1 1ª Atualização 53
2.2 2ª Atualização 54
2.3 3ª Atualização 55
3 ATRIBUIÇÃO DE QUANTIDADES 56
PROCEDIMENTO N.º 9 REPARTIÇÕES 57
1 OBJETIVO E ÂMBITO 57
2 PROCESSOS E CRITÉRIOS DE EXECUÇÃO DAS REPARTIÇÕES 57
3 REPARTIÇÕES NA RNTGN 57
3.1 Pontos de Interligação 58
3.2 Ligação entre a RNTGN e o Terminal de GNL 59
3.3 Ligações entre a RNTGN e a RNDGN 60
3.4 Ligações entre a RNTGN e as instalações abastecidas em alta pressão 65
3.5 Ponto de interface com o armazenamento subterrâneo 66

4 REPARTIÇÕES NO TERMINAL DE GNL 68
4.1 Entrada de GNL mediante a trasfega de navios metaneiros 68
4.2 Saída de GNL mediante o enchimento de camiões cisterna 68
4.3 Saída de GNL mediante o enchimento de navios metaneiros 69
4.4 Saída de gás natural através da queima de gás na tocha criogénica do terminal de GNL 69
5 REPARTIÇÕES NO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS NATURAL 70
PROCEDIMENTO N.º 10 BALANÇOS 71
1 OBJETIVO E ÂMBITO 71
2 PROCESSOS E CRITÉRIOS DE EXECUÇÃO DE BALANÇOS 71
3 BALANÇO FÍSICO DAS INFRAESTRUTURAS DA RNTIAT 71
3.1 Critérios de execução dos balanços diários 71
3.2 Balanço diário na RNTGN 72
3.3 Balanço diário no terminal de GNL 73
3.4 Balanço diário no armazenamento subterrâneo de gás natural 74
3.5 Balanço Mensal 75
4 BALANÇO INDIVIDUAL DOS AGENTES DE MERCADO NA RNTIAT 75
4.1 Balanço individual diário no terminal de GNL 75
4.2 Balanço individual diário no armazenamento subterrâneo de gás natural 76
4.3 Existências Individuais diárias na RNTIAT 78
4.4 Balanço mensal 78
5 BALANÇO DO GÁS DE OPERAÇÃO NA RNTIAT 78
5.1 Balanço diário na RNTGN 78
5.2 Balanço diário no terminal de GNL 80
5.3 Balanço diário no armazenamento subterrâneo de gás natural 81
5.4 Balanço diário do gás de operação na RNTIAT 82
5.5 Balanço Mensal 83
6 AJUSTAMENTO ÀS EXISTÊNCIAS DOS AGENTES DE MERCADO 83
PROCEDIMENTO N.º 11 APURAMENTO DE DESVIOS E AJUSTAMENTO NO DIA *D*+1 85
1 OBJETIVO E ÂMBITO 85
2 APURAMENTO DO DESVIO DIARIO DOS CONSUMOS COM MEDIÇÃO INTRADIÁRIA 85
3 APURAMENTO DO AJUSTAMENTO DIARIO DOS CONSUMOS COM MEDIÇÃO NÃO DIÁRIA 87
4 PRESTAÇÃO DE INFORMAÇÃO DE DESVIOS E AJUSTAMENTOS AOS AGENTES DE MERCADO 89

PROCEDIMENTO N.º 12 APURAMENTO DE AJUSTAMENTOS À REPARTIÇÃO MENSAL 91

1 OBJETIVO E ÂMBITO 91

2 PROCESSOS E CRITÉRIOS PARA A REALIZAÇÃO DOS ACERTOS MENSAIS 91

3 APURAMENTO DAS REPARTIÇÕES MENSAIS NA RNDGN POR PARTE DO GTG 92

4 COMUNICAÇÃO DOS ACERTOS ÀS REPARTIÇÕES MENSAIS NA RNDGN POR PARTE DOS ORD AO GTG 93

5 METODOLOGIA DE REAJUSTAMENTO DAS POSIÇÕES DOS AGENTES DE MERCADO NA ZONA DE BALANÇO (VTP) 94

6 COMUNICAÇÃO DAS QUANTIDADES DE REAJUSTAMENTO REFERENTES AOS ACERTOS ÀS REPARTIÇÕES MENSAIS NA RNDGN 96

PROCEDIMENTO N.º 13 APURAMENTO DE DESEQUILIBRIOS DIÁRIOS 99

1 OBJETIVO E ÂMBITO 99

2 PROCESSOS E CRITÉRIOS PARA O APURAMENTO DE DESEQUILIBRIOS 99

3 DESEQUILIBRIO DIÁRIO BASE 100

4 DESEQUILIBRIO DIÁRIO COM SUBSCRIÇÃO DE FLEXIBILIDADE DE *LINEPACK* 102

5 DESEQUILIBRIO DIÁRIO INICIAL E DESEQUILIBRIO DIARIO FINAL 104

PROCEDIMENTO N.º 14 PREÇOS DE DESEQUILÍBRIO DIARIOS, ENCARGOS DE COMPENSAÇÃO DIÁRIOS E PROCESSO DE CONCILIAÇÃO 105

1 OBJETIVO E ÂMBITO 105

2 PROCEDIMENTO PARA O APURAMENTO DOS PREÇOS DE DESEQUILÍBRIO DIÁRIOS 105

3 PREÇOS DE DESEQUILÍBRIO DIÁRIOS 106

4 PREÇO MÉDIO PONDERADO DO GÁS 106

5 PREÇO MARGINAL DE VENDA 106

6 PREÇO MARGINAL DE COMPRA 107

PROCEDIMENTO N.º 15 ENCARGOS DE NEUTRALIDADE 115

1 OBJETIVO E ÂMBITO 115

2 PRINCÍPIOS APLICÁVEIS AO APURAMENTO DOS ENCARGOS DE NEUTRALIDADE 115

3 CUSTOS ELEGÍVEIS PARA EFEITOS DE APLICAÇÃO DO APURAMENTO DOS ENCARGOS DE NEUTRALIDADE 116

4 METODOLOGIA DE IMPUTAÇÃO DOS CUSTOS E RECEITAS ASSOCIADAS À ATIVIDADE DE COMPENSAÇÃO DA RNTGN 116

PROCEDIMENTO N.º 16 MERCADO SECUNDÁRIO 119

1 OBJETIVO E ÂMBITO 119

2 DISPOSIÇÕES GERAIS 119

3 DEVERES DE INFORMAÇÃO 119
3.1 Informação a disponibilizar ao GTG 120
3.2 Regras de comunicação de informação 120
PROCEDIMENTO N.º 17 CONTRATOS BILATERAIS 121
1 OBJETIVO E ÂMBITO 121
2 DISPOSIÇÕES GERAIS 121
2.1 Processo de Notificação de Transação 122
2.2 Confidencialidade 124
3 LIQUIDAÇÃO 124
PROCEDIMENTO N.º 18 PAGAMENTO, RECEBIMENTOS E GARANTIAS 127
1 PROCEDIMENTOS GERAIS 127
1.1 Liquidação e faturação 127
1.2 Obrigações dos agentes de mercado devedores 127
1.3 Direitos dos agentes de mercado credores 128
1.4 Contas designadas para recebimentos e pagamentos 128
1.5 Regime para os pagamentos em mora 128
2 PROCEDIMENTOS RELATIVOS ÀS GARANTIAS 128
2.1 Constituição de Garantias 128
2.2 Cobertura das garantias 129
2.3 Garantias a prestar pelos agentes de mercado 129
2.4 Espécies de garantias 130
2.5 Determinação do montante das garantias e respetiva constituição 130
2.6 Gestão de garantias 130
2.7 Critérios de atuação em caso de incumprimentos de pagamento 131
2.8 Atrasos nos pagamentos e juros de mora 131
2.9 Incumprimento prolongado nos pagamentos por realizar 131
PROCEDIMENTO N.º 19 GESTÃO DA INFORMAÇÃO 133
1 OBJETIVO E ÂMBITO 133
2 REGISTO E DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÃO 134
2.1 Informação Operacional 134
2.2 Articulação entre Informação Operacional e Atribuição de DUC 135
3 MEIOS DE REGISTO E DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÃO 135
4 EQUIPAMENTOS DE SUPORTE À ATIVIDADE DE GTG 136
5 SISTEMAS DE INFORMAÇÃO E COMUNICAÇÃO 137
6 CONTACTOS OPERACIONAIS 137
6.1 Processos de Operação do Sistema 137

6.2 Processos de Operação de Mercado 138
7 CONFIDENCIALIDADE 138
PROCEDIMENTO N.º 20 GRUPO DE ACOMPANHAMENTO DO FUNCIONAMENTO DO SNGN 139
1 ÂMBITO E OBJETO 139
2 FUNCIONAMENTO DO GRUPO DE ACOMPANHAMENTO 139
PROCEDIMENTO N.º 21 ENVIO DE INFORMAÇÃO À ERSE 141
1 ÂMBITO 141
2 INFORMAÇÃO A ENVIAR ANUALMENTE 141
3 INFORMAÇÃO A ENVIAR TRIMESTRALMENTE 142
4 INFORMAÇÃO A ENVIAR MENSALMENTE 142
5 INFORMAÇÃO A ENVIAR DIARIAMENTE 143
6 OUTRA INFORMAÇÃO A ENVIAR 144
PARTE III - DISPOSIÇÕES FINAIS 145
1 NORMA REMISSIVA 147
2 PRAZOS 147
3 FISCALIZAÇÃO DA APLICAÇÃO DO MANUAL 147
4 REGIME SANCIONATÓRIO 147
5 INFORMAÇÃO A ENVIAR À ERSE 147
6 DIVULGAÇÃO 148
7 APLICAÇÃO NO TEMPO 148
8 DISPOSIÇÃO TRANSITÓRIA 148
9 ENTRADA EM VIGOR 148
PARTE IV - ANEXOS 149
ANEXO I AO PROCEDIMENTO N.º 22 - MINUTA DO PEDIDO DE INSCRIÇÃO COMO AGENTE DE MERCADO 151
ANEXO II AO PROCEDIMENTO N.º 22 - CONDIÇÕES GERAIS DO CONTRATO DE ADESÃO AO SNGN 153

PARTE I - DISPOSIÇÕES GERAIS

1 OBJETIVO

O presente Manual de Procedimentos, previsto no Regulamento de Operação das Infraestruturas do Setor do Gás Natural (ROI) tem por objeto estabelecer, de uma forma integrada, os procedimentos relativos ao funcionamento do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) e à operação das respetivas infraestruturas.

A aplicação dos procedimentos estabelecidos no presente Manual tem como pressupostos e limites os princípios estabelecidos no ROI, bem como a regulamentação técnica aplicável ao sector do gás natural, cabendo ao Gestor Técnico Global do SNGN (GTG) a aplicação e implementação das suas disposições e medidas.

2 ÂMBITO

Este Manual tem como âmbito de aplicação a atividade da Gestão Técnica Global do SNGN, conforme definida nos termos do Regulamento de Relações Comerciais do Setor do Gás Natural (RRC).

Para efeitos deste Manual, distinguem-se nas atribuições da Gestão Técnica Global do SNGN, as disposições relativas aos processos que decorrem até ao dia gás, inclusive, e as disposições que são relativas a processos que decorrem após o dia gás.

Consideram-se processos que decorrem até ao dia gás, inclusive os seguintes:

a) Previsão da utilização da RNTIAT;

b) Operação da RNTIAT no dia gás.

Consideram-se processos que decorrem após o dia gás os seguintes:

a) Repartições, ajustamentos e balanços;

b) Apuramento de desvios e de desequilíbrios.

Estão abrangidas pelo âmbito de aplicação do presente Manual as seguintes entidades:

a) Os clientes;

b) Os comercializadores;

c) O comercializador do SNGN;

d) O comercializador de último recurso grossista;

e) Os comercializadores de último recurso retalhistas;

f) O operador do terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL;

g) O operador do armazenamento subterrâneo de gás natural;

h) O operador da rede de transporte;

i) Os operadores das redes de distribuição.

j) Os operadores dos mercados organizados

3 SIGLAS E DEFINIÇÕES

No presente Manual são utilizadas as seguintes siglas:

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

b) AP – Alta Pressão;

c) AS – Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural;

d) DUC – Direito de Utilização de Capacidade;

e) ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

f) GL UAG – Gestor Logístico das UAG

g) GNL – Gás Natural Liquefeito;

h) GRMS – Estação de Medida e Regulação.

i) GTG – Gestor Técnico Global do SNGN;

j) MAC – Mecanismo de Atribuição de Capacidade (relativo a cada uma das infraestruturas), previsto no MPAI;

k) MEDC – Metodologia dos Estudos para a Determinação da Capacidade das infraestruturas (relativo a cada uma das infraestruturas), previsto no MPAI;

l) MGLA – Manual de Gestão Logística do Abastecimento de UAG;

m) MPAI – Manual de Procedimentos do Acesso às Infraestruturas do setor do gás natural;

n) ORD – Operador de Rede de Distribuição;

o) ORT – Operador da Rede de Transporte;

p) RARII – Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações;

q) RNDGN – Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural;

r) RNTGN – Rede Nacional de Transporte de Gás Natural;

s) RNTIAT – Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL;

t) ROI – Regulamento de Operação das Infraestruturas;

u) RPGN – Rede Pública de Gás Natural;

v) RRC – Regulamento de Relações Comerciais;

w) SNGN – Sistema Nacional de Gás Natural;

x) TGNL – Terminal de GNL;

y) UAG – Unidade Autónoma de GNL;

z) VTP – *Virtual Trading Point* ou ponto virtual de transação.

aa) VIP – *Virtual Interconnection Point* ou ponto virtual de interligação.

Para efeitos do presente Manual entende-se por:

a) Agente de mercado – entidade que transaciona gás natural nos mercados organizados ou por contratação bilateral, correspondendo às seguintes entidades: comercializadores, comercializador do SNGN, comercializadores de último recurso retalhistas, comercializador de último recurso grossista e clientes que adquirem gás natural nos mercados organizados ou por contratação bilateral;

b) Ano de atribuição de capacidade – período compreendido entre as 00:00 de 1 de Outubro e as 24:00 de 30 de Setembro do ano seguinte;

c) Alta pressão – pressão cujo valor, relativamente à pressão atmosférica, é superior a 20 bar;

d) Armazenamento subterrâneo de gás natural – conjunto de cavidades, equipamentos e redes que, após receção do gás na interface com a RNTGN, permite armazenar o gás natural na forma gasosa em cavidades subterrâneas, ou reservatórios especialmente construídos para o efeito e, posteriormente, voltar a injetá-lo na RNTGN através da mesma interface de transferência de custódia;

e) Autoconsumo – quantidade de gás natural, em termos energéticos, consumida nas infraestruturas em virtude dos processos que lhes são inerentes;

f) Baixa pressão – pressão cujo valor, relativamente à pressão atmosférica, é inferior a 4 bar;

g) Balanço residual – Compensação da RNTGN no dia gás da responsabilidade do GTG;

h) Capacidade – caudal de gás natural, expresso em termos de energia por unidade de tempo;

i) Capacidade de armazenamento – quantidade de gás natural ou de GNL, expresso em termos de energia, que os agentes de mercado podem colocar no armazenamento ou nos tanques do terminal de GNL, num determinado período temporal;

j) Comercializador – entidade titular de licença de comercialização de gás natural cuja atividade consiste na compra a grosso e/ou na venda a grosso e a retalho de gás natural, em regime de livre concorrência;

k) Comercializador de último recurso grossista – entidade titular de licença de comercialização de último recurso que está obrigada a assegurar o fornecimento de gás natural aos comercializadores de último recurso retalhistas.

l) Comercializador de último recurso retalhista – entidade titular de licença de comercialização de último recurso que está obrigada a assegurar o fornecimento de gás natural a todos os consumidores com instalações ligadas à rede enquanto forem aplicáveis as tarifas reguladas ou, após a sua extinção, as tarifas transitórias, bem como o fornecimento dos clientes economicamente vulneráveis, nos termos legalmente definidos.

m) Consumos e fornecimentos com medição intradiária – situações em que a recolha de leituras em equipamentos de medição, instalados em pontos relevantes da RNTGN e em pontos de entrega a consumidores finais, ocorre, no mínimo, duas vezes por dia gás.

n) Consumos com medição diária – situações em que a recolha de leituras em equipamentos de medição, instalados em pontos de entrega a consumidores finais, ocorre, no mínimo, uma vez por dia gás.

o) Consumos com medição não diária – situações em que a recolha de leituras em equipamentos de medição, instalados em pontos de entrega a consumidores finais, ocorre com uma frequência inferior a uma vez por dia gás.

p) Dia gás –período compreendido entre as 5h00 e as 5h00 UTC do dia seguinte na hora de inverno e entre as 4h00 e as 4h00 UTC do dia seguinte na hora de verão;

q) Distribuição – veiculação de gás natural através de redes de distribuição de média ou baixa pressão, para entrega às instalações de gás natural fisicamente ligadas à RNDGN, excluindo a comercialização;

r) Gestão Técnica Global do SNGN – conjunto de atividades e responsabilidades de coordenação do SNGN; que asseguram a segurança e a continuidade do abastecimento de gás natural;

s) Gestor Logístico das UAG – entidade responsável pela gestão integrada da logística das UAG, de forma a assegurar níveis superiores de segurança de abastecimento;

t) Gestor Técnico Global do SNGN – designação do operador da rede de transporte, no exercício da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN;

u) Infraestruturas – infraestruturas da RPGN, nomeadamente os terminais de GNL, as instalações de armazenamento subterrâneo de gás natural, as redes de transporte e de distribuição e as unidades autónomas de gás natural;

v) Instalação de gás natural – instalação privada instalada a jusante da RPGN para uso de um ou mais clientes;

w) Interligação – conduta de transporte que transpõe uma fronteira entre Estados Membros vizinhos com a finalidade de interligar as respetivas redes de transporte;

x) *Linepack* – capacidade de acumulação da RNTGN, referente à diferença entre o nível máximo e o nível mínimo de enchimento da rede, respeitando a fiabilidade e segurança da operação e interoperabilidade relativamente a infraestruturas adjacentes;

y) *Matching* de capacidade – procedimento para o encontro de solicitações de capacidade nas interligações internacionais, designadamente em processos de nomeação e renomeação, nos quais a capacidade solicitada em ambos os lados da interligação, apresentada aos operadores, não é semelhante;

z) Média Pressão – pressão cujo valor, relativamente à pressão atmosférica, é igual ou superior a 4 bar e igual ou inferior a 20 bar;

aa) Nomeação – processo de informação diária em que os agentes de mercado comunicam ao operador da rede de transporte, na sua actividade de Gestão Técnica Global do SNGN, e aos operadores das infraestruturas a capacidade que pretendem utilizar nos pontos de entrada e de saída da respetiva infraestrutura, no dia gás seguinte;

bb) Operador de armazenamento subterrâneo – entidade que exerce a atividade de armazenamento subterrâneo de gás natural e é responsável, num conjunto específico de instalações, pela exploração e manutenção das capacidades de armazenamento e das capacidades de extração e injeção de gás natural nas instalações de armazenamento, salvaguardando conjuntamente com o operador da rede de transporte a interoperabilidade com a RNTGN, bem como a operação integrada das respetivas infraestruturas de armazenamento;

cc) Operador da rede de distribuição – entidade concessionária ou titular de licença de distribuição de serviço público da RNDGN, responsável pelo desenvolvimento, exploração e manutenção da rede de distribuição numa área específica e, quando aplicável, das suas interligações com outras redes, bem como pela garantia de capacidade da rede a longo prazo para atender pedidos razoáveis de distribuição de gás natural;

dd) Operador da rede de transporte – entidade concessionária da RNTGN, responsável, numa área específica, pelo desenvolvimento, exploração e manutenção da rede de transporte e das suas interligações com outras redes, quando aplicável, bem como pela garantia de capacidade da rede a longo prazo para atender pedidos razoáveis de transporte de gás natural;

ee) Operador de terminal de GNL – entidade que exerce a atividade de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, sendo responsável, num terminal de GNL, pela exploração e manutenção das capacidades de receção, armazenamento e regaseificação e respetivas infraestruturas;

ff) Operadores dos mercados organizados – entidades que mediante autorização exercem a atividade de gestão de mercados organizados de contratação de gás natural ou ativo equivalente;

gg) Ponto Virtual de Interligação – Ponto comercial que agrega dois ou mais pontos de interligação entre Portugal e Espanha;

hh) Previsão de consumo – quantidades de gás natural determinadas por cada comercializador de acordo com as melhores estimativas próprias elaboradas com respeito pelos respetivos compromissos para com os clientes da sua carteira de comercialização, definidas em unidades de energia num período de tempo;

ii) Previsão de utilização – quantidades de gás natural determinadas por cada comercializador de acordo com as estimativas elaboradas com respeito pelas respetivas opções comerciais de aprovisionamento ou fornecimento, coerentes com os DUC que pretende adquirir nos vários horizontes temporais em cada produto de capacidade, definidas em unidades de energia num período de tempo;

jj) Produto de título – quantidade de gás transacionada em plataforma de mercado e efetivada no VTP, correspondente a um produto normalizado de curto prazo conforme previsto no Regulamento (EU) n.º 312/2014 da Comissão de 26 de março de 2014 que institui um código de rede para a compensação das redes de transporte de gás;

kk) Produto localizado – quantidade de gás transacionada em plataforma de mercado e efetivada no VTP e para a qual seja necessário efetuar alterações ao fluxo de gás em pontos relevantes específicos da RNTGN, através de nomeação ou renomeação, correspondente a um produto normalizado de curto prazo conforme previsto no Regulamento (EU) n.º 312/2014 da Comissão de 26 de março de 2014 que institui um código de rede para a compensação das redes de transporte de gás;

ll) Quantidade confirmada – quantidade de gás que, uma vez solicitada num processo de nomeação ou de renomeação, é considerada viável pelo GTG, sendo integrada no programa de operação para o dia gás *d*;

mm) Quantidade notificada – quantidade de gás natural que é comunicada ao GTG por um agente de mercado que toma parte numa transação numa zona de compensação, podendo ser uma notificação de aquisição ou de alienação, que, uma vez validada pelo GTG, é assumida como fornecimento ou consumo de gás natural na zona de compensação, respetivamente;

nn) Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural – conjunto das infraestruturas de serviço público destinadas à distribuição de gás natural;

oo) Rede Nacional de Transporte de Gás Natural – conjunto das infraestruturas de serviço público destinadas ao transporte de gás natural;

pp) Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL – conjunto das infraestruturas de serviço público destinadas à receção e ao transporte em gasoduto, ao armazenamento subterrâneo e à receção, ao armazenamento e à regaseificação de GNL;

qq) Rede Pública de Gás Natural – conjunto das infraestruturas de serviço público destinadas à receção, ao transporte e à distribuição em gasoduto, ao armazenamento subterrâneo e à receção, armazenamento e regaseificação de GNL;

rr) Reservas de Segurança – quantidades armazenadas com o fim de serem libertadas para consumo, quando expressamente determinado pelo ministro responsável pela área da energia, para fazer face a situações de perturbação do abastecimento;

ss) Sistema – conjunto de redes e de infraestruturas de receção e de entrega de gás natural, ligadas entre si e localizadas em Portugal, e de interligações a sistemas de gás natural vizinhos;

tt) Sistema Nacional de Gás Natural – conjunto de princípios, organizações, agentes e infraestruturas relacionadas com as atividades abrangidas no Regulamento de Operação das Infraestruturas e no Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de Outubro;

uu) Slot – Janela de tempo atribuída pelo Gestor Técnico Global do SNGN a um agente de mercado para receção de um navio, armazenagem e regaseificação de GNL;

vv) Terminal de GNL – conjunto de infraestruturas ligadas diretamente à rede de transporte destinadas à receção e expedição de navios metaneiros, armazenamento, tratamento e regaseificação de GNL e à sua posterior emissão para a rede de transporte, bem como o carregamento de GNL em camiões-cisterna e em navios metaneiros;

ww) Transporte – veiculação de gás natural numa rede interligada de alta pressão, para efeitos de receção e entrega aos operadores das redes de distribuição, a comercializadores ou a grande clientes finais;

xx) Trimestre – períodos de 3 meses para efeitos de atribuição de capacidade nas infraestruturas do SNGN nos horizontes anual e trimestral, compreendidos entre 1 de outubro e 31 de dezembro seguinte, entre 1 de janeiro e 31 de março seguinte, entre 1 de abril e 30 de junho seguinte, e entre 1 de julho e 30 de setembro seguinte;

yy) Uso das infraestruturas – utilização das infraestruturas nos termos do presente Manual;

zz) Utilizador – pessoa singular ou coletiva que entrega gás natural na rede ou que é abastecida através dela, incluindo os clientes, os agentes de mercado, os comercializadores, o comercializador de último recurso grossista e os comercializadores de último recurso retalhistas;

aaa) Zona de Compensação – sistema de entrada saída que engloba a RNTGN, ao qual é aplicado um regime de compensação específico, de acordo com a definição de Zona de Compensação do Regulamento (EU) n.º 312/2014 da Comissão de 26 de março de 2014 que institui um código de rede para a compensação das redes de transporte de gás.

PARTE II – PROCEDIMENTOS

PROCEDIMENTO N.º 1
ESTATUTO DE AGENTE DE MERCADO

1 AGENTE DE MERCADO

Todas as entidades que pretendam transacionar gás natural, através de contratação bilateral ou da participação em mercados organizados, ou adquirir produtos de capacidade nos mercados adequados para esse efeito, devem obter o estatuto de Agente de Mercado.

Podem constituir-se como Agentes de Mercado no âmbito da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, as entidades registadas junto de uma Entidade Reguladora Nacional da União Europeia e da ACER, nos termos do artigo 9.º do Regulamento (EU) n.º 1227/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro, relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas da energia (REMIT).

2 OBTENÇÃO DO ESTATUTO DE AGENTE DE MERCADO

A obtenção do estatuto de Agente de Mercado no âmbito da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN produz efeitos com a celebração de um Contrato com o Gestor Técnico Global do SNGN (GTG), no âmbito dessa sua atividade, onde se definem as condições técnicas e comerciais necessárias à sua participação.

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

Para a inscrição como Agente de Mercado, o Requerente deve instruir um processo junto do Gestor Técnico Global do SNGN composto pelos seguintes elementos:

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

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

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

Identificação das pessoas responsáveis para efeito do relacionamento com o GTG e indicação dos respetivos contactos;

Informação necessária para efeitos de Liquidação e Faturação;

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

Os procedimentos e formulários referidos em d) e e) são definidos por Aviso do GTG e disponibilizados no seu sítio da internet.

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

Após a receção do Pedido de Inscrição, o GTG analisará toda a documentação e demais informação apresentada. Em particular, deverá verificar e confirmar que foi apresentada toda a documentação e informação exigida pelo presente Manual de Procedimentos.

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

a) Completar a documentação apresentada;

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

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

A informação e esclarecimentos adicionais referidos nas alíneas anteriores deverão ser prestados nos 15 dias úteis subsequentes ao da notificação efetuada pelo GTG. Decorrido esse prazo e na falta de algum dos elementos adicionais, o Pedido de Inscrição será considerado sem efeito.

Após a verificação do cumprimento dos requisitos fixados, o GTG 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, o GTG reserva-se o direito de revogar a decisão de inscrição.

O contrato de adesão será redigido de acordo com as condições gerais que constituem o Anexo II do presente Manual de Procedimentos.

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

3 SUSPENSÃO DO CONTRATO

A suspensão do Contrato implica que o Agente de Mercado abrangido perca temporariamente a possibilidade de atuar no SNGN, transacionando gás natural através de contratação bilateral ou nos mercados organizados ou adquirindo produtos de capacidade nos mercados geridos pelo GTG.

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 Regulamento (EU) n.º 1227/2011.

b) Falta de comunicação ao GTG de todas as alterações aos elementos apresentados no processo de inscrição do Agente;

c) Falta de comunicação ao GTG 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 ao GTG dos encargos decorrentes da sua atuação como Agente de Mercado;

e) Falta de manutenção das garantias bancárias exigidas pelo GTG;

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

Perante a ocorrência de uma situação de incumprimento, o GTG notificará o Agente de Mercado em causa que disporá do prazo de 5 (cinco) dias úteis, a contar da data da notificação, para fazer prova de que se encontra, de novo, em condições de observar as disposições constantes do Contrato bem como do presente Manual de Procedimentos.

Se, após o decurso do prazo referido no ponto anterior, o Agente de Mercado não tiver regularizada a situação, o GTG determinará a sua suspensão, informando o Agente de Mercado por meio escrito e dando conhecimento desse facto à ERSE, respetivos operadores das infraestruturas e operadores dos mercados organizados.

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

4 CESSAÇÃO DO CONTRATO

A cessação do Contrato implica que o Agente de Mercado abrangido perca definitivamente a possibilidade

de atuar no SNGN, transacionando gás natural através de contratação bilateral ou nos mercados organizados ou adquirindo produtos de capacidade nos mercados geridos pelo GTG.

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 Regulamento (EU) n.º 1227/2011;

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

O GTG informará o Agente de Mercado por meio escrito, da cessação do Contrato, dando conhecimento desse facto à ERSE, respetivos operadores das infraestruturas e operadores dos mercados organizados.

A cessação do Contrato determina a supressão do estatuto de Agente de Mercado.

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

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

PROCEDIMENTO N.º 2
CRITÉRIOS GERAIS DE OPERAÇÃO

1 OBJECTIVO E ÂMBITO

O presente procedimento tem como objetivo estabelecer os princípios e regras de funcionamento e operação das infraestruturas da RNTIAT, designadamente sobre:

a) Regimes de Operação;

b) Parâmetros de Operação;

c) Limites admissíveis para as variáveis e segurança;

d) Limites das existências de gás natural nas infraestruturas da RNTIAT;

e) Volumes do gás de operação;

f) Constituição e manutenção do gás de operação nas infraestruturas da RNTIAT;

g) Constituição de existências mínimas nas infraestruturas da RNTIAT

h) Regras de atuação do GTG.

2 FUNCIONAMENTO DAS INFRAESTRUTURAS DA RNTIAT

De modo a permitir a utilização segura e eficiente da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT), são definidas anualmente, para cada infraestrutura, existências máximas e mínimas de gás natural, para além dos quais a integridade e operação das respetivas infraestruturas passam a estar comprometidas.

No caso de ocorrência de desvios na RNTGN entre as quantidades de gás entregues e recebidas, respetivamente, nos pontos de saída e entrada de gás natural na referida infraestrutura, o GTG, ao identificar a violação real ou iminente dos limites de existências anteriormente referidos, mobiliza o Gás de Operação, no sentido de corrigir os desequilíbrios fisicos verificados.

A utilização das capacidades da RNTIAT por parte dos agentes de mercado deverá ser feita em conformidade com a totalidade dos Direitos de Utilização de Capacidade (DUC) adquiridos de acordo com as regras previstas no MPAI.

2.1 UTILIZAÇÃO DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

A utilização da RNTGN está condicionada à manutenção de um nível mínimo de existências a determinar pelo operador da rede de transporte, de acordo com o estabelecido no presente Manual, por forma a garantir a integridade e normal funcionamento da referida infraestrutura.

Para efeitos de compensação da RNTGN, cada agente de mercado utilizador da rede deve recorrer aos processos de nomeação e renomeação de fluxos de gás nos pontos de entrada e de saída, bem como ao processo de notificações de transação no ponto virtual de transação VTP, de acordo com as regras previstas neste Manual.

O VTP deverá ser utilizado para a realização de todas as transações para troca de propriedade de gás natural (intercâmbios) nesta infraestrutura.

Para os agentes de mercado utilizadores da rede que apenas veiculem gás natural através das saídas para consumo, o VTP configura o ponto de entrada na zona de compensação da RNTGN.

2.2 UTILIZAÇÃO DO TERMINAL DE GNL

A utilização do Terminal de GNL está condicionada à manutenção de um nível mínimo de existências, a determinar pelo operador do terminal de GNL, por forma a garantir a integridade e normal funcionamento desta infraestrutura.

O terminal de GNL foi projetado de modo a que, em condições normais de operação, o "*boil-off gas*" (BOG), decorrente do armazenamento de GNL e dos processos de descarga de navios e de enchimento de camiões cisterna, seja recuperado em fase liquida (GNL) via recondensação do BOG, evitando a sua libertação para a atmosfera e/ou queima na tocha criogénica. A recondensação do gás natural vaporizado nos tanques é efetuada por via de um fluxo mínimo de GNL correspondente a um caudal mínimo de emissão de gás natural para a RNTGN.

Desse modo, a manutenção das condições mínimas de operação do Terminal, designadamente desse valor mínimo de emissão para a RNTGN, que garantam uma operação sem recurso a queima de gás, constitui um requisito técnico desta infraestrutura. Esse requisito deverá ser garantido pelos agentes de mercado que utilizem o terminal de GNL, de acordo com as regras previstas neste Manual.

Sendo o GTG responsável por gerir os fluxos de gás natural no ponto de ligação do terminal de GNL à RNTGN e procurando manter um caudal mínimo de regaseificação que garanta uma operação sem recurso a queima de gás natural, sem prejuízo das restrições técnicas de operacionalização do terminal GNL e da RNTGN, nos casos em que o GTG anteveja, pelas quantidades indicadas pelos agentes de mercado nas suas nomeações e renomeações, que existe a possibilidade de queima de gás natural na

tocha criogénica por violação do caudal de regaseificação mínimo, compete-lhe emitir um aviso aos agentes de mercado utilizadores do terminal de GNL sobre essa eventualidade.

Caso ocorra queima de gás natural na tocha criogénica por violação do caudal mínimo de regaseificação, o operador do terminal de GNL deverá apurar as quantidades em questão e o GTG deverá alterar os balanços ajustando as existências dos agentes de mercado utilizadores do terminal de GNL, de acordo com as regras previstas neste Manual.

No entanto, considera-se que, quando houver necessidade de recorrer à queima de gás na tocha criogénica por razões técnicas ou de segurança, e não exista alternativa, estas quantidades serão contabilizadas no balanço físico da infraestrutura, contabilizadas como perdas e autoconsumos do terminal de GNL.

São consideradas razões técnicas ou de segurança a indisponibilidade dos sistemas de regaseificação do terminal de GNL, decorrente de atividades no âmbito do Plano de Indisponibilidades ou as operações de manutenção ou *upgrade* das instalações, podendo obrigar à necessidade de libertar pontualmente quantidades de *boil-off* através de queima de gás pela tocha criogénica.

2.3 UTILIZAÇÃO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS NATURAL

A utilização do armazenamento subterrâneo de gás natural está condicionada à manutenção de um nível mínimo de existências que garanta a sua integridade e normal funcionamento. As existências mínimas nas infraestruturas de armazenamento subterrâneo correspondem ao *cushion gas* e são propriedade do respetivo operador.

2.4 UTILIZAÇÃO DA RNTIAT PARA CONSTITUIÇÃO E MANUTENÇÃO DE RESERVAS DE SEGURANÇA

O Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, no âmbito da segurança de abastecimento, prevê a obrigação de constituição e manutenção de reservas de segurança de aprovisionamento de gás natural pelos agentes de mercado que sejam comercializadores em regime de mercado e comercializadores de último recurso retalhistas.

As existências em gás que contam para a constituição de reservas de segurança, que se encontram nas infraestruturas da RNTIAT, são propriedade dos agentes de mercado, devendo ser por eles constituídos no momento em que iniciam a atividade como utilizadores da RNTIAT.

As reservas de segurança, constituídas pelos agentes de mercado segundo as regras previstas na legislação aplicável, são distribuídas pelas infraestruturas do armazenamento subterrâneo de gás natural e terminal de GNL, nos termos previstos no RARII.

Os agentes de mercado que cessem a atividade de utilização da RNTIAT terão, a partir desse momento, direito a dispor das suas contribuições de reservas de segurança, podendo, se assim o entenderem, acordar entre si a transferência desses quantitativos de gás, dando conhecimento desta situação ao GTG.

3 REGIMES DE OPERAÇÃO

Definem-se três regimes distintos de operação do sistema:

a) Regime de operação normal;

b) Regime de operação em situação de contingência;

c) Regime de operação em situações de emergência.

Os regimes de operação normal e de operação em situação de contingência são detalhados neste Manual, no âmbito do Procedimento n.º 4 -*Operação da RNTIAT no dia gás*.

O regime de operação em situações de emergência é definido nos termos do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, no âmbito da segurança de abastecimento, não estando abrangida pelo ROI e pelo presente Manual.

4 PARÂMETROS DE OPERAÇÃO

Consideram-se como variáveis essenciais para a garantia das condições de operacionalidade da RNTIAT as seguintes grandezas, denominadas parâmetros de operação, e que consistem em:

a) Limites admissíveis para as Variáveis de Segurança;

b) Limites de Existências de gás natural (GN) nas infraestruturas da RNTIAT;

c) Gás de Operação (GO).

4.1 LIMITES ADMISSÍVEIS PARA AS VARIÁVEIS DE SEGURANÇA

De forma a preservar a integridade e segurança de cada infraestrutura da RNTIAT assim como da continuidade do fornecimento de GN ao mercado, o GTG tem de verificar o cumprimento de determinados limites operativos, os quais assentam em valores absolutos para variáveis de controlo como a pressão e caudais em pontos de entrega e receção da RNTGN. A manutenção destes limites deve verificar-se em qualquer regime de operação da RNTIAT, com exceção da operação em regime de emergência, e são os seguintes:

a) Caudais máximos das estações de entrega de gás natural para as redes de distribuição, para os clientes abastecidos em alta pressão e para a rede interligada;

b) Pressão máxima de operacionalidade na RNTGN (P.M.O. Pressão Máxima de Operação), de 84,0 barg;

c) Pressões máximas e mínimas de entrega nas interfaces com a RNDGN, nos pontos de interface com o terminal de GNL e com o armazenamento subterrâneo, definidos pelos respetivos operadores, e nas interligações com a RNTGN, acordadas com o operador da rede de transporte espanhol;

d) Pressões máximas e mínimas nas cavidades do armazenamento subterrâneo de gás natural;

e) Nível máximo e mínimo de GNL nos tanques do terminal de GNL.

4.2 LIMITES DE EXISTÊNCIAS DE GN NAS INFRAESTRUTURAS DA RNTIAT

Os valores das existências máximas e mínimas a determinar por cada operador de infraestrutura devem respeitar, em cada momento, os limites admissíveis para as variáveis de segurança das respetivas infraestruturas, tendo como base:

a) RNTGN: simulações de suporte aos estudos das capacidades de acordo com o MPAI, em particular, a Metodologia dos Estudos para a Determinação de Capacidade na RNTGN;

b) Terminal de GNL: dados físicos da infraestrutura e respetivos níveis críticos de operação;

c) Armazenamento subterrâneo: simulações de diferentes regimes previsionais de exploração e inventários de gás natural.

Após consolidação dos limites de existências nas infraestruturas da RNTIAT por parte do GTG, os operadores efetuam o anúncio dos respetivos valores de acordo com o seguinte calendário:

- Anúncio anual: até dia 15 de junho do ano em que se inicia o período de atribuição anual;
- Outros anúncios: sempre que requerido pelos operadores das infraestruturas e por determinação do GTG.

4.3 GÁS DE OPERAÇÃO

O Gás de Operação corresponde à quantidade de gás natural ao dispor do GTG tendo em vista garantir a operacionalidade da RNTGN.

O GTG deve elaborar estudos para a determinação das quantidades de Gás de Operação associadas ao *linepack*, nos termos do art.º 34.º do ROI. Os referidos estudos devem ser atualizados sempre que ocorram alterações na configuração da RNTGN que o GTG considere justificáveis ou quando verificar alterações significativas das suas condições de exploração, remetendo os respetivos resultados à ERSE para aprovação.

O Gás de Operação é propriedade do GTG, sendo constituído pela existência global de gás natural correspondente ao nível médio do *linepack* útil na RNTGN, o qual é compreendido entre os limites mínimo e máximo de existências que garantem a operação normal desta infraestrutura.

O GTG pode solicitar a extensão do Gás de Operação para além do *linepack* e até ao limite do valor da procura média diária, determinada de acordo com a seguinte expressão:

$$PMD_T = PMD_{MND} + PMD_{MD} + PMD_{MI}$$

em que:

PMD_T Procura média diária total;

PMD_{MND} Procura média diária nos pontos de consumo de medição não diária (MND);

PMD_{MD} Procura média diária nos pontos de consumo de medição diária (MD);

PMD_{MI} Procura média diária nos pontos de consumo de medição intradiária (MI).

À procura média diária aplicável aos consumos com MI aplica-se a seguinte formula:

$$PMD_{MI} = \sum_k CDM_{MI,PERO,k} \times FS + PMD_{MI,Conv.}$$

em que:

PMD_{MI} Procura média diária nos pontos de consumo de medição intradiária (MI),

$CDM_{MI,PERO,k}$ Consumo diário Máximo, do Produtor de Eletricidade em Regime Ordinário (PERO) *k*;

$PMD_{MI,Conv.}$ Procura média diária nos pontos de consumo com MI associado ao mercado convencional.;

FS Fator de Simultaneidade aplicável ao abastecimento dos Produtores de Eletricidade em Regime Ordinário (PERO).

O valor da extensão do Gás de Operação é proposto pelo GTG até ao dia 1 de março, sendo publicado a 15 de junho seguinte, após aprovação pela ERSE, vigorando durante a totalidade do ano de atribuição de capacidade seguinte.

O volume de Gás de Operação distribui-se pelas infraestruturas da RNTIAT – RNTGN, armazenamento subterrâneo de gás natural e terminal de GNL – de acordo com as necessidades identificadas pelo GTG. Relativamente ao espaço total para a sua manutenção fora da rede, este reparte-se entre o

armazenamento subterrâneo e o terminal de GNL, de acordo com os limites de existências na RNTIAT a anunciar anualmente pelo GTG, como previsto no ponto anterior.

A mobilização do Gás de Operação é realizada pelo GTG no âmbito das ações de compensação, sendo concretizada através da emissão de instruções de operação aos operadores das infraestruturas da RNTIAT.

Para efeitos de explicitação de custos, a parcela de Gás de Operação adquirido pelo GTG que seja destinado à gestão de *linepack*, incluindo a eventual extensão, é considerado imobilizado. As quantidades destinadas ao exercício de compensação operacional relativas às perdas e autoconsumos e às diferenças de medição, são consideradas como encargos de neutralidade, como definido no Procedimento n.º 15 deste Manual.

5 ATUAÇÃO DO GTG

No âmbito das suas competências de gestão integrada e de coordenação sistémica das infraestruturas da RNTIAT, é obrigação do GTG proceder à movimentação de quantitativos de gás natural entre as infraestruturas que compõem a RNTIAT e a rede interligada, sempre que se justificarem medidas no contexto da garantia da segurança de pessoas ou infraestruturas e da continuidade do fornecimento de gás. Para além disso, deverão ser tidos em conta fatores económicos e de maximização de eficiências do sistema de gás, devendo a imputação de quaisquer ónus ou custos ser, em qualquer caso e na medida do que for identificável, imputada aos operadores das infraestruturas ou aos agentes de mercado responsáveis, nas respetivas situações.

5.1 AÇÕES DE COMPENSAÇÃO PELO GTG

Para cada dia gás, o GTG estabelece, em sede de Programa de Operação, os fluxos de GN necessários à gestão segura e eficiente da RNTIAT, recorrendo se necessário a ações de compensação, com o objetivo de:

a) Manter o funcionamento integrado das infraestruturas da RNTIAT dentro dos respetivos limites operacionais;

b) Alcançar uma posição final de *linepack* na RNTGN em cada dia gás, diferente da posição prevista com base nos fluxos esperados de entrada e de saída, compatível com uma gestão económica e eficiente da infraestrutura.

O GTG realiza ações de compensação da RNTGN de acordo com a seguinte ordem de mérito:

a) Compra e venda de produtos normalizados de curto prazo numa plataforma de negociação, por recurso a:

i. Prioritariamente através de produtos de título;

ii. Produtos localizados, quando, de acordo com a avaliação do GTG, os produtos de título não proporcionem, ou seja pouco provável que proporcionem, a resposta necessária para manter a RNTGN dentro dos seus limites operacionais.

b) Utilização de gás de operação, nas situações em que, de acordo com a avaliação do GTG, os produtos normalizados de curto prazo não proporcionem, ou seja pouco provável que proporcionem, a resposta necessária para manter a RNTGN dentro dos seus limites operacionais.

A movimentação de gás natural para além do Gás de Operação existente a cada momento em cada uma das infraestruturas da RNTIAT justifica-se pelo facto de estes quantitativos (GO) terem uma restrição intrínseca, derivada da sua permanente deslocalização e magnitude limitada, o que numa perspetiva de otimização de custos de operação e de redução de riscos de violação das variáveis de segurança, obrigam à movimentação, entre infraestruturas, de GN dos agentes de mercado, sem qualquer reflexo comercial para os seus proprietários.

A movimentação de GN pelo GTG é justificada para os seguintes casos:

a) Compensação da RNTGN;

b) Adequação das condições de operação em qualquer infraestrutura da RNTIAT para realização de operações no âmbito de trabalhos de manutenção ou outras operações especiais;

c) Reposição das condições de segurança em qualquer infraestrutura afeta ao SNGN e rede interligada, desde que operacionalmente viável;

d) Utilização para fins de ajuda mútua ao operador da rede interligada, conforme estabelecido em documentação própria acordada entre as partes e após aprovação por parte do proprietário do gás.

5.2 CONTROLO DE CAPACIDADES NAS INTERFACES DA RNTGN COM O TERMINAL DE GNL E O ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

De forma a manter a integridade das infraestruturas do terminal de GNL e do armazenamento subterrâneo de gás natural, os agentes de mercado devem garantir em permanência que a movimentação de quantitativos das suas existências individuais é realizada com respeito pelos limites da capacidade que lhes foi atribuída para a respetiva infraestrutura.

A utilização de capacidade nessas interfaces fica também condicionada à compatibilização dos fluxos de gás previstos nos respetivos perfis diários com as existências dessas infraestruturas, situação aplicável dentro do regime intradiário.

Nestas circunstâncias, as capacidades associadas aos fluxos de gás nas saídas dessas infraestruturas estão condicionadas à verificação da condição acima referida, sendo o dever do GTG, em coordenação com o operador do terminal de GNL ou com o operador do armazenamento subterrâneo, em razão da matéria, emitir instruções para os respetivos agentes de mercado, com respeito pelas condições de utilização da infraestrutura em questão.

Os agentes de mercado que veem limitadas as suas capacidades nestes pontos devem recorrer a formas alternativas de compensação da RNTGN, podendo o GTG, nesses casos, imputar aos respetivos agentes de mercado os custos decorrentes da mobilização de GN efetuada em seu nome.

O GTG tem igualmente o dever de garantir o acesso às capacidades de armazenamento previamente atribuídas no terminal de GNL e armazenamento subterrâneo, em casos de ocorrência de desvios positivos (por excesso) provocados por outros agentes de mercado nessas infraestruturas e que, desse modo, condicionam os detentores dos direitos de capacidade à sua utilização. Nessas situações, o GTG efetua a movimentação do gás natural em excesso para a RNTGN, com reflexo comercial no apuramento de desequilíbrios dos agentes de mercado, até ao limite necessário para cumprimento das capacidades atribuídas, levando em linha de conta a efetiva capacidade de acomodação do gás natural a movimentar nas restantes infraestruturas.

PROCEDIMENTO N.º 3
PROGRAMAÇÃO DA OPERAÇÃO

1 OBJECTIVO E ÂMBITO

O presente procedimento tem como objetivo definir os princípios e as regras relativas à elaboração dos programas de operação das infraestruturas da RNTIAT.

Este procedimento é aplicável a operadores das infraestruturas da RNTIAT, ao GTG e a agentes de mercado.

O presente procedimento estabelece as regras aplicáveis sobre as seguintes matérias:

a) Coordenação de indisponibilidades da RNTIAT;

b) Elaboração do Plano Anual de Manutenção da RNTIAT;

c) Elaboração do Plano de indisponibilidades;

d) Previsão da utilização das infraestruturas da RNTIAT;

e) Elaboração do Programa de Operação.

2 COORDENAÇÃO DE INDISPONIBILIDADES

O Gestor Técnico Global do SNGN (GTG) assegura a coordenação de indisponibilidades com vista à otimização do funcionamento das infraestruturas da RNTIAT, garantindo a segurança e qualidade do fornecimento.

Para efeitos de coordenação de indisponibilidades, o GTG elabora o Plano Anual de Manutenção da RNTIAT, com informação de todas as indisponibilidades previstas, e estabelece, a partir desse plano, o Plano de Indisponibilidades da RNTIAT. O Plano de Indisponibilidades da RNTIAT é atualizado à medida que são introduzidas alterações às indisponibilidades previstas ou solicitadas novas indisponibilidades, que afetem as infraestruturas da RNTIAT, as interligações internacionais e/ou interfaces com a RNDGN.

A informação constante do plano de indisponibilidades da RNTIAT é, em cada momento, incorporado no Programa de Operação (PO) da RNTIAT.

Para efeitos da operação do SNGN, considera-se indisponibilidade qualquer ação de intervenção sobre as infraestruturas da RNTIAT, rede interligada e/ou RNDGN, da qual seja possível prever como resultado a redução eventual ou efetiva da capacidade de qualquer infraestrutura da RNTIAT.

As Indisponibilidades classificam-se, quanto à sua natureza, em três tipos:

Potencial: Intervenções que contêm o risco de provocar uma indisponibilidade ou que provoquem tão-somente a perda de redundância mas não resultem na redução da capacidade disponível para fins comerciais em nenhum momento do período afetado;

Parcial: Intervenções que provoquem a redução efetiva da capacidade disponível para fins comerciais, mas não na sua totalidade. Deverá ser sempre indicado o valor dessa redução durante o período afetado;

Total: Intervenções que provoquem 100% de indisponibilidade da infraestrutura durante determinado período, ou seja, que resultem num anúncio do valor de capacidade disponível para fins comerciais de zero no período afetado.

A gestão eficiente da RNTIAT implica a realização de um conjunto de atividades previamente planeadas, nomeadamente as decorrentes de programas de inspeção e manutenção, assegurando assim a fiabilidade operacional do SNGN.

Essas atividades estão relacionadas com:

a) Inspeções periódicas;

b) Intervenções extraordinárias, planeadas ou de emergência, motivadas por atividades não autorizadas de terceiros, incluindo as reparações para sanear defeitos ou anomalias;

c) Intervenções de manutenção, tais como, por exemplo, a reparação/substituição, planeada ou de emergência, de órgãos e equipamentos defeituosos;

d) No caso específico da RNTGN, intervenções para realização de novas ligações, incluindo ligações a novos clientes e aumento de capacidade.

Algumas dessas atividades são suscetíveis de originar interrupções ou reduções na capacidade de transporte da RNTGN. É da responsabilidade do GTG, juntamente com os operadores das infraestruturas, coordenar essas atividades de manutenção de forma a minimizar qualquer interrupção ou redução dos DUC contratados e a afetar os serviços prestados pelos operadores, evitando, se possível, indisponibilidades nas infraestruturas no período de inverno.

2.1 PLANO ANUAL DE MANUTENÇÃO DA RNTIAT

O GTG elabora, numa base correspondente ao período de atribuição anual e nos termos, prazos e condições previstas no ROI e no RARII, o Plano Anual de Manutenção da RNTIAT, o qual considera, entre outros aspetos, os requisitos legais a que esta atividade se encontra obrigada, as limitações do sistema gasista espanhol, bem como as restantes entidades da RNTIAT.

O Plano Anual de Manutenção da RNTIAT, inclui, obrigatoriamente, informação sobre todas as atividades com impacto, potencial, parcial ou total, na capacidade de transporte, indicando, quando possível, os períodos estimados de paragem ou redução dos serviços prestados.

Anualmente, e até ao dia 31 de maio, os operadores da RPGN enviam ao GTG os Planos Anuais de Manutenção das infraestruturas que operam, para o período de atribuição anual seguinte. Juntamente com a informação sobre o Plano de Manutenção do operador da rede interligada, o GTG deve elaborar o Plano Anual de Manutenção da RNTIAT para o período de atribuição anual, o qual será publicado até ao dia 19 de junho.

2.2 PLANO DE INDISPONIBILIDADES DA RNTIAT

De forma a reduzir o impacto no funcionamento da RNTGN, provocado por ações de intervenção na RNTGN ou demais infraestruturas da RNTIAT, decorrentes, ou não, do Plano Anual de Manutenção, ou outras ocorrências não controladas pelos operadores da RNTIAT, como sejam casos fortuitos ou de força maior, o GTG atualizará o Plano de Indisponibilidades da RNTIAT, onde serão referenciadas de forma detalhada as indisponibilidades previstas nas infraestruturas durante todo o período de atribuição anual.

O Plano de Indisponibilidades deve obrigatoriamente conter a seguinte informação:

a) Identificação da infraestrutura em causa;

b) Identificação do sistema afetado;

c) Início e fim do período da indisponibilidade (data e hora);

d) Identificação do tipo de indisponibilidade;

e) Indicação do valor de capacidade diária indisponível (nos casos em que é possível quantificar);

f) Descrição da atividade ou ocorrência que determina a indisponibilidade.

No âmbito da Programação da Operação da RNTIAT, os operadores do armazenamento subterrâneo e do terminal de GNL, devem fornecer ao GTG todas as informações relativas às indisponibilidades que possam limitar ou inviabilizar o normal funcionamento da respetiva infraestrutura e, consequentemente, condicionar a operação conjunta da RNTIAT, desde esse dia até ao final do período de atribuição anual. Uma vez que estas atividades poderão ter impacto no cálculo das capacidades disponíveis para fins comerciais, obrigando à eventual alteração do Programa de Operação, a informação que constar em qualquer uma destas revisões/atualizações deve conter o maior detalhe conhecido no momento da sua emissão.

Desta forma, o GTG deve receber dos operadores do AS e do TGNL, até ao dia 4 do mês, as informações de indisponibilidade em cada uma das respetivas infraestruturas da RNTIAT, as quais devem abranger o período desde o dia 1 do mês seguinte até ao final do período de atribuição anual. Com base nessas informações, o GTG valida as mesmas numa perspetiva de maximização da eficiência da RNTIAT e de garantia da segurança e integridade de pessoas e bens envolvidos e divulga a revisão/atualização mensal do Plano de Indisponibilidades da RNTIAT até ao dia 8 desse mês.

Sem prejuízo da obrigatoriedade de divulgação do Plano Anual de Manutenção e respetivas revisões do Plano de Indisponibilidades, sempre que em qualquer momento ocorram factos cujas características obriguem a uma revisão do mesmo, esta deve ser feita com a maior antecedência possível pelos operadores das infraestruturas.

A informação sobre indisponibilidades trocada entre os operadores das redes de transporte interligadas é alvo de detalhe em Manual a acordar entre as partes para os pontos de interligação entre Portugal e Espanha.

3 PREVISÕES DE UTILIZAÇÃO DE CAPACIDADE PELOS AGENTES DE MERCADO

Para que o GTG possa efetuar eficazmente a programação da operação da RNTIAT no dia gás, atendendo para o efeito aos critérios de segurança e limites operativos referenciados, é fundamental a participação de todos os agentes do SNGN, através da prestação permanente de informação relevante à sua elaboração. Contam-se, em particular, as informações prestadas pelos agentes de mercado e pelos operadores das infraestruturas da RPGN, relativas às previsões de utilização de capacidade, dentro dos prazos e de acordo com os procedimentos estabelecidos neste Manual ou através de informações relevantes sobre a integridade e disponibilidade das respetivas infraestruturas.

3.1 PREVISÃO DE UTILIZAÇÃO DE CAPACIDADES EM PONTOS DE FORNECIMENTO A ANÉIS DA RNDGN

Nos casos específicos das capacidades dos anéis da RNDGN, o processo de anúncio, e de previsão de utilização é efetuado exclusivamente para o anel, o qual, para este efeito, é considerado como um ponto de entrega da RNTGN. Não obstante, a determinação das capacidades utilizadas continua a ser discriminada por ponto de entrega desagregado.

3.2 PREVISÃO DE UTILIZAÇÃO DE CAPACIDADES EM PONTOS AGREGADORES DE FORNECIMENTO A CONSUMIDORES ABASTECIDOS EM ALTA PRESSÃO

Nos casos específicos das capacidades da rede de transporte de instalações abastecidas em alta pressão adjacentes e cuja propriedade do ponto de entrega seja da mesma entidade, os processos de anúncio, de previsão de utilização e de repartições e balanços podem ser efetuados sobre um único ponto de entrega agregador.

A identificação de um ponto de entrega agregador na RNTGN é efetuada pelo GTG quando solicitado pelo agente de mercado e desde que se verifiquem cumpridos os pressupostos descritos.

3.3 PREVISÃO DE UTILIZAÇÃO DE CAPACIDADE DE RECEÇÃO E EXPEDIÇÃO DE GNL

No âmbito da responsabilidade atribuída ao GTG de monitorização da utilização das infraestruturas do SNGN, assim como da monitorização dos níveis de reservas de segurança a constituir obrigatoriamente pelos agentes de mercado, estes últimos devem confirmar ao GTG a data prevista para descarga/recarga no TGNL, assim como prestar informações sobre a respetiva quantidade (volume e energia) e qualidade do GNL a descarregar/recarregar, a partir do momento em que estes navios se encontrem a uma distância do terminal considerada para efeitos legais. Nos casos das recargas, os agentes de mercado devem fornecer ao GTG, para além da informação acima referida, a identificação da correspondente operação de descarga associada.

As regras de atribuição de capacidade assim como os critérios para aceitação dos navios no terminal de GNL são alvo de detalhe no MPAI e em documentação técnica própria desta infraestrutura, respetivamente.

3.4 PREVISÃO DE UTILIZAÇÃO DE CAPACIDADE DE ENCHIMENTO DE CAMIÕES-CISTERNA

O transporte de GNL por rodovia obedece a um plano semanal de cargas, enviado diretamente pelos agentes de mercado ou pelo Gestor Logístico das UAG, no âmbito do Manual de Procedimentos de Gestão Logística do Abastecimento de UAG, ao operador do Terminal de GNL.

Os procedimentos de trasfega de GNL e enchimento de camiões-cisterna regem-se pelo disposto no MPAI, aprovado pela ERSE, e em documentação técnica própria desta infraestrutura, publicada pelo operador do terminal de GNL na sua página de Internet, aprovada pelas entidades competentes.

3.5 PROCESSO DE PREVISÃO DE UTILIZAÇÃO PELOS AGENTES DE MERCADO

3.5.1 HORIZONTE ANUAL

Anúncio

O GTG divulga de acordo com o disposto no MPAI e no prazo estabelecido de acordo com o ponto 3.6, a capacidade disponível para fins comerciais dos pontos relevantes da RNTIAT para o ano de atribuição de capacidade seguinte, com detalhe mensal, assim como as respetivas capacidades máximas diárias disponíveis.

Previsão de Utilização

Anualmente e no prazo estabelecido de acordo com o ponto 3.6, os agentes de mercado deverão enviar ao GTG, assim como aos operadores das infraestruturas da RNTIAT envolvidos, a previsão de utilização anual da capacidade que preveem utilizar em cada ponto de entrada e em cada ponto de saída da RNTIAT

no ano de atribuição seguinte. A capacidade indicada anualmente para os pontos de entrada e de saída da RNTIAT deverá conter detalhe mensal e estar ajustada à capacidade que o agente de mercado prevê utilizar nos pontos de entrada e saída da RNTIAT.

O valor da capacidade constante nas previsões anuais não poderá exceder o limite máximo da capacidade disponível para fins comerciais anunciada anualmente pelo GTG.

3.5.2 HORIZONTE MENSAL

Anúncio

O GTG divulga no prazo estabelecido de acordo com o ponto 3.6, a capacidade disponível para fins comerciais dos pontos relevantes da RNTIAT para o mês seguinte, com detalhe semanal, assim como as respetivas capacidades máximas diárias disponíveis.

Previsão de Utilização

Mensalmente e no prazo estabelecido de acordo com o ponto 3.6, os agentes de mercado deverão enviar ao GTG, assim como aos operadores das infraestruturas da RNTIAT envolvidos, a previsão de utilização da capacidade que preveem utilizar em cada ponto de entrada e em cada ponto de saída da RNTIAT para o mês seguinte. A capacidade indicada para os pontos de entrada e de saída da RNTIAT deverá conter detalhe semanal e estar ajustada à capacidade que o agente de mercado prevê utilizar nos pontos de entrada e saída da RNTIAT.

Neste horizonte temporal, os agentes de mercado devem, também, incluir separadamente o valor agregado das respetivas previsões de consumo com medição diária (MD), a qual será adotada para a subscrição do serviço de flexibilidade do *linepack* (conforme 3.1 do procedimento n.º 5).

O valor da capacidade constante nas previsões mensais não poderá exceder o limite máximo da capacidade disponível para fins comerciais anunciada mensalmente pelo GTG.

3.5.3 HORIZONTE SEMANAL

Anúncio

O GTG divulga no prazo estabelecido de acordo com o ponto 3.6, a capacidade disponível para fins comerciais dos pontos relevantes da RNTIAT para a semana seguinte, com detalhe diário.

Previsão de Utilização

Semanalmente e no prazo estabelecido no ponto 3.6, os agentes de mercado deverão enviar ao GTG, assim como aos operadores das infraestruturas da RNTIAT envolvidos, a previsão de utilização da

capacidade que preveem utilizar em cada ponto de entrada e em cada ponto de saída da RNTIAT para a semana seguinte. A capacidade indicada para os pontos de entrada e de saída da RNTIAT deverá conter detalhe diário e estar ajustada à capacidade que o agente de mercado prevê utilizar nos pontos de entrada e saída da RNTIAT.

O valor da capacidade constante nas previsões semanais não poderá exceder o limite máximo da capacidade disponível para fins comerciais anunciada semanalmente pelo GTG.

3.6 PRAZOS

O GTG é responsável por anunciar aos agentes de mercado os prazos relativos aos processos descritos no ponto anterior. O anúncio deve ser divulgado na sua página na internet, e com a antecedência mínima de 20 dias relativamente à primeira data estabelecida nesse anúncio.

No caso dos prazos a anunciar pelo GTG apresentarem alterações aos prazos do ano anterior, nomeadamente através da antecipação das datas estabelecidas anteriormente, deve ser dado conhecimento das alterações à ERSE com a antecedência mínima de 30 dias em relação à data em que se pretenda que vigore, tendo a ERSE o direito de indeferir as alterações das datas.

4 PROGRAMA DE OPERAÇÃO

4.1 INTRODUÇÃO

De forma a programar os movimentos de gás na RNTIAT em cada dia gás, o GTG elabora diariamente o Programa de Operação da RNTIAT. Este programa tem como objetivo sistematizar o funcionamento integrado das infraestruturas da RNTIAT, promovendo a eficiência no seu funcionamento, e garantindo em permanência a sua integridade.

O Programa de Operação da RNTIAT consiste num conjunto de informações integradas sobre os fluxos de gás natural, que o GTG prevê veicular através das interligações internacionais, e das ligações com o armazenamento subterrâneo, terminal de GNL, RNDGN e clientes em alta pressão, assim como informações das condições de operação previstas ao longo do dia gás nas infraestruturas da RNTIAT.

4.2 ELABORAÇÃO DO PROGRAMA DE OPERAÇÃO DA RNTIAT

Para elaborar o Programa de Operação da RNTIAT do dia gás, o GTG baseia-se nas nomeações aceites como viáveis e informações que recebe dos agentes de mercado, operadores da RPGN, assim como de outros parâmetros técnicos característicos de cada infraestrutura, nomeadamente:

a) Informações sobre disponibilidade das instalações das infraestruturas da RNTIAT, consagrado no Plano de Indisponibilidades.

b) Níveis de existências de gás na RNTGN, armazenamento subterrâneo e terminal de GNL.

c) Parâmetros técnicos para operação da RNTGN e restantes infraestruturas (pressões e caudais máximos e mínimos admissíveis).

d) Ocorrência de manutenções ou outras intervenções não previstas na RPGN, no dia gás ou seguintes, que possam condicionar a operação no dia gás.

e) Previsões de comportamento dos mercados e, consequentemente, dos perfis de consumo expectáveis nos pontos de ligação com a RNDGN e com os clientes em alta pressão.

f) Previsões de utilização

g) Informação sobre a descarga/recarga de navios metaneiros no Terminal de GNL (data e hora prevista para o início e fim da operação).

A informação constante do Programa de Operação da RNTIAT deverá incluir, pelo menos, a seguinte informação detalhada para cada dia gás:

a) Programas de receção de gás na interligação com a rede espanhola e com as ligações ao armazenamento subterrâneo e ao terminal de GNL.

b) Programas de entregas em cada ponto de ligação da RNTGN com a RNDGN, clientes em alta pressão, interligação com a rede espanhola e ponto de interface com o Armazenamento Subterrâneo.

c) Níveis de existências em cada infraestrutura da RNTIAT.

4.3 EMISSÃO DO PROGRAMA DE OPERAÇÃO DA RNTIAT

Após validação da viabilidade dos programas para o dia seguinte, o GTG disponibiliza até às 21:00h de cada dia a cada operador das infraestruturas da RNTIAT, informação relativa aos fluxos de gás previstos para o dia seguinte nos respetivos pontos de ligação, na forma de Instruções de Operação conforme detalhado neste Manual, sendo essa informação extraída do Programa de Operação da RNTIAT. O relacionamento operacional com o operador da rede interligada, incluindo os horários de troca de informação de fluxos nas interligações e respetivos procedimentos de verificação de concordância de capacidades (*matching)*, decorre nos termos definidos para cada interligação em manual acordado entre ambas as partes.

Sem prejuízo do limite horário para elaboração e emissão do Programa de Operação da RNTIAT na véspera de cada dia gás, o GTG, sempre que para tal considere necessário, poderá atualizá-lo e emitir novas revisões, dando para o efeito conhecimento aos operadores envolvidos. Nos casos de revisão por alteração das nomeações de gás para o próprio dia, as Instruções de Operação emitidas para os operadores das infraestruturas deverão ser emitidas até duas horas após o fim do prazo de renomeação.

4.4 SEGUIMENTO DO PROGRAMA DE OPERAÇÃO DA RNTIAT

A partir dos elementos consolidados no Programa de Operação da RNTIAT para o dia gás, o GTG efetua, em permanência, a verificação da sua execução real, através da monitorização das condições reais de exploração da RNTIAT, em tempo real, a partir do centro de despacho. Essa verificação consiste na análise de:

a) Conformidade dos valores de pressão reais com os previstos.

b) Cumprimento do programa de levantamentos e entregas nos pontos relevantes da RNTGN.

c) Conformidade das existências de gás nas infraestruturas da RNTIAT.

É ainda função do GTG a deteção e o diagnóstico de situações passíveis de interferir a curto ou médio prazo com o normal funcionamento da RNTIAT, como sejam intervenções fortuitas ou acidentais, e que, pela sua natureza, coloquem em risco a segurança e a integridade das pessoas, bens e do meio ambiente. Tais ocorrências condicionam a operação da RNTGN em condições normais, motivando o acionamento imediato de planos de atuação em situações de contingência, que têm como finalidade repor os níveis de segurança e de operacionalidade na RNTIAT.

4.5 INSTRUÇÕES DE OPERAÇÃO

O cumprimento do Programa de Operação da RNTIAT é da responsabilidade de todos os intervenientes no SNGN, na área da sua competência, sendo responsabilidade acrescida para o GTG verificar e adequar o Programa de Operação em função das necessidades reais da operação em cada momento.

Para tal, o GTG dispõe de um mecanismo para instruir os respetivos operadores das infraestruturas da RNTIAT das medidas que considera fundamentais para o efeito. Tal mecanismo tem a forma de Instruções de Operação emitidas pelo GTG as quais podem ser classificadas em 5 tipos diferentes:

a) Instruções para execução do Programa de Operação;

b) Instruções de renomeação;

c) Instruções para realizar testes ou inspeções;

d) Instruções para garantir ou repor condições de segurança;

e) Instruções extraordinárias de operação.

Todas as Instruções de Operação, independentemente da sua natureza, têm como destinatários os operadores das infraestruturas da RNTIAT e têm carácter obrigatório, para os pontos de ligação com a RNTGN, de forma a permitir a concretização das respetivas operações.

Com exceção do primeiro tipo referenciado, que terá uma obrigatoriedade diária, as restantes Instruções de Operação são emitidas apenas quando o GTG determinar a sua necessidade, o que poderá ocorrer durante o dia gás, não havendo contudo nenhum limite relativamente ao número de instruções emitidas.

PROCEDIMENTO N.º 4
OPERAÇÃO DA RNTIAT NO DIA GÁS

1 OBJETIVO E ÂMBITO

O presente procedimento tem como objetivo definir os princípios e as regras relativas aos diferentes regimes de operação das infraestruturas da RNTIAT no dia gás, nomeadamente para os seguintes regimes de operação:

a) Regime Normal;

b) Regime em situação de contingência.

2 REGIME DE OPERAÇÃO NORMAL DO SISTEMA

2.1 DEFINIÇÃO

O regime de operação normal é aquele que ocorre quando as variáveis de controlo e segurança que caracterizam o sistema se encontram dentro das margens de funcionamento estabelecidas, para que a operação da RNTIAT decorra de acordo com o planeado no Programa de Operação e/ou respetivas revisões, não afetando a capacidade nem a segurança da integridade da RNTIAT.

A implementação do Programa de Operação da RNTIAT é realizada por parte do GTG com recurso a Instruções de Operação.

Tal programa não impede que possam ocorrer, durante o dia gás, alterações dos pressupostos que estiveram na sua origem, como sejam, por exemplo, alterações dos perfis de consumo dos mercados abastecidos pela RNTGN, ocorrências perante as quais os agentes de mercado devem agir no sentido de repor o respetivo equilíbrio na RNTGN, quando aplicável, com a consequente atualização do Programa de Operação da RNTIAT por parte do GTG.

3 REGIME DE OPERAÇÃO EM SITUAÇÃO DE CONTINGÊNCIA

3.1 DEFINIÇÃO

Sempre que se verifique ou se preveja o acumular de desvios ao Programa de Operação e/ou se registem ocorrências que condicionem o cumprimento das instruções de operação emitidas e que levem à violação dos limites operativos definidos para as variáveis de controlo e segurança das Infraestruturas da RNTIAT, o GTG deverá proceder à declaração de Regime de Operação em Situação de Contingência, desde que esgotados todos os meios de compensação e regularização ao dispor do GTG do SNGN.

A alteração do Plano de Indisponibilidades da RNTIAT, que pela sua natureza fortuita e grande impacto não permita cumprir os requisitos para manutenção do regime de Operação Normal, também é motivo de declaração de regime de Operação em Situação de Contingência por parte de GTG.

O GTG deve informar a ERSE, sempre que estabelecer o regime de Operação em Situações de Contingência. Os operadores das infraestruturas e os agentes de mercado devem ser informados de todas as ações relevantes da situação de contingência.

Na situação de regime de operação em Situação de Contingência, o GTG deve recorrer ao Plano de Atuação adequado, de acordo com as regras definidas neste Manual, e emitir, para os operadores das infraestruturas e agentes de mercado afetados, as instruções necessárias para a execução das ações definidas, atualizando para esse efeito o Programa da Operação da RNTIAT, tendo em vista a reposição ordenada, segura e rápida das condições normais de operação.

Se o centro de despacho principal do operador da RNTGN ficar inabilitado para operar, é no centro de despacho de emergência que o GTG assume temporariamente as suas funções. Para o efeito, o centro de despacho central deve adotar os procedimentos operativos que garantam uma transição eficaz dos meios de controlo e correspondente operacionalidade do seu centro de despacho de emergência.

3.2 TIPIFICAÇÃO DE INCIDENTES PASSÍVEIS DE RESTRINGIR A CAPACIDADE EFETIVA DAS INFRAESTRUTURAS DA RNTIAT

Não sendo possível a tipificação, em termos concretos, dos incidentes passíveis de restringir a capacidade efetiva das infraestruturas, dada a sua imprevisibilidade e interdependência, em cada momento, entre as diferentes condições operacionais, o GTG deve realizar em conjunto com os operadores das infraestruturas envolvidas, caso a caso, os estudos de análise de segurança que sejam necessários, de acordo com a metodologia e meios definidos nos Planos de Atuação em Situações de Contingência e com as boas práticas do sector do gás natural.

Pelo exposto, não existem planos de atuação pré-definidos, sendo determinados em função da especificidade de cada situação e corporizados num conjunto de ações que são inscritas no plano de operação.

3.3 METODOLOGIA DE ELABORAÇÃO DE PLANOS DE ATUAÇÃO EM SITUAÇÃO DE CONTINGÊNCIA

Perante a ocorrência de uma situação de contingência o GTG elabora um plano de atuação específico, de acordo com a seguinte metodologia:

a) Avaliação dos impactos reais e dos riscos potenciais decorrentes dessa ocorrência

b) Definição das ações a implementar.

c) Aplicação das ações preventivas e corretivas.

3.3.1 AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS REAIS E RISCOS POTENCIAIS

Perante a ocorrência de incidente com violação iminente ou efetiva dos limites estabelecidos para as variáveis de controlo, o GTG identifica as infraestruturas e entidades externas afetadas, assim como a extensão dos impactos sobre o Programa de Operação previsto. Nesta avaliação serão também consideradas as circunstâncias que podem, de algum modo, incrementar os impactos e os potenciais riscos da ocorrência, tais como:

a) Condições atmosféricas (descargas atmosféricas, inundações, etc.);

b) Risco de incêndio que possa afetar as instalações de superfície, respetivos sistemas e/ou equipamentos;

c) Outras anomalias identificadas;

d) Trabalhos em carga que se encontrem em curso;

e) Alertas enviados pelos diversos intervenientes do SNGN e/ ou autoridades competentes.

3.3.2 DEFINIÇÃO DAS AÇÕES A IMPLEMENTAR

De acordo com a extensão conhecida dos impactos do incidente, o GTG procede à definição das ações preventivas e/ou corretivas a desenvolver no âmbito do plano de atuação específico, como sejam:

a) Comunicações a realizar;

b) Modificações ao Programa de Operação;

c) Mobilização de Gás de Operação;

d) Emissão de instruções a operadores e/ou agentes de mercado para modificação dos respetivos planos de movimentação de gás;

e) Eventual ativação de Acordo de Assistência Mutua entre REN e Enagás;

f) Monitorização contínua das infraestruturas afetadas.

No caso de o incidente poder vir a tornar-se generalizado ou de grande amplitude no sistema, o GTG deve adotar as medidas de salvaguarda para reduzir tanto quanto possível as consequências que derivem dessa contingência. Sempre que forem identificadas diversas soluções possíveis para um mesmo fim, o GTG deverá optar por concretizar aquela que introduza, em primeiro lugar, o menor impacto possível sobre o abastecimento dos consumidores e, logo depois, o menor sobrecusto no sistema.

3.3.3 APLICAÇÃO DAS AÇÕES PREVENTIVAS E CORRETIVAS

Sendo necessário adotar medidas preventivas e /ou corretivas, estas devem aplicar-se o mais cedo possível, em particular se ocorrerem em circunstâncias que apresentem maior probabilidade de agravamento. Uma vez tomada decisão de aplicação das ações definidas, as entidades externas envolvidas devem responsabilizar-se pelo rápido e eficaz cumprimento das instruções emitidas pelo GTG.

3.4 PLANOS DE REPOSIÇÃO DO FORNECIMENTO DE GN

O processo de reposição do fornecimento de gás é permanentemente coordenado e dirigido pelo GTG até ao momento em que se retomem as condições normais de operação, por declaração do GTG.

Uma vez interrompido o fornecimento de gás numa determinada zona, ou na totalidade do sistema, o GTG, com o contributo dos operadores da RNTIAT e das redes de distribuição das zonas afetadas, deve coordenar o processo de reposição remotamente e da seguinte forma:

a) Coordena as manobras de reposição do fornecimento dando as instruções necessárias para ajustar os fluxos de injeção ou extração de gás natural na RNTGN no mais curto espaço de tempo possível.

b) Quando o sistema se encontre em estado de reposição, o primeiro objetivo é o de manter, ou recuperar a continuidade do abastecimento em todo o SNGN. Para isso, o GTG toma as medidas que forem necessárias para eliminar as condições de operação que ponham em risco essa continuidade.

c) Implementa as medidas necessárias para conseguir, o mais cedo possível, o equilíbrio entre quantidades nas entradas e nas saídas da RNTGN.

Nos casos em que considere necessário, o GTG pode designar períodos extraordinários de renomeação, em função das condições de operação que se verifiquem a cada momento.

PROCEDIMENTO N.º 5
SERVIÇO DE FLEXIBILIDADE DO *LINEPACK*

1 OBJETIVO E ÂMBITO

O presente procedimento define as regras relativas ao aceso a um serviço de flexibilidade de *linepack* que pode ser oferecido pelo GTG aos agentes de mercado utilizadores da RNTGN.

O serviço de flexibilidade de *linepack* oferecido pelo GTG é considerado para efeitos do cálculo do desequilíbrio diário de cada AM, de acordo com o Procedimento nº 13 - *Apuramento de Desequilíbrios Diários*, até ao limite do valor diário correspondente ao serviço subscrito nos termos do presente procedimento.

Este procedimento é aplicável a GTG e AMs.

O presente procedimento estabelece as regras aplicáveis aos seguintes processos:

a) Oferta do serviço de flexibilidade de linepack;

b) Subscrição e utilização do serviço de flexibilidade de linepack.

2 CONDIÇÕES DE OFERTA DO SERVIÇO DE FLEXIBILIDADE DE *LINEPACK*

2.1 CRITÉRIOS PARA A OFERTA DO SERVIÇO POR PARTE DO GTG

O GTG pode colocar à disposição dos AMs um serviço de flexibilidade do *linepack*, nas seguintes condições:

a) O serviço deve ser compatível com a responsabilidade de cada AM em assegurar o equilíbrio dos seus fornecimentos e consumos ao longo de cada dia gás;

b) O serviço deve ser restringido ao nível de flexibilidade do *linepack* disponível na RNTGN e que não se verifique necessário para o desempenho da sua função de transporte de acordo com a avaliação do próprio GTG.

c) O operador da rede de transporte não tem de celebrar quaisquer contratos com o operador do Armazenamento Subterrâneo ou com o operador do Terminal de GNL, para efeitos de prestação desse serviço;

d) A utilização do serviço é sujeita a subscrição prévia, a qual é concretizada em cada mês através da confirmação pelo GTG dos pedidos de subscrição previamente apresentadas pelos AMs, nos termos do capítulo 3 do presente procedimento.

A capacidade a oferecer associada ao serviço de flexibilidade de *linepack*, bem como o preço correspondente, é proposto pelo GTG até ao dia 1 de Março sendo publicado a 15 de Junho seguinte após aprovação pela ERSE, vigorando durante a totalidade do ano de atribuição de capacidade seguinte.

2.2 ADESÃO AO SERVIÇO

A adesão ao serviço de flexibilidade de *linepack* é disponibilizada a todos os AMs utilizadores da RNTGN e que cumpram os critérios de elegibilidade referidos no parágrafo seguinte.

São considerados elegíveis para acesso ao serviço de flexibilidade de *linepack*, todos os AMs utilizadores da RNTGN, cujas carteiras de comercialização contenham pontos de consumo na RNDGN com MD.

Os AMs que pretendam aderir ao serviço têm de participar nos processos de previsão de utilização da RNTGN no horizonte temporal mensal, de acordo com o Procedimento nº 3 – *Programação da Operação,* indicando designadamente a seguinte informação:

a) Identificação dos pontos de consumo com MD da sua carteira;

b) Previsão de consumo dos referidos pontos.

3 PROCESSO DE SUBSCRIÇÃO E DE UTILIZAÇÃO DO SERVIÇO DE FLEXIBILIDADE DE *LINEPACK*

3.1 SUBSCRIÇÃO DO SERVIÇO

No mês anterior ao mês em referência e até ao dia útil posterior à data limite do prazo de apresentação pelos AMs das previsões de utilização mensais para o mês em referência, o GTG comunica a cada AM o valor da flexibilidade individual disponível para o mês em referência, de acordo com a seguinte expressão:

$$Flex._{i,d} = Flex._{d}^{MAX.} \times \frac{P_{i,M}^{S,RNTGN,RNDGN}\Big|_{MD}}{\sum_{i}\left(P_{i,M}^{S,RNTGN,RNDGN}\Big|_{MD}\right)}$$

$$P_{i,d}^{S,RNTGN,RNDGN}\Big|_{MD} = \sum_{n} P_{i,n,M}^{S,RNDGN,BP}\Big|_{MD} + \sum_{m} P_{i,m,M}^{S,RNDGN,MP}\Big|_{MD}$$

$Flex._{i,d}^{\cdot}$ Valor do serviço de flexibilidade de *linepack* em kWh, colocado à disposição do agente de mercado *i* para eventual subscrição, relativamente a cada dia gás *d* para o mês em referência.

$Flex._{d}^{MAX.}$ Valor do serviço de flexibilidade de *linepack* total em kWh, relativamente a cada dia gás *d* do mês em referência.

$P_{i,M}^{S,RNTGN,RNDGN}\Big|_{MD}$ Quantidade de gás natural em kWh, referente ao fornecimento da RNDGN através da RNTGN, relativa à previsão de consumos com medição diária (MD) do agente de mercado *i*, para o mês *M*.

$P_{i,n,M}^{S,RNDGN,BP}\Big|_{MD}$ Quantidade de gás natural em kWh, referente ao fornecimento ao cliente com a cadeia de medição *n* abastecido através da RNDGN em baixa pressão (*BP*), relativa à previsão de consumos com medição diária (MD) do agente de mercado *i*, para o dia gás *d*.

$P_{i,m,M}^{S,RNDGN,MP}\Big|_{MD}$ Quantidade de gás natural em kWh, referente ao fornecimento ao cliente com a cadeia de medição *m* abastecido através da RNDGN em média pressão (*MP*), relativa à previsão de consumos com medição diária (MD) do agente de mercado *i*, para o dia gás *d*.

Até ao dia 25 do mês anterior ao mês em referência, cada AM deve apresentar ao GTG a solicitação de subscrição do serviço de flexibilidade diária, sendo o serviço considerado subscrito após confirmação pelo GTG no dia útil posterior.

3.2 UTILIZAÇÃO DO SERVIÇO DE FLEXIBILIDADE DE *LINEPACK*

O serviço de flexibilidade diária de *linepack*, quando subscrito nos termos do presente Procedimento, ficará disponível ao agente de mercado *i* no valor de $Flex._{i,d}^{\cdot}$, anteriormente comunicada pelo GTG, para aplicação na determinação do desequilíbrio diário inicial e final, conforme Procedimento nº 13 – *Apuramento de Desequilíbrios Diários*, em cada dia do mês em referência.

PROCEDIMENTO N.º 6
PRESTAÇÃO DE INFORMAÇÃO NO DIA *D-1*

1 OBJETIVO E ÂMBITO

O presente procedimento define as regras relativas à prestação de informação referente às previsões de consumos com medição não diária (MND), para o dia gás *d*.

Os valores previsionais de consumos com medição não diária são apurados pelo GTG para cada agente de mercado, sendo posteriormente atribuídos para efeitos de determinação do desequilíbrio diário inicial e desequilíbrio diário final, nos termos do Procedimento nº 13 – *Apuramento de Desequilíbrios Diários.*

A informação a fornecer pelo GTG a cada agente de mercado agrega a respetiva carteira de compensação relativa aos consumos com MND incluindo o devido ajustamento para compensação de perdas e autoconsumos na RNDGN.

Este procedimento aplica-se às seguintes entidades:

- Operador da rede de transporte na sua atividade de gestão técnica global do SNGN (GTG);
- Operadores das redes de distribuição (ORD);
- Entidade Responsável pelas Previsões (ERP);
- Agentes de mercado.

O presente procedimento estabelece as regras aplicáveis aos seguintes processos:

a) Prestação de informação por parte da ERP ao GTG relativamente aos perfis de consumo dos consumidores com MND.

b) Prestação de informação por parte dos ORD ao GTG relativamente à composição das carteiras de compensação dos agentes de mercado, relativamente a consumos com MND, abastecidos a partir das respetivas redes de distribuição.

c) Apuramento da previsão do consumo das carteiras de compensação dos agentes de mercado, relativamente a consumos com MND, tendo como referencial os pontos de saída da RNTGN, para o dia gás *d*.

d) Prestação de informação por parte do GTG aos agentes de mercado relativamente à previsão do consumo das respetivas carteiras de compensação, relativamente a consumos com MND, tendo como referencial os pontos de saída da RNTGN, para o dia gás *d.*

2 DISPONIBILIZAÇÃO DA COMPOSIÇÃO DAS CARTEIRAS DE COMPENSAÇÃO DOS AGENTES DE MERCADO

No dia anterior ao dia gás (*d*-1), até às 09:30h, cada ORD deve fornecer ao GTG os dados de caracterização das carteiras de compensação dos agentes de mercado relativos aos consumos com MND, previstos para o dia gás *d.*

Os dados sobre as carteiras de compensação devem ser disponibilizados de forma harmonizada e deverão considerar, como detalhe mínimo, o número de cadeias de medida com MND agregadas por perfil consumo, nível de pressão de abastecimento e discriminação dos pontos de fornecimento da rede de distribuição [designadamente as GRMS a montante e/ou o ponto de transferência de custódia entre redes de distribuição contiguas (e interligadas) operadas por ORD distintos].

No caso de ausência da prestação informação referida (no dia *d*-1) por parte dos ORD, o GTG utilizará os dados recebidos na última atualização das carteiras de compensação dos agentes de mercado fornecida pelos ORD.

3 DISPONIBILIZAÇÃO DE PERFÍS DE CONSUMO RELATIVOS A CONSUMIDORES COM MEDIÇÃO NÃO DIÁRIA (MND)

No dia anterior ao dia gás (*d*-1), até às 11:00h, a ERP deve fornecer ao GTG os dados relativos aos perfis de consumo relativos a consumidores com MND, aplicáveis ao dia gás *d.*

Os perfis referidos são determinados de acordo com uma metodologia de previsão integrada no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

No caso de ausência de novos dados por parte da ERP, o GTG utilizará os dados recebidos na última prestação de informação.

4 APURAMENTO DA PREVISÃO DO CONSUMO DAS CARTEIRAS DE COMPENSAÇÃO DOS AGENTES DE MERCADO, RELATIVAMENTE A CONSUMOS COM MND

O GTG deverá determinar a previsão de consumo das carteiras de compensação dos agentes de mercado, relativamente a consumos com MND incluindo o devido ajustamento para compensação de perdas e autoconsumos na RNDGN, para o dia gás *d,* com a seguinte desagregação:

- A jusante de cada ponto de entrega (*RDk*).
- Para as redes de distribuição de cada ORD, cujo fornecimento se processe exclusivamente a partir da RNTGN (RD).

- Para a totalidade das redes de distribuição, compensadas a partir da RNTGN (RNDGN).

O procedimento referido é descrito pelas seguintes expressões:

$$W_{i,d}^{S,RNTGN,RDk,prev.}\Big|_{MND} = \sum_j N_{i,d,j}^{RDk,BP} \times P_j \times (1+\gamma_{RMP}) \times (1+\gamma_{RBP}) + \sum_j N_{i,d,j}^{RDk,MP} \times P_j \times (1+\gamma_{RMP})$$

$$W_{i,d}^{S,RNTGN,RD,prev.}\Big|_{MND} = \sum_k W_{i,d}^{S,RNTGN,RDk,prev.}\Big|_{MND}$$

$$W_{i,d}^{S,RNTGN,RNDGN,prev.}\Big|_{MND} = \sum_{RD} W_{i,d}^{S,RNTGN,RD,prev.}\Big|_{MND}$$

em que:

$W_{i,d}^{S,RNTGN,RDk,prev.}\Big|_{MND}$ — Quantidade de gás natural em kWh, prevista no dia *d*-1 para o fornecimento da rede de distribuição *k* através da RNTGN, relativa a consumos com medição não diária (MND) associados à rede de distribuição *k* integrados na carteira de compensação do agente de mercado *i*, para o dia gás *d*.

$W_{i,d}^{S,RNTGN,RD,prev.}\Big|_{MND}$ — Quantidade de gás natural em kWh, prevista no dia *d*-1 para o fornecimento das redes de distribuição de um ORD através da RNTGN, relativa a consumos com medição não diária (MND), associados a essas redes de distribuição, integrados na carteira de compensação do agente de mercado *i*, para o dia gás *d*.

$W_{i,d}^{S,RNTGN,RNDGN,prev.}\Big|_{MND}$ — Quantidade de gás natural em kWh, prevista no dia *d*-1 para o fornecimento das redes de distribuição ligadas à RNTGN, relativa a consumos com medição não diária (MND) integrados na carteira de compensação do agente de mercado *i*, para o dia gás *d*.

$N_{i,d,j}^{RDk,BP}$ — Número de cadeias de medida associadas ao perfil de consumo *j*, integradas na carteira de compensação do agente de mercado *i*, no dia gás *d*, abastecidas através da rede de distribuição *k* em baixa pressão (BP).

$N_{i,d,j}^{RDk,MP}$ — Número de cadeias de medida associadas ao perfil de consumo *j*, integradas na carteira de compensação do agente de mercado *i*, no dia gás *d*, abastecidas através da rede de distribuição *k* em média pressão (MP).

P_j — Consumo diário em kWh associado ao perfil *j.*

γ_{RBP} — Fator de ajustamento para perdas e autoconsumos relativo a uma rede de distribuição em baixa pressão (BP).

γ_{RMP} Fator de ajustamento para perdas e autoconsumos relativo a uma rede de distribuição em média pressão (MP).

5 DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS DE CARACTERIZAÇÃO DE CONSUMOS

No dia anterior ao dia gás (*d*-1), até às 12:00h, o GTG deve comunicar aos agentes de mercado a previsão do total dos seus consumos com MND, relativa ao dia gás *d.* [$W_{i,d}^{S,RNTGN,RNDGN,prev.}\Big|_{MND}$]

6 ATRIBUIÇÃO DE QUANTIDADES

Para efeitos de apuramento do desequilíbrio diário inicial e desequilíbrio diário final são atribuídos aos agentes de mercado, como consumos com MND no dia gás *d*, as previsões que lhes sejam previamente comunicadas pelo GTG no dia anterior (dia *d*-1), designadamente:

$$W_{i,d}^{S,RNTGN,RNDGN,atrib.}\Big|_{MND} = W_{i,d}^{S,RNTGN,RNDGN,prev.}\Big|_{MND}$$

em que:

$W_{i,d}^{S,RNTGN,RNDGN,atrib.}\Big|_{MND}$ Quantidade de gás natural em kWh, atribuída aos consumos com medição não diária (MND) da carteira de compensação do agente de mercado *i*, no dia gás *d*.

$W_{i,d}^{S,RNTGN,RNDGN,prev.}\Big|_{MND}$ Quantidade de gás natural em kWh, prevista no dia *d*-1 para o fornecimento das redes de distribuição ligadas à RNTGN, relativa a consumos com medição não diária (MND) integrados na carteira de compensação do agente de mercado *i*, para o dia gás *d*.

PROCEDIMENTO N.º 7
NOMEAÇÕES, RENOMEAÇÕES E NOTIFICAÇÕES DE TRANSAÇÃO

1 OBJECTIVO E ÂMBITO

O presente procedimento define as regras relativas à submissão de nomeações, renomeações e notificações de transação, a realizar pelos agentes de mercado, bem como a posterior confirmação de quantidades, a realizar pelo GTG.

Este procedimento aplica-se às seguintes entidades:

- Operador da rede de transporte na sua atividade de gestão técnica global do SNGN;
- Operador do terminal de GNL;
- Operador do armazenamento subterrâneo de gás natural;
- Agentes de mercado.

2 REGRAS GERAIS APLICÁVEIS A NOMEAÇÕES E RENOMEAÇÕES

Os agentes de mercado utilizadores das infraestruturas da RNTIAT são obrigados a participar nos processos de nomeação nos termos dos art.º 13.º a 17.º do ROI.

As nomeações e renomeações devem ser submetidas pelos agentes de mercado ao GTG, bem como ao operador do terminal de GNL e ao operador do armazenamento subterrâneo de gás natural caso incluam os pontos de ligação entre a RNTGN e as referidas infraestruturas, devendo conter as seguintes informações:

a) A identificação do agente de mercado utilizador da infraestrutura;

b) A identificação da contraparte do agente de mercado, nos casos específicos de nomeações e renomeações sujeitas a *matching* de capacidade;

c) O tipo de nomeação pretendida pelo agente de mercado (simples ou dupla) nos casos específicos de nomeações e renomeações sujeitas a *matching* de capacidade;

d) A identificação do ponto relevante;

e) O sentido do fluxo de gás, caso se trate de um ponto bidirecional;

f) O dia gás respetivo;

g) A quantidade de gás a transportar, em kWh/d ou em kWh/h nos casos específicos do fornecimento de consumos com medição intradiária (MI).

2.1 NOMEAÇÕES

No dia anterior ao dia gás (*d*-1), até às 13:00h, cada agente de mercado deverá enviar ao GTG, bem como ao operador do terminal de GNL e ao operador do armazenamento subterrâneo de gás natural caso se incluam os pontos de ligação entre a RNTGN e as referidas infraestruturas, as nomeações para o dia gás *d*, com a seguinte desagregação:

a) A quantidade de gás natural em kWh solicitada para cada interligação internacional, referindo explicitamente o sentido do fluxo de gás.

b) A quantidade de gás natural em KWh solicitada para a ligação entre o terminal de GNL e a RNTGN, referindo explicitamente o sentido do fluxo de gás.

c) A quantidade de gás natural em KWh solicitada para a ligação entre o armazenamento subterrâneo de gás natural e a RNTGN, referindo explicitamente o sentido do fluxo de gás.

d) A quantidade de gás natural em KWh solicitada individualmente para cada ligação entre a RNTGN e os consumidores abastecidos em alta pressão (com MI), com detalhe horário.

Os valores das quantidades nomeadas não poderão exceder a capacidade disponível para fins comerciais anunciada para cada ponto relevante da RNTGN pelo GTG.

Sem prejuízo dos termos e condições específicas aplicáveis à utilização de capacidades interruptíveis no horizonte intradiário, os valores das quantidades nomeadas não poderão exceder os valores de capacidades contratadas em cada ponto relevante da RNTGN.

Os agentes de mercado que pretendam nomear capacidade para fornecimento de consumos com medição intradiária (MI) estão obrigados a apresentar as quantidades indicativas (em kWh) do consumo horário expectável nos respetivos pontos de saída da rede de transporte.

2.2 RENOMEAÇÕES

As renomeações são os processos através dos quais os agentes de mercado submetem alterações a nomeações ou renomeações previamente confirmadas pelo GTG como validas e, como tal, integradas no Programa de Operação.

As renomeações devem estar sujeitas ao mesmo detalhe das nomeações, em particular a desagregação referida no ponto 2.1 do presente procedimento.

Os agentes de mercado podem submeter renomeações para o dia gás *d,* durante o intervalo de tempo que se inicia às 15:00h do dia anterior ao dia gás (*d*-1) até às 02:00h do dia gás *d*, com efeitos duas horas após a hora certa posterior à submissão da renomeação.

2.3 CONFIRMAÇÃO DE QUANTIDADES NOMEADAS E RENOMEADAS

A confirmação de quantidades é o processo através do qual o GTG integra as nomeações e renomeações no Programa de Operação, dando conhecimento aos agentes de mercado que as mesmas foram aceites e programadas para o dia gás *d.*

No processo de confirmação de quantidades nomeadas ou renomeadas, o GTG e eventualmente os operadores do terminal de GNL e armazenamento subterrâneo de gás natural, apenas considerarão a última nomeação ou renomeação submetida pelos agentes de mercado.

CONFIRMAÇÃO DE NOMEAÇÕES

No dia anterior ao dia gás (*d*-1), até às 15:00h, o GTG procede à comunicação aos agentes de mercado das quantidades confirmadas resultantes das respetivas nomeações recebidas para o dia gás *d*.

CONFIRMAÇÃO DE RENOMEAÇÕES

Até 2 horas após a hora certa posterior à submissão da renomeação, o GTG procede à comunicação aos agentes de mercado das quantidades confirmadas resultantes das respetivas renomeações recebidas para o dia gás *d*.

2.4 REJEIÇÃO DE NOMEAÇÕES E RENOMEAÇÕES

O GTG poderá rejeitar, total ou parcialmente, nomeações e renomeações nas seguintes situações:

a) Não sejam apresentadas nos prazos estabelecidos em 2.1 e 2.2 do presente procedimento.

b) Não integrem toda a informação relevante referida nos termos do presente procedimento.

c) Não identifiquem a contraparte ou se verifiquem situações de incoerência nos casos específicos de nomeações e renomeações sujeitas a *matching* de capacidade.

d) A capacidade solicitada exceda a capacidade contratada.

e) As capacidades solicitadas tenham sido contratadas em regime interruptivel, estando a regra de interruptibilidade estabelecida no Manual de Procedimentos de Acesso às Infraestruturas do SNGN (MPAI).

f) A atribuição de capacidade esteja sujeita à aplicação de um Mecanismo de Gestão de Congestionamentos estabelecido nos termos do Manual de Procedimentos de Acesso às Infraestruturas do SNGN (MPAI).

Caso uma nomeação ou renomeação seja rejeitada parcialmente, em particular nos casos c), d), e) e f), o GTG confirmará a quantidade máxima que, conforme o caso, seja possível integrar no Programa de Operação.

No caso de uma renomeação ser rejeitada integralmente [casos a) e b)], o GTG irá considerar a última quantidade confirmada ao agente de mercado para o dia gás *d*, caso exista.

3 DISPOSIÇÕES ESPECÍFICAS APLICÁVEIS AO VIP IBÉRICO

No caso das nomeações ou renomeações para o VIP Ibérico, estas encontram-se sujeitas a processo de *matching* de capacidades a realizar conjuntamente com o operador de rede de transporte do sistema gasista espanhol.

Estas nomeações ou renomeações serão necessariamente de um dos dois tipos seguidamente descritos, consoante a opção a tomada por cada agente de mercado:

a) As de tipo duplo, que correspondem a nomeações ou renomeações em que, independentemente de se tratar da utilização de capacidade harmonizada ou não harmonizada, o agente de mercado apresenta duas nomeações ou renomeações equivalentes, enviadas em simultâneo para o GTG e para o operador da rede de transporte do sistema gasista espanhol.

   Havendo discrepâncias nos valores apresentados, será confirmada a menor quantidade apresentada (*lesser value rule*);

b) As de tipo simples, que correspondem a nomeações ou renomeações em que, sendo o agente de mercado utilizador da rede de transporte em ambos os lados da interligação, poderão somente ser submetidas nomeações ou renomeações ao GTG, independentemente de se tratar da utilização de capacidade harmonizada ou de capacidade não harmonizada. Assim, não se torna necessário enviar qualquer nomeação ou renomeação equivalente ao operador de rede de transporte do sistema gasista espanhol.

   Neste caso, a quantidade da nomeação apresentada ao GTG, como nomeação de tipo simples, não ficará sujeita à aplicação da *lesser value rule*.

No caso de comunicações de utilização de capacidade no âmbito de mecanismos de atribuição implícita, estas serão comunicadas pelos operadores do mercado organizado no âmbito de Procedimento específico.

4 REGRAS GERAIS APLICÁVEIS A NOTIFICAÇÕES DE TRANSAÇÃO

Para efeitos de balanço, as transações de gás natural são associadas ao ponto onde ocorre a transferência física de gás nas infraestruturas da RNTIAT, sendo considerados os seguintes casos:

a) Intercâmbio no VTP, com efeito nos fornecimentos e/ou consumos (na RNTGN) dos agentes de mercado intervenientes na transação.

b) Intercâmbio no armazenamento subterrâneo de gás natural, com efeito nas existências individuais na referida infraestrutura dos agentes de mercado intervenientes na transação.

c) Intercâmbio no terminal de GNL, com efeito nas existências individuais na referida infraestrutura dos agentes de mercado intervenientes na transação.

As notificações de transação são realizadas, no caso de as transações ocorrerem no âmbito de contratos bilaterais, de acordo com o Procedimento n.º 17 e, no caso de ocorrerem em mercado organizado, de acordo com Procedimento específico relativo a trocas de informação entre o GTG e os operadores dos mercados organizados.

PROCEDIMENTO N.º 8
ATUALIZAÇÃO DE FORNECIMENTOS E CONSUMOS COM MEDIÇÃO INTRADIARIA NO DIA GÁS

1 OBJETIVO E ÂMBITO

O presente Procedimento define as regras sobre a prestação de informação relativa a fornecimentos e consumos com medição intradiária (MI), no dia gás *d.*

No que respeita a fornecimentos e consumos, com medição intradiária, na RNTGN, nos casos em que a atribuição ao agente de mercado for diferente das quantidades confirmadas de acordo com as regras previstas no Procedimento 7 – *Nomeações, Renomeações e Notificações de Transação* (consumos com MI das carteiras de compensação dos agentes de mercado), o GTG deverá monitorizar o desvio dos fluxos reais face às quantidades confirmadas relativamente a. Estes desvios deverão ser comunicados aos agentes de mercado, tendo a designação de atualizações dos consumos com MI no dia gás.

As quantidades atualizadas dos consumos com MI são atribuídos pelo GTG a cada agente de mercado para efeitos de determinação do desequilíbrio diário inicial e desequilíbrio diário final, nos termos do Procedimento n.º 13 - *Apuramento de Desequilíbrios Diários.*

Os desvios que ocorram pós a última atualização do dia gás *d* são comunicados na primeira atualização do dia *d*+1 e atribuídos para efeitos de determinação do desequilíbrio diário inicial e desequilíbrio diário final do dia gás *d*+1.

Este procedimento aplica-se às seguintes entidades:

- Operador da rede de transporte na sua atividade de gestão técnica global do SNGN;
- Agentes de mercado.

2 ACTUALIZAÇÃO DE INFORMAÇÃO DE CONSUMOS DE MEDIÇÃO INTRA-DIÁRIA

No dia gás *d*, em três momentos distintos, o GTG deve comunicar aos agentes de mercado as atualizações dos consumos de medição intradiária das respetivas carteiras de compensação.

As atualizações devem ter o seguinte detalhe:

a) Os valores dos fluxos de gás medidos desde o início do dia gás, por agente de mercado e por ponto de consumo;

b) Os desvios entre os fluxos de gás medidos e as respetivas quantidades confirmadas no mesmo período, por agente de mercado e por ponto de consumo.

No caso de ausência de dados disponíveis o GTG poderá comunicar aos agentes de mercado estimativas, as quais deverão obedecer ao estabelecido no Guia de Medição Leitura e Disponibilização de Dados.

A comunicação das atualizações por parte do GTG aos agentes de mercado, no dia gás *d*, deve cumprir o agendamento seguinte:

a) Até às 13:00h, relativamente aos dados do período até às 10:00h do dia gás (D);

b) Até às 20:00h, relativamente aos dados do período até às 17:00h do dia gás (D);

c) Até às 01:00h, relativamente aos dados do período até às 22:00h do dia gás (D).

2.1 1ª ATUALIZAÇÃO

Os desvios por ponto de consumo obedecem à seguinte fórmula:

$$D_{i,n,d}^{S,RNTGN,AP}\Big|_{10:00,MI}^{05:00} = W_{i,n,d}^{S,RNTGN,AP}\Big|_{10:00,MI}^{05:00} - W_{i,n,d}^{S,RNTGN,AP,conf.}\Big|_{10:00,MI}^{05:00}$$

em que:

$D_{i,n,d}^{S,RNTGN,AP}\Big|_{10:00,MI}^{05:00}$ Desvio em kWh entre os fluxos de gás medidos e as quantidades confirmadas, no intervalo de tempo entre o início do dia gás *d* e as 10:00h, referente ao ponto de consumo *n* com medição intradiária (MI), integrado na carteira de compensação do agente de mercado *i*.

$W_{i,n,d}^{S,RNTGN,AP}\Big|_{10:00,MI}^{05:00}$ Quantidade de gás natural em kWh, medida no intervalo de tempo entre o início do dia gás *d* e as 10:00h, no ponto de consumo *n* com medição intradiária (MI), integrado na carteira de compensação do agente de mercado *i*.

$W_{i,n,d}^{S,RNTGN,AP,conf.}\Big|_{10:00,MI}^{05:00}$ Quantidade de gás natural em kWh, confirmada para o intervalo de tempo entre o início do dia gás *d* e as 10:00h, no ponto de consumo *n* com medição intradiária (MI), integrado na carteira de compensação do agente de mercado *i*.

O desvio acumulado do agente de mercado às 10:00h do dia gás *d*, relativo a consumos com MI, equivale à agregação da sua carteira de compensação, de acordo com a seguinte fórmula:

$$D_{i,d}^{S,RNTGN,AP}\Big|_{10:00,MI}^{05:00} = \sum_{n} D_{i,n,d}^{S,RNTGN,AP}\Big|_{10:00,MI}^{05:00}$$

em que:

$D_{i,d}^{S,RNTGN,AP}\Big|_{10:00,MI}^{05:00}$ Desvio em kWh entre os fluxos de gás medidos e as quantidades confirmadas, no intervalo de tempo entre o início do dia gás *d* e as 10:00h, referente aos consumos com medição intradiária (MI), integrados na carteira de compensação do agente de mercado *i*.

$D_{i,n,d}^{S,RNTGN,AP}\Big|_{10:00,MI}^{05:00}$ Desvio em kWh entre os fluxos de gás medidos e as quantidades confirmadas, no intervalo de tempo entre o início do dia gás *d* e as 10:00h, referente ao ponto de consumo *n* com medição intradiária (MI), integrado na carteira de compensação do agente de mercado *i*.

2.2 2ª ATUALIZAÇÃO

Os desvios por ponto de consumo obedecem à seguinte fórmula:

$$D_{i,n,d}^{S,RNTGN,AP}\Big|_{17:00,MI}^{05:00} = W_{i,n,d}^{S,RNTGN,AP}\Big|_{17:00,MI}^{05:00} - W_{i,n,d}^{S,RNTGN,AP,conf.}\Big|_{17:00,MI}^{05:00}$$

em que:

$D_{i,n,d}^{S,RNTGN,AP}\Big|_{17:00,MI}^{05:00}$ Desvio em kWh entre os fluxos de gás medidos e as quantidades confirmadas, no intervalo de tempo entre o início do dia gás *d* e as 17:00h, referente ao ponto de consumo *n* com medição intradiária (MI), integrado na carteira de compensação do agente de mercado *i*.

$W_{i,n,d}^{S,RNTGN,AP}\Big|_{17:00,MI}^{05:00}$ Quantidade de gás natural em kWh, medida no intervalo de tempo entre o início do dia gás *d* e as 17:00h, no ponto de consumo *n* com medição intradiária (MI), integrado na carteira de compensação do agente de mercado *i*.

$W_{i,n,d}^{S,RNTGN,AP,conf.}\Big|_{17:00,MI}^{05:00}$ Quantidade de gás natural em kWh, confirmada para o intervalo de tempo entre o início do dia gás *d* e as 17:00h, no ponto de consumo *n* com medição intradiária (MI), integrado na carteira de compensação do agente de mercado *i*.

O desvio acumulado do agente de mercado às 17:00h do dia gás *d*, relativo a consumos com MI, equivale à agregação da sua carteira de compensação, de acordo com a seguinte fórmula:

$$D_{i,d}^{S,RNTGN,AP}\Big|_{17:00,MI}^{05:00} = \sum_{n} D_{i,n,d}^{S,RNTGN,AP}\Big|_{17:00,MI}^{05:00}$$

em que:

$D_{i,d}^{S,RNTGN,AP}\Big|_{17:00,MI}^{05:00}$ Desvio em kWh entre os fluxos de gás medidos e as quantidades confirmadas, no intervalo de tempo entre o início do dia gás *d* e as 17:00h, referente aos consumos

com medição intradiária (MI), integrados na carteira de compensação do agente de mercado *i*.

$D_{i,n,d}^{S,RNTGN,AP}\Big|_{17:00,MI}^{05:00}$ Desvio em kWh entre os fluxos de gás medidos e as quantidades confirmadas, no intervalo de tempo entre o início do dia gás *d* e as 17:00h, referente ao ponto de consumo *n* com medição intradiária (MI), integrado na carteira de compensação do agente de mercado *i*.

2.3 3ª ATUALIZAÇÃO

Os desvios por ponto de consumo obedecem à seguinte fórmula:

$$D_{i,n,d}^{S,RNTGN,AP}\Big|_{22:00,MI}^{05:00} = W_{i,n,d}^{S,RNTGN,AP}\Big|_{22:00,MI}^{05:00} - W_{i,n,d}^{S,RNTGN,AP,conf.}\Big|_{22:00,MI}^{05:00}$$

em que:

$D_{i,n,d}^{S,RNTGN,AP}\Big|_{22:00,MI}^{05:00}$ Desvio em kWh entre os fluxos de gás medidos e as quantidades confirmadas, no intervalo de tempo entre o início do dia gás *d* e as 22:00h, referente ao ponto de consumo *n* com medição intradiária (MI), integrado na carteira de compensação do agente de mercado *i*.

$W_{i,n,d}^{S,RNTGN,AP}\Big|_{22:00,MI}^{05:00}$ Quantidade de gás natural em kWh, medida no intervalo de tempo entre o início do dia gás *d* e as 22:00h, no ponto de consumo *n* com medição intradiária (MI), integrado na carteira de compensação do agente de mercado *i*.

$W_{i,n,d}^{S,RNTGN,AP,conf.}\Big|_{22:00,MI}^{05:00}$ Quantidade de gás natural em kWh, confirmada para o intervalo de tempo entre o início do dia gás *d* e as 22:00h, no ponto de consumo *n* com medição intradiária (MI), integrado na carteira de compensação do agente de mercado *i*.

O desvio acumulado do agente de mercado às 22:00h do dia gás *d*, relativo a consumos com MI, equivale à agregação da sua carteira de compensação, de acordo com a seguinte fórmula:

$$D_{i,d}^{S,RNTGN,AP}\Big|_{22:00,MI}^{05:00} = \sum_{n} D_{i,n,d}^{S,RNTGN,AP}\Big|_{22:00,MI}^{05:00}$$

em que:

$D_{i,d}^{S,RNTGN,AP}\Big|_{22:00,MI}^{05:00}$ Desvio em kWh entre os fluxos de gás medidos e as quantidades confirmadas, no intervalo de tempo entre o início do dia gás *d* e as 22:00h, referente aos consumos com medição intradiária (MI), integrados na carteira de compensação do agente de mercado *i*.

$D_{i,n,d}^{S,RNTGN,AP}\Big|_{22:00,MI}^{05:00}$ Desvio em kWh entre os fluxos de gás medidos e as quantidades confirmadas, no intervalo de tempo entre o início do dia gás *d* e as 22:00h, referente ao ponto de consumo *n* com medição intradiária (MI), integrado na carteira de compensação do agente de mercado *i*.

3 ATRIBUIÇÃO DE QUANTIDADES

Para efeitos do apuramento do desequilíbrio diário inicial e desequilíbrio diário final são atribuídos aos agentes de mercado, como consumos com MI no dia gás *d,* as quantidades resultantes da aplicação das seguintes fórmulas:

$$W_{i,d}^{S,RNTGN,AP,atrib.}\Big|_{MI} = W_{i,d}^{S,RNTGN,AP}\Big|_{22:00,MI}^{05:00} + W_{i,d}^{S,RNTGN,AP,conf.}\Big|_{05:00,MI}^{22:00}$$

$$W_{i,d}^{S,RNTGN,AP}\Big|_{22:00,MI}^{05:00} = \sum_{n} W_{i,n,d}^{S,RNTGN,AP}\Big|_{22:00,MI}^{05:00}$$

$$W_{i,d}^{S,RNTGN,AP,conf.}\Big|_{05:00,MI}^{22:00} = \sum_{n} W_{i,n,d}^{S,RNTGN,AP,conf.}\Big|_{05:00,MI}^{22:00}$$

em que:

$W_{i,d}^{S,RNTGN,AP,atrib.}\Big|_{MI}$ Quantidade de gás natural em kWh, atribuída aos consumos com medição intradiária (MI) da carteira de compensação do agente de mercado *i*, no dia gás *d.*

$W_{i,d}^{S,RNTGN,AP}\Big|_{22:00,MI}^{05:00}$ Quantidade de gás natural em kWh, medida no intervalo de tempo entre o início do dia gás *d* e as 22:00h, referente aos consumos com medição intradiária (MI), integrados na carteira de compensação do agente de mercado *i*.

$W_{i,d}^{S,RNTGN,AP,conf.}\Big|_{22:00,MI}^{05:00}$ Quantidade de gás natural em kWh, confirmada para o intervalo de tempo entre as 22:00h e o termo do dia gás *d*, referente aos consumos com medição intradiária (MI), integrados na carteira de compensação do agente de mercado *i*.

$W_{i,n,d}^{S,RNTGN,AP}\Big|_{22:00,MI}^{05:00}$ Quantidade de gás natural em kWh, medida no intervalo de tempo entre o início do dia gás *d* e as 22:00h, no ponto de consumo *n* com medição intradiária (MI), integrado na carteira de compensação do agente de mercado *i*.

$W_{i,n,d}^{S,RNTGN,AP,conf.}\Big|_{05:00,MI}^{22:00}$ Quantidade de gás natural em kWh, confirmada para o intervalo de tempo entre as 22:00h e o termo do dia gás *d*, no ponto de consumo *n* com medição intradiária (MI), integrado na carteira de compensação do agente de mercado *i*.

PROCEDIMENTO N.º 9
REPARTIÇÕES

1 OBJETIVO E ÂMBITO

O presente procedimento tem como objetivo definir a metodologia aplicável aos processos de repartição, ou seja, a atribuição a cada agente de mercado das quantidades de gás natural, em termos energéticos, veiculadas nos pontos relevantes das infraestruturas do SNGN.

O presente procedimento aplica-se às seguintes entidades:

- Operador da rede de transporte na sua atividade de gestão técnica global do SNGN;
- Operadores das redes de distribuição (ORD);
- Operador do terminal de GNL;
- Operador do armazenamento subterrâneo de gás natural;
- Agentes de mercado.

2 PROCESSOS E CRITÉRIOS DE EXECUÇÃO DAS REPARTIÇÕES

O processo de repartições deverá ser realizado tendo por base a metodologia descrita neste Manual, no respeito pelos princípios de objetividade, transparência e não discriminação, destinando-se ao apuramento de eventuais desequilíbrios individuais nas infraestruturas da RNTIAT.

Compete aos operadores das infraestruturas do SNGN comunicar ao GTG, em tempo útil, qualquer anomalia detetada nas suas infraestruturas, em particular nas suas cadeias de medida, que comprometa a fiabilidade do processo de repartições e balanços.

3 REPARTIÇÕES NA RNTGN

Para a RNTGN devem ser objeto de repartição as quantidades de gás natural, em termos energéticos, veiculadas através dos seguintes pontos relevantes:

a) As interligações entre a RNTGN e a rede de transporte de gás natural espanhola.

b) A ligação entre a RNTGN e o terminal de GNL.

c) As ligações entre a RNTGN e a RNDGN.

d) As ligações entre a RNTGN e as instalações de clientes ligados em alta pressão.

e) A ligação entre a RNTGN e o armazenamento subterrâneo de gás natural.

3.1 PONTOS DE INTERLIGAÇÃO

Os pontos de interligação de Campo Maior e Valença do Minho poderão ser considerados pontos de entrada ou de saída da RNTGN, dependendo do sentido do fluxo do gás natural. A repartição nestes pontos é efetuada nos termos e nos horários estabelecidos no Acordo de Interligações com o Operador do sistema gasista espanhol.

No processo de repartição serão atribuídas aos agentes de mercado as quantidades confirmadas pelo GTG nos processos de nomeação/renomeação estabelecidos no Procedimento nº 7 – *Nomeações, Renomeações e Notificações de Transação.*

O procedimento de repartição referido é descrito pela seguinte expressão:

$$W_{i,d}^{E,RNTGN,IP} = W_{i,d}^{E,RNTGN,IP,conf.}$$

$$W_{i,d}^{S,RNTGN,IP} = W_{i,d}^{S,RNTGN,IP,conf.}$$

em que:

$W_{i,d}^{E,RNTGN,IP}$ Quantidade de gás natural em kWh referente ao fornecimento da RNTGN através das interligações, relativa ao agente de mercado *i*, no dia gás *d*.

$W_{i,d}^{S,RNTGN,IP}$ Quantidade de gás natural em kWh referente à saída da RNTGN através das interligações, relativa ao agente de mercado *i*, no dia gás *d*.

$W_{i,d}^{E,RNTGN,IP,conf.}$ Quantidade de gás natural em kWh confirmada ao agente de mercado *i* para o fornecimento da RNTGN através das interliga*ções*, para o dia gás *d*.

$W_{i,d}^{S,RNTGN,IP,conf.}$ Quantidade de gás natural em kWh confirmada ao agente de mercado *i* para a saída da RNTGN através das interliga*ções*, para o dia gás *d*.

A diferença, em termos energéticos, entre a quantidade total de gás medida nas interligações e a agregação das quantidades confirmadas aos agentes de mercado é atribuída à movimentação do gás de operação, de acordo com a expressão seguinte:

$$W_{GO,d}^{E,RNTGN,IP} = W_{d}^{E,RNTGN,IP} - \left(\sum_{i} W_{i,d}^{E,RNTGN,IP} - \sum_{i} W_{i,d}^{S,RNTGN,IP} \right)$$

em que:

$W_{GO,d}^{E,RNTGN,IP}$ Quantidade de gás natural em kWh referente ao fornecimento da RNTGN através das interligaçoes, relativa à movimentação do gás de operação, no dia gás *d*.

$W_d^{E,RNTGN,IP}$ Quantidade de gás natural em kWh veiculada nas interligações, no dia gás *d*, convencionando-se que este termo é positivo caso o sentido do fluxo seja o fornecimento da RNTGN através das interligações. Caso o fluxo seja o de saída de gás nas interligações o termo é negativo.

$W_{i,d}^{E,RNTGN,IP}$ Quantidade de gás natural em kWh referente ao fornecimento da RNTGN através das interligações, relativa ao agente de mercado *i*, no dia gás *d*.

$W_{i,d}^{S,RNTGN,IP}$ Quantidade de gás natural em kWh referente à saída da RNTGN através das interligações, relativa ao agente de mercado *i*, no dia gás *d*.

O termo referente à movimentação do gás de operação para fornecimento da RNTGN através das interligações, no dia gás *d* ($W_{GO,d}^{E,RNTGN,IP}$), poderá ter um valor positivo ou negativo, conforme a quantidade medida para fornecimento da RNTGN através das interligações seja superior ou inferior à agregação das quantidades atribuídas aos agentes de mercado para o dia gás *d*.

3.2 LIGAÇÃO ENTRE A RNTGN E O TERMINAL DE GNL

No ponto de ligação entre o terminal de GNL e a RNTGN são atribuídos aos agentes de mercado as quantidades confirmadas pelo GTG nos processos de nomeação/renomeação estabelecidos no Procedimento nº 7 – *Nomeações, Renomeações e Notificações de Transação.*

O procedimento de repartição referido é descrito pelas seguintes expressões:

$$W_{i,d}^{E,RNTGN,TRAR} = W_{i,d}^{E,RNTGN,TRAR,conf.}$$

$$W_{i,d}^{S,RNTGN,TRAR} = W_{i,d}^{S,RNTGN,TRAR,conf.}$$

em que:

$W_{i,d}^{E,RNTGN,TRAR}$ Quantidade de gás natural em kWh referente ao fornecimento da RNTGN através do terminal de GNL, relativa ao agente de mercado *i*, no dia gás *d*.

$W_{i,d}^{S,RNTGN,TRAR}$ Quantidade de gás natural em kWh referente ao fornecimento do terminal de GNL a partir da RNTGN (em contra fluxo), relativa ao agente de mercado *i*, no dia gás *d*.

$W_{i,d}^{E,RNTGN,TRAR,conf.}$ Quantidade de gás natural em kWh, confirmada ao agente de mercado *i* para o fornecimento da RNTGN através do terminal de GNL, para o dia gás *d*.

$W_{i,d}^{S,RNTGN,TRAR,conf.}$ Quantidade de gás natural em kWh, confirmada ao agente de mercado *i* para o fornecimento do terminal de GNL a partir da RNTGN (em contra fluxo), para o dia gás *d*.

A diferença, em termos energéticos, entre a quantidade total de gás medida na interface do terminal de GNL e a RNTGN e a agregação das quantidades atribuídas aos agentes de mercado é atribuída à movimentação do gás de operação, de acordo com a expressão seguinte:

$$W_{GO,d}^{E,RNTGN,TRAR} = W_{d}^{E,RNTGN,TRAR} - \left(\sum_{i} W_{i,d}^{E,RNTGN,TRAR} - \sum_{i} W_{i,d}^{S,RNTGN,TRAR} \right)$$

em que:

$W_{GO,d}^{E,RNTGN,TRAR}$ Quantidade de gás natural em kWh referente ao fornecimento da RNTGN através do terminal de GNL, relativa à movimentação do gás de operação, no dia gás *d*.

$W_{d}^{E,RNTGN,TRAR}$ Quantidade de gás natural em kWh referente ao fornecimento da RNTGN através do terminal de GNL, no dia gás *d*.

$W_{i,d}^{E,RNTGN,TRAR}$ Quantidade de gás natural em kWh, confirmada ao agente de mercado *i* para o fornecimento da RNTGN através do terminal de GNL, para o dia gás *d*.

$W_{i,d}^{S,RNTGN,TRAR}$ Quantidade de gás natural em kWh, confirmada ao agente de mercado *i* para o fornecimento do terminal de GNL a partir da RNTGN (em contra fluxo), para o dia gás *d*.

O termo referente à movimentação do gás de operação ($W_{GO,d}^{E,RNTGN,TRAR}$) poderá ter um valor positivo ou negativo, conforme as quantidades medidas na interface entre o terminal de GNL e a RNTGN sejam superiores ou inferiores à agregação das quantidades atribuídas aos agentes de mercado para o dia gás *d*.

Até às 13:00h do dia gás *d*+1, o GTG deverá receber do operador do terminal de GNL a quantidade de gás natural em kWh referente ao fornecimento da RNTGN através do terminal de GNL, no dia gás *d*.

3.3 LIGAÇÕES ENTRE A RNTGN E A RNDGN

Para as redes de distribuição em anel, fornecidas a partir de dois ou mais pontos de ligação entre a RNTGN e a RNDGN, a repartição será efetuada tendo por base o somatório das quantidades de energia medidas em cada uma das GRMS em causa.

Até às 10:30 do dia gás *d*+1, o GTG disponibilizará a cada ORD as quantidades de energia e os valores de poder calorífico superior e de densidade relativa médios apurados nas GRMS que fornecem as suas redes de distribuição, referentes ao dia gás *d*.

Até às 12:00h do dia gás *d*+1, os ORDs deverão disponibilizar ao GTG as quantidades de energia apuradas nas cadeias de medida dos consumidores com medição diária, incluindo a aplicação dos fatores de ajustamento de perdas e autoconsumos aplicáveis, detalhando para cada ponto de consumo os seguintes aspetos:

- O agente de mercado detentor da carteira de compensação onde se integra a cadeia de medida, no dia gás *d*;
- A GRMS a montante que fornece a rede de distribuição onde se integra a cadeia de medida;
- A indicação se o apuramento da energia veiculada na cadeia de medida, no dia gás *d*, se deve a uma medição ou a uma estimativa;
- A agregação das quantidades de energia apuradas nas cadeias de medida de um mesmo consumidor, numa mesma localização.

Para efeitos de garantir a correta aquisição de dados de medição, os ORDs deverão verificar se o somatório das quantidades de energia apuradas nas cadeias de medida dos consumidores com medição diária, uma vez ajustado para o referencial das GRMS a montante por aplicação dos fatores de ajustamento de perdas e autoconsumos, é consistente com as quantidades de energia veiculadas nas GRMS, comunicadas pelo GTG para o dia gás *d.*

A repartição das quantidades de energia atribuídas aos agentes de mercado nos pontos de ligação entre a RNTGN e a RNDGN será determinada pelo GTG de acordo com a seguinte metodologia:

a) Para cada agente de mercado, a jusante de cada GRMS, deverão ser agregadas as quantidades de energia apuradas nas cadeias de medida dos consumidores com medição diária integrados na sua carteira de compensação, devidamente ajustados para os referenciais de entrada da rede de distribuição, através da aplicação dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos.

   O procedimento referido é descrito pela seguinte expressão:

$$W_{i,d}^{S,RNTGN,RDk}\Big|_{MD} = \sum_{n} W_{i,n,d}^{RDk,BP}\Big|_{MD} \times (1+\gamma_{RMP}) \times (1+\gamma_{RBP}) + \sum_{m} W_{i,m,d}^{RDk,MP}\Big|_{MD} \times (1+\gamma_{RMP})$$

   em que:

$W_{i,d}^{S,RNTGN,RDk}\Big|_{MD}$ Quantidade de gás natural em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição *k* através da RNTGN, relativa a consumos com medição diária (MD) associados à rede de distribuição *k* integrados na carteira de compensação do agente de mercado *i*, para o dia gás *d*.

$W_{i,n,d}^{RDk,BP}\Big|_{MD}$ Quantidade de gás natural em KWh, apurada na cadeia de medida *n* com medição diária (MD), abastecido através da rede de distribuição *k* em baixa pressão (BP), integrada na carteira de compensação do agente de mercado *i*, para o dia gás *d*.

$W_{i,m,d}^{RDk,MP}\Big|_{MD}$ Quantidade de gás natural em KWh, apurada na cadeia de medida *m* com medição diária (MD), abastecido através da rede de distribuição *k* em média pressão (MP), integrada na carteira de compensação do agente de mercado *i*, para o dia gás *d*.

γ_{RBP} Fator de ajustamento para perdas e autoconsumos relativo a uma rede de distribuição em baixa pressão (BP).

γ_{RMP} Fator de ajustamento para perdas e autoconsumos relativo a uma rede de distribuição em média pressão (MP).

b) A quantidade total de gás natural, em termos energéticos, referente ao fornecimento da rede de distribuição *k* através da RNTGN, relativa a consumos com medição diária (MD), para o dia gás *d*, corresponde ao somatório das quantidades de gás natural, em termos energéticos, referentes aos consumos com MD na rede de distribuição *k* integrados nas carteiras de compensação dos agentes de mercado, para o dia gás *d*.

O procedimento referido é descrito pela seguinte expressão:

$$W_d^{S,RNTGN,RDk}\Big|_{MD} = \sum_i W_{i,d}^{S,RNTGN,RDk}\Big|_{MD}$$

em que:

$W_d^{S,RNTGN,RDk}\Big|_{MD}$ Quantidade de gás natural em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição *k* através da RNTGN, relativa a consumos com medição diária (MD), para o dia gás *d*.

$W_{i,d}^{S,RNTGN,RDk}\Big|_{MD}$ Quantidade de gás natural em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição *k* através da RNTGN, relativa a consumos com medição diária (MD) associados à rede de distribuição *k* integrados na carteira de compensação do agente de mercado *i*, para o dia gás *d*.

c) A quantidade de gás natural, em termos energéticos, referente ao fornecimento da rede de distribuição *k* através da RNTGN, relativa a consumos com medição não diária (MND), para o dia gás *d*, é obtida através da diferença entre a quantidade total de gás natural, em termos energéticos, referente ao fornecimento da rede de distribuição *k* através da RNTGN, para o dia

gás *d*, e a quantidade de gás natural, em termos energéticos, referente ao fornecimento da rede de distribuição *k* através da RNTGN, atribuída aos consumos com medição diária (MD), para o dia gás d.

O procedimento referido é descrito pela seguinte expressão:

$$W_d^{S,RNTGN,RDk}\Big|_{MND} = W_d^{S,RNTGN,RDk} - W_d^{S,RNTGN,RDk}\Big|_{MD}$$

em que:

$W_d^{S,RNTGN,RDk}$ Quantidade de gás natural em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição *k* através da RNTGN, para o dia gás *d*.

$W_d^{S,RNTGN,RDk}\Big|_{MND}$ Quantidade de gás natural em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição *k* através da RNTGN, relativa a consumos com medição não diária (MND), para o dia gás *d*.

$W_d^{S,RNTGN,RDk}\Big|_{MD}$ Quantidade de gás natural em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição *k* através da RNTGN, relativa a consumos com medição diária (MD), para o dia gás *d*.

d) Uma vez apurada a quantidade de gás natural, em termos energéticos, referente ao fornecimento da rede de distribuição *k* através da RNTGN, atribuída aos consumos com medição não diária (MND), para o dia gás *d*, a sua repartição pelos agentes de mercado é feita na proporção das quantidades previstas no dia gás *d*-1 pelo GTG, conforme estabelecido no Procedimento nº 6 – Prestação de Informação no dia *d*-1.

O procedimento referido é descrito pela seguinte expressão:

$$W_{i,d}^{S,RNTGN,RDk}\Big|_{MND} = \frac{W_{i,d}^{S,RNTGN,RDk,prev.}\Big|_{MND.}}{\sum_i W_{i,d}^{S,RNTGN,RDk,prev.}\Big|_{MND}} \cdot W_d^{S,RNTGN,RDk}\Big|_{MND}$$

em que:

$W_{i,d}^{S,RNTGN,RDk}\Big|_{MND}$ Quantidade de gás natural em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição *k* através da RNTGN, relativa aos consumos com medição não diária (MND) associados à rede de distribuição *k* integrados na carteira de compensação do agente de mercado *i*, para o dia gás *d*.

$W_{i,d}^{S,RNTGN,RDk,prev.}\Big|_{MND.}$ Quantidade de gás natural em kWh, prevista no dia *d*-1 para o fornecimento da rede de distribuição *k* através da RNTGN, relativa a consumos com medição não diária (MND) associados à rede de distribuição *k* integrados na

carteira de compensação do agente de mercado *i*, para o dia gás *d*. [ver Procedimento nº 6 – *Prestação de Informação no Dia d-1*]

$W_d^{S,RNTGN,RDk}\Big|_{MND}$ Quantidade de gás natural em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição *k* através da RNTGN, relativa a consumos com medição não diária (MND), para o dia gás *d*.

Até ao final do dia gás *d*+1, o GTG disponibilizará a cada ORD as repartições diárias pelos agentes de mercado dos consumos de medição não diária na RNDGN.

e) Nos casos em que na rede de distribuição *k* não existam consumos com medição não diária (MND), a diferença entre a quantidade total de gás natural, em termos energéticos, referente ao fornecimento à rede de distribuição *k* através da RNTGN, para o dia gás *d*, e a quantidade de gás natural, em termos energéticos, referente ao fornecimento pela rede de distribuição *k*, relativa aos consumos com medição diária (MD), para o dia gás *d*, é atribuída à movimentação do gás de operação.

O procedimento referido é descrito pela seguinte expressão:

$$W_{GO,d}^{S,RNTGN,RDk} = W_d^{S,RNTGN,RDk} - W_d^{S,RNTGN,RDk}\Big|_{MD}$$

em que:

$W_{GO,d}^{S,RNTGN,RDk}$ Quantidade de gás natural em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição *k* através da RNTGN, relativa à movimentação do gás de operação, no dia gás *d*.

$W_d^{S,RNTGN,RDk}$ Quantidade de gás natural em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição *k* através da RNTGN, para o dia gás *d*.

$W_d^{S,RNTGN,RDk}\Big|_{MD}$ Quantidade de gás natural em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição *k* através da RNTGN, relativa a consumos com medição diária (MD), para o dia gás *d*.

f) Para efeitos de apuramento do desequilíbrio diário inicial e desequilíbrio diário final são atribuídos aos agentes de mercado, como consumos com MD no dia gás *d*, os consumos comunicados pelos ORD ao GTG no dia *d*+1 uma vez agregados e ajustados para o referencial de saída da RNTGN, conforme referido em a).

O procedimento referido é descrito pelas seguintes expressões:

$$W_{i,d}^{S,RNTGN,RNDGN,atrib.}\Big|_{MD} = W_{i,d}^{S,RNTGN,RNDGN}\Big|_{MD}$$

$$W_{i,d}^{S,RNTGN,RNDGN}\Big|_{MD} = \sum_{RD} W_{i,d}^{S,RNTGN,RD}\Big|_{MD}$$

$$W_{i,d}^{S,RNTGN,RD}\Big|_{MD} = \sum_{k} W_{i,d}^{S,RNTGN,RDk}\Big|_{MD}$$

em que:

$W_{i,d}^{S,RNTGN,RNDGN,atrib.}\Big|_{MD}$ Quantidade de gás natural em kWh, atribuída aos consumos com medição diária (MD) da carteira de compensação do agente de mercado *i*, no dia gás *d*.

$W_{i,d}^{S,RNTGN,RNDGN}\Big|_{MD}$ Quantidade de gás natural em kWh, referente ao fornecimento das redes de distribuição ligadas à RNTGN, relativa a consumos com medição diária (MD) integrados na carteira de compensação do agente de mercado *i*, para o dia gás *d*.

$W_{i,d}^{S,RNTGN,RD}\Big|_{MD}$ Quantidade de gás natural em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição de um ORD através da RNTGN, relativa a consumos com medição diária (MD) associados a essa rede de distribuição integrados na carteira de compensação do agente de mercado *i*, para o dia gás *d*.

$W_{i,d}^{S,RNTGN,RDk}\Big|_{MD}$ Quantidade de gás natural em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição *k* através da RNTGN, relativa a consumos com medição diária (MD) associados à rede de distribuição *k* integrados na carteira de compensação do agente de mercado *i*, para o dia gás *d*.

Para efeitos de determinação do desequilíbrio diário final, os ORDs poderão rever o apuramento da energia veiculada nas cadeias de medida, no dia gás *d*, para as quais no dia gás *d*+1 comunicaram ao GTG (por exemplo) uma estimativa, até às 12:00 do 3.º dia útil do mês seguinte (*M*+1). Uma vez terminado este prazo não haverá revisões a desequilíbrios diários finais, bem como não serão reapurados encargos de compensação diários.

3.4 LIGAÇÕES ENTRE A RNTGN E AS INSTALAÇÕES ABASTECIDAS EM ALTA PRESSÃO

Até às 10:30 do dia gás *d*+1, o GTG disponibilizará aos agentes de mercado a quantidade total de energia e os valores de poder calorífico superior e de densidade relativa médios apurados no ponto de entrega da RNTGN, relativo ao dia gás *d*.

Para clientes com mais do que um ponto de consumo abastecido a partir da mesma ligação à RNTGN, e mediante solicitação, o GTG poderá agregar os pontos de consumo, disponibilizando ao agente de mercado a informação do total de energia entregue e os valores de poder calorífico superior e de densidade relativa médios registados.

O procedimento de repartição no dia gás *d*, nos pontos de ligação entre a RNTGN e os consumidores abastecidos em alta pressão, é descrito pela seguinte fórmula:

$$W_{i,d}^{S,RNTGN,AP}\Big|_{MI} = \sum_{n} W_{i,n,d}^{S,RNTGN,AP}\Big|_{MI}$$

em que:

$W_{i,d}^{S,RNTGN,AP}\Big|_{MI}$ Quantidade de gás natural em kWh, relativa aos consumos com medição intradiária (MI) da carteira de compensação do agente de mercado *i*, no dia gás *d*.

$W_{i,n,d}^{S,RNTGN,AP}\Big|_{MI}$ Quantidade de gás natural em kWh, medida no dia gás *d*, no ponto de consumo *n* com medição intradiária (MI), integrado na carteira de compensação do agente de mercado *i*.

3.5 PONTO DE INTERFACE COM O ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

No ponto de ligação entre a RNTGN e o armazenamento subterrâneo de gás natural, são atribuídas aos agentes de mercado as quantidades confirmadas pelo GTG nos processos de nomeação/renomeação estabelecidos no Procedimento nº 7 – *Nomeações, Renomeações e Notificações de Transação.*

O procedimento de repartição é descrito pelas seguintes expressões:

$$W_{i,d}^{E,RNTGN,AS} = W_{i,d}^{E,RNTGN,AS,conf.}$$

$$W_{i,d}^{S,RNTGN,AS} = W_{i,d}^{S,RNTGN,AS,conf.}$$

em que:

$W_{i,d}^{E,RNTGN,AS}$ Quantidade de gás natural em kWh referente ao fornecimento da RNTGN através do armazenamento subterrâneo de gás natural, relativa ao agente de mercado *i*, no dia gás *d*.

$W_{i,d}^{S,RNTGN,AS}$ Quantidade de gás natural em kWh referente ao fornecimento do armazenamento subterrâneo de gás natural a partir da RNTGN, relativa ao agente de mercado *i*, no dia gás *d*.

$W_{i,d}^{E,RNTGN,AS,conf.}$ Quantidade de gás natural em kWh, confirmada ao agente de mercado *i* para o fornecimento da RNTGN através do armazenamento subterrâneo de gás natural, para o dia gás *d*.

$W_{i,d}^{S,RNTGN,AS,conf.}$ Quantidade de gás natural em kWh, confirmada ao agente de mercado *i* para o fornecimento do armazenamento subterrâneo de gás natural a partir da RNTGN, para o dia gás *d*.

A diferença, em termos energéticos, entre a quantidade total de gás medida na interface do armazenamento subterrâneo de gás natural e a RNTGN e a agregação das quantidades atribuídas aos agentes de mercado é atribuída à movimentação do gás de operação, de acordo com a expressão seguinte:

$$W_{GO,d}^{E,RNTGN,AS} = W_{d}^{E,RNTGN,AS} - \left(\sum_{i} W_{i,d}^{E,RNTGN,AS} - \sum_{i} W_{i,d}^{S,RNTGN,AS} \right)$$

em que:

$W_{GO,d}^{E,RNTGN,AS}$ Quantidade de gás natural em kWh referente ao fornecimento da RNTGN através do armazenamento subterrâneo de gás natural, relativa à movimentação do gás de operação, no dia gás *d*.

$W_{d}^{E,RNTGN,AS}$ Quantidade de gás natural em kWh veiculada na ligação entre a RNTGN e o armazenamento subterrâneo de gás natural, no dia gás *d*, convencionando-se que este termo é positivo caso o sentido do fluxo seja o fornecimento da RNTGN através da infraestrutura de armazenamento subterrâneo. Caso o fluxo seja o de injeção no armazenamento subterrâneo de gás natural o termo é negativo.

$W_{i,d}^{E,RNTGN,AS}$ Quantidade de gás natural em kWh referente ao fornecimento da RNTGN através do armazenamento subterrâneo de gás natural, relativa ao agente de mercado *i*, no dia gás *d*.

$W_{i,d}^{S,RNTGN,AS}$ Quantidade de gás natural em kWh referente ao fornecimento do armazenamento subterrâneo de gás natural a partir da RNTGN, relativa ao agente de mercado *i*, no dia gás *d*.

O termo referente à movimentação do gás de operação para fornecimento da RNTGN através do armazenamento subterrâneo de gás natural, no dia gás *d* ($W_{GO,d}^{E,RNTGN,AS}$), poderá ter um valor positivo ou negativo, conforme as quantidades medidas para fornecimento da RNTGN através do armazenamento subterrâneo de gás natural sejam superiores ou inferiores à agregação das quantidades atribuídas aos agentes de mercado para o dia gás *d*.

Até às 13:00h do dia gás *d*+1, o GTG deverá receber do operador do armazenamento subterrâneo de gás natural a quantidade de gás natural em kWh referente ao fornecimento da RNTGN através do armazenamento subterrâneo de gás natural, no dia gás *d*.

4 REPARTIÇÕES NO TERMINAL DE GNL

Para o terminal de GNL, devem ser objeto de repartição as quantidades de gás natural, em termos energéticos, veiculadas através dos seguintes processos:

a) Entrada de GNL, mediante a trasfega de navios metaneiros.

b) Entrada de gás natural, através da ligação da RNTGN ao terminal de GNL em contra fluxo.

c) Saída de gás natural, através da ligação do terminal de GNL à RNTGN.

d) Saída de GNL, mediante o enchimento de camiões-cisterna.

e) Saída de GNL, mediante o enchimento de navios metaneiros.

f) Saída de gás natural, através da queima de gás na tocha criogénica do terminal de GNL.

Os processos b) e c) ocorrem no ponto de ligação entre o terminal de GNL e a RNTGN, pelo que a metodologia adotada é a descrita no ponto 3.2 do presente procedimento.

4.1 ENTRADA DE GNL MEDIANTE A TRASFEGA DE NAVIOS METANEIROS

As repartições no ponto de entrada do terminal de GNL, relativo à trasfega de navios metaneiros, são da responsabilidade do operador do TGNL.

Se o GNL de um navio metaneiro for propriedade de mais do que um agente de mercado, a quantidade de energia trasfegada será determinada pelo operador do terminal de GNL e o procedimento de repartição da quantidade trasfegada será realizado em conformidade com as quantidades previstas (devidamente comunicadas pelos agentes de mercado).

Até às 13:00h do dia gás *d*+1, o GTG deverá receber do operador do terminal de GNL a repartição relativa ao dia gás *d*, discriminando a quantidade total de energia trasfegada, assim como a sua repartição pelos agentes de mercado.

4.2 SAÍDA DE GNL MEDIANTE O ENCHIMENTO DE CAMIÕES CISTERNA

As repartições nos pontos de trasfega para camiões cisterna de GNL serão efetuadas pelo operador do terminal de GNL.

Se o GNL trasfegado para um camião cisterna de GNL for propriedade de mais do que um agente de mercado, a quantidade de energia trasfegada será a comunicada pelos agentes de mercado envolvidos ou pelo Gestor Logístico das UAG, e validada pelo operador do terminal de GNL e o procedimento de repartição da quantidade trasfegada será feito de acordo com as quantidades programadas no âmbito do Manual de Gestão Logística do Abastecimento de UAG.

Até às 13:00h do dia gás *d*+1 o GTG deverá receber do operador do terminal de GNL a repartição relativa ao dia gás *d*, discriminando a quantidade total de energia trasfegada, assim como a sua repartição pelos agentes de mercado.

Mensalmente e até ao 2º dia útil de cada mês, os ORDs devem enviar ao GTG as quantidades diárias de energia entregues nas Unidades Autónomas de Gás natural (UAG) da sua área de concessão, repartidas por agente de mercado.

4.3 SAÍDA DE GNL MEDIANTE O ENCHIMENTO DE NAVIOS METANEIROS

As repartições para a saída de GNL mediante o enchimento de navios metaneiros serão efetuadas pelo operador do terminal de GNL.

Se o GNL trasfegado para um navio metaneiro for propriedade de mais do que um agente de mercado, a quantidade de energia trasfegada será determinada pelo operador do terminal de GNL e o procedimento de repartição da quantidade trasfegada será realizado em conformidade com as quantidades previstas (devidamente comunicadas pelos agentes de mercado).

Até às 13:00h do dia gás *d*+1, o GTG deverá receber do operador do terminal de GNL a repartição relativa ao dia gás *d*, discriminando a quantidade total de energia trasfegada, assim como a sua repartição pelos agentes de mercado.

4.4 SAÍDA DE GÁS NATURAL ATRAVÉS DA QUEIMA DE GÁS NA TOCHA CRIOGÉNICA DO TERMINAL DE GNL

Nos casos em que ocorra queima de gás natural na tocha criogénica por violação do caudal mínimo de regaseificação o operador do Terminal de GNL deverá apurar as quantidades em questão e o GTG deverá alterar os balanços ajustando as existências dos agentes de mercado utilizadores do Terminal de GNL da seguinte forma:

$$W_{i,d}^{q,TGNL} = \frac{EI_{i,d}^{TGNL}}{\sum_{i} EI_{i,d}^{TGNL}} \times W_{d}^{q,TGNL}$$

em que:

$W_{i,d}^{q,TGNL}$ Quantidade de gás natural, em termos energéticos, referente à queima de gás natural na tocha criogénica do terminal de GNL, atribuída ao agente de mercado *i*, no dia *d*.

$EI_{i,d}^{TGNL}$ Existências iniciais no terminal de GNL, em termos energéticos, do agente de mercado *i*, no dia *d*.

$W_d^{q,TGNL}$ Quantidade de gás natural, em termos energéticos, referente à queima de gás natural na tocha criogénica do terminal de GNL, no dia *d*.

Quando, no âmbito da realização de operações específicas não relacionadas com o aprovisionamento do SNGN (arrefecimentos de navios, cargas e recargas de navios, etc.), houver necessidade de recorrer à queima de gás na tocha criogénica, o operador do TGNL deverá apurar as quantidades em questão e o GTG irá imputá-las no balanço do agente de mercado responsável por essas operações específicas.

5 REPARTIÇÕES NO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS NATURAL

Para o armazenamento subterrâneo de gás natural, devem ser objeto de repartição as quantidades de gás natural, em termos energéticos, veiculadas através dos seguintes processos:

a) Injeção de gás natural no armazenamento subterrâneo de gás natural, a partir da RNTGN.

b) Extração de gás natural do armazenamento subterrâneo de gás natural e entrega na RNTGN.

Os processos referidos ocorrem no ponto de ligação entre o armazenamento subterrâneo de gás natural e a RNTGN, pelo que a metodologia adotada é a descrita no ponto 3.5 do presente Procedimento.

PROCEDIMENTO N.º 10
BALANÇOS

1 OBJETIVO E ÂMBITO

O presente procedimento tem como objetivo definir a metodologia aplicável aos balanços de existências dos agentes de mercado no terminal de GNL e no armazenamento subterrâneo de gás natural, bem como o balanço de existências do gás de operação na RNTIAT.

O presente procedimento aplica-se às seguintes entidades:

- Operador da rede de transporte na sua atividade de gestão técnica global do SNGN;
- Operador do terminal de GNL;
- Operador do armazenamento subterrâneo de gás natural;
- Agentes de mercado.

2 PROCESSOS E CRITÉRIOS DE EXECUÇÃO DE BALANÇOS

Para as infraestruturas da RNTIAT são realizados três tipos de balanços de gás: o balanço físico da infraestrutura, o balanço individual por agente de mercado e o balanço relativo ao gás de operação.

Os balanços diários de cada agente de mercado são realizados para as seguintes infraestruturas:

a) Terminal de GNL.

b) Armazenamento subterrâneo de gás natural.

Com base nas repartições efetuadas de acordo com o Procedimento nº 9 - *Repartições*, o GTG, em coordenação com os operadores da RNTIAT, realizam os balanços diários determinando as existências de gás natural de cada agente de mercado nas respetivas infraestruturas.

3 BALANÇO FÍSICO DAS INFRAESTRUTURAS DA RNTIAT

3.1 CRITÉRIOS DE EXECUÇÃO DOS BALANÇOS DIÁRIOS

Até às 13:00h do dia gás *d*+1, os operadores das infraestruturas da RNTIAT deverão enviar ao GTG o balanço físico diário da sua infraestrutura, detalhando os valores do dia gás *d*, considerados na seguinte relação:

$$EI_d - EF_d + E_d - S_d - PA_d - C_d - DM_d = 0$$

em que:

EI_d Existências iniciais, em kWh, no dia gás *d.*

EF_d Existências finais, em kWh, no dia gás *d*.

E_d Entradas de gás natural, em kWh, no dia gás *d*.

S_d Saídas de gás natural, em kWh, no dia gás *d*.

PA_d Perdas e autoconsumos de gás natural, em kWh, medidos no dia gás *d*.

C_d Correções, em kWh, relativas a acertos no apuramento de quantidades dos meses anteriores (balanços já fechados), efetuadas no dia gás *d*

DM_d Diferenças de medição, em kWh, no dia gás *d*.

3.2 BALANÇO DIÁRIO NA RNTGN

O procedimento relativo ao balanço diário da RNTGN é descrito pelas seguintes relações:

$$EI_d^{RNTGN} - EF_d^{RNTGN} + E_d^{RNTGN} - S_d^{RNTGN} - PA_d^{RNTGN} - C_d^{RNTGN} - DM_d^{RNTGN} = 0$$

$$E_d^{RNTGN} - S_d^{RNTGN} = W_d^{E,RNTGN,IP} + W_d^{E,RNTGN,TRAR} + W_d^{E,RNTGN,AS} - W_d^{S,RNTGN,RNDGN} - W_d^{S,RNTGN,AP}$$

$$EI_d^{RNTGN} = EF_{d-1}^{RNTGN}$$

em que:

EI_d^{RNTGN} Existências iniciais na RNTGN em kWh, no dia gás *d*.

EF_d^{RNTGN} Existências finais na RNTGN em kWh, no dia gás *d*.

E_d^{RNTGN} Entradas de gás natural na RNTGN em kWh, no dia gás *d*.

S_d^{RNTGN} Saídas de gás natural na RNTGN em kWh, no dia gás *d*.

DM_d^{RNTGN} Diferenças de medição na RNTGN em kWh, no dia gás *d*.

PA_d^{RNTGN} Perdas e autoconsumos relativos à rede de transporte em kWh, apurados no dia gás *d.*

C_d^{RNTGN} Correções relativas à rede de transporte em kWh relativas a acertos no apuramento de quantidades dos meses anteriores (balanços já fechados), efetuadas no dia gás *d*.

$W_d^{E,RNTGN,IP}$ Quantidade de gás natural em kWh veiculada nas interligações, no dia gás *d*, convencionando-se que este termo é positivo caso o sentido do fluxo seja o fornecimento da RNTGN através das interligações. Caso o fluxo seja o de saída de gás nas interligações o termo é negativo.

$W_d^{E,RNTGN,TRAR}$ Quantidade de gás natural em kWh referente ao fornecimento da RNTGN através do terminal de GNL, no dia gás *d*.

$W_d^{E,RNTGN,AS}$ Quantidade de gás natural em kWh veiculada na ligação entre a RNTGN e o armazenamento subterrâneo de gás natural, no dia gás *d*, convencionando-se que este termo é positivo caso o sentido do fluxo seja o fornecimento da RNTGN através da infraestrutura de armazenamento subterrâneo. Caso o fluxo seja o de injeção no armazenamento subterrâneo de gás natural o termo é negativo.

$W_d^{S,RNTGN,RNDGN}$ Quantidade de gás natural em kWh referente ao fornecimento das redes de distribuição ligadas à RNTGN, para o dia gás *d*.

$W_d^{S,RNTGN,AP}$ Quantidade de gás natural em kWh referente ao fornecimento dos pontos de consumo com medição intradiária (MI), para o dia gás *d*.

3.3 BALANÇO DIÁRIO NO TERMINAL DE GNL

O procedimento relativo ao balanço diário no terminal de GNL é descrito pelas seguintes relações:

$$EI_d^{TRAR} - EF_d^{TRAR} + E_d^{TRAR} - S_d^{TRAR} - PA_d^{TRAR} - C_d^{TRAR} - DM_d^{TRAR} = 0$$

$$E_d^{TRAR} - S_d^{TRAR} = W_d^{E,TRAR,NM} - \left(W_d^{E,RNTGN,TRAR} + \sum_k W_d^{S,TRAR,CCk} + W_d^{S,TRAR,NM} \right)$$

$$EI_d^{TRAR} = EF_{d-1}^{TRAR}$$

em que:

EI_d^{TRAR} Existências iniciais no terminal de GNL em kWh, no dia gás *d*.

EF_d^{TRAR} Existências finais no terminal de GNL em kWh, no dia gás *d*.

E_d^{TRAR} Entradas de gás natural no terminal de GNL em kWh, no dia gás *d*.

S_d^{TRAR} Saídas de gás natural no terminal de GNL em kWh, no dia gás *d*.

DM_d^{TRAR} Diferenças de medição no terminal de GNL em kWh, no dia gás *d*.

PA_d^{TRAR} Perdas e autoconsumos relativos ao terminal de GNL em kWh, apurados no dia gás *d*.

C_d^{TRAR} Correções relativas ao terminal de GNL em kWh relativas a acertos no apuramento de quantidades dos meses anteriores (balanços já fechados), efetuadas no dia gás *d*.

$W_d^{E,TRAR,NM}$ Quantidade de gás natural em kWh referente à entrada no terminal de GNL através de trasfega de GNL a partir de navio metaneiro, para o dia gás *d*.

$W_d^{S,TRAR,NM}$ Quantidade de gás natural em kWh referente à saída do terminal de GNL através de trasfega de GNL para um navio metaneiro, para o dia *d*.

$W_d^{E,RNTGN,TRAR}$ Quantidade de gás natural em kWh referente ao fornecimento da RNTGN através do terminal de GNL, no dia gás *d*.

$W_d^{S,TRAR,CCk}$ Quantidade de gás natural em kWh referente a saída do terminal de GNL para enchimento do camião-cisterna *k*, no dia gás *d*.

3.4 BALANÇO DIÁRIO NO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS NATURAL

O procedimento relativo ao balanço diário no armazenamento subterrâneo de gás natural é descrito pelas seguintes relações:

$$EI_d^{AS} - EF_d^{AS} + (E_d^{AS} - S_d^{AS}) - PA_d^{AS} = 0$$

$$E_d^{AS} - S_d^{AS} = -W_d^{E,RNTGN,AS}$$

$$EI_d^{AS} = EF_{d-1}^{AS}$$

em que:

EI_d^{AS} Existências iniciais no armazenamento subterrâneo de gás natural em kWh, no dia gás *d*.

EF_d^{AS} Existências finais no armazenamento subterrâneo de gás natural em kWh, no dia gás *d*.

E_d^{AS} Entradas de gás natural no armazenamento subterrâneo de gás natural em kWh, no dia gás *d*.

S_d^{AS} Saídas de gás natural no armazenamento subterrâneo de gás natural em kWh, no dia gás *d*.

PA_d^{AS} Perdas e autoconsumos relativos ao armazenamento subterrâneo de gás natural em kWh, apurados no dia gás *d*.

$W_d^{E,RNTGN,AS}$ Quantidade de gás natural em kWh veiculada na ligação entre a RNTGN e o armazenamento subterrâneo de gás natural, no dia gás *d*, convencionando-se que este termo é positivo caso o sentido do fluxo seja o fornecimento da RNTGN através da infraestrutura de armazenamento subterrâneo. Caso o fluxo seja o de injeção no armazenamento subterrâneo de gás natural o termo é negativo.

3.5 BALANÇO MENSAL

Até às 13:00h do terceiro dia útil de cada mês os operadores das infraestruturas da RNTIAT devem enviar ao GTG o balanço físico mensal da respetiva infraestrutura, detalhando e consolidando os valores diários relativos ao mês anterior.

O balanço mensal deverá conter também todos os acertos relativos ao apuramento de quantidades dos meses anteriores (correções), até um período máximo de seis meses.

4 BALANÇO INDIVIDUAL DOS AGENTES DE MERCADO NA RNTIAT

As existências dos agentes de mercado nas infraestruturas da RNTIAT devem ser determinadas diariamente, tendo em conta as quantidades confirmadas e as repartições apuradas em conformidade com o Procedimento nº 7 – *Nomeações, Renomeações e Notificações de Transação* e o Procedimento nº 9 - *Repartições*, respetivamente.

As metodologias aplicáveis à determinação de existências individuais materializam-se nas fórmulas de balanço apresentadas em 4.1, 4.2 e 4.3 do presente procedimento.

4.1 BALANÇO INDIVIDUAL DIÁRIO NO TERMINAL DE GNL

O procedimento relativo ao balanço individual diário no terminal de GNL é descrito pelas seguintes relações:

$$EF_{i,d}^{TRAR} = EI_{i,d}^{TRAR} + E_{i,d}^{TRAR} - S_{i,d}^{TRAR} \times (1+\gamma_{TRAR}) + Tr_{i,d}^{E,TRAR} - Tr_{i,d}^{S,TRAR} - C_{i,d}^{TRAR}$$

$$E_{i,d}^{TRAR} = W_{i,d}^{E,TRAR,NM} + W_{i,d}^{S,RNTGN,TRAR}$$

$$S_{i,d}^{TRAR} = W_{i,d}^{E,RNTGN,TRAR} + W_{i,d}^{S,TRAR,NM} + \sum_{k} W_{i,d}^{S,TRAR,CCk} + W_{i,d}^{q,TRAR}$$

$$EI_{i,d}^{TRAR} = EF_{i,d-1}^{TRAR}$$

em que:

$EI_{i,d}^{TRAR}$ Existências iniciais no terminal de GNL em KWh do agente de mercado *i*, no dia gás *d*.

$EF_{i,d}^{TRAR}$ Existências finais no terminal de GNL em kWh do agente de mercado *i*, no dia gás *d*.

$E_{i,d}^{TRAR}$ Entradas de gás natural no terminal de GNL em kWh do agente de mercado *i*, no dia gás *d*.

$S_{i,d}^{TRAR}$ Saídas de gás natural no terminal de GNL em kWh do agente de mercado *i*, no dia gás *d*.

$Tr_{i,d}^{E,TRAR}$ Transações de aquisição de gás natural no terminal de GNL em KWh do agente de mercado *i*, efetuadas no dia gás *d*.

$Tr_{i,d}^{S,TRAR}$ Transações de alienação de gás natural no terminal de GNL em KWh do agente de mercado *i*, efetuadas no dia gás *d*.

$C_{i,d}^{TRAR}$ Correções de gás natural no terminal de GNL em KWh do agente de mercado *i*, referentes a acertos no apuramento de quantidades dos meses anteriores (balanços já fechados), no dia gás *d*.

γ_{TRAR} Fator de ajustamento para perdas e autoconsumos relativo ao terminal de GNL.

$W_{i,d}^{E,TRAR,NM}$ Quantidade de gás natural em KWh referente à entrada no terminal de GNL através de trasfega de navio metaneiro, do agente de mercado *i*, no dia gás *d*.

$W_{i,d}^{S,RNTGN,TRAR}$ Quantidade de gás natural em kWh referente ao fornecimento do terminal de GNL a partir da RNTGN (em contra fluxo), relativa ao agente de mercado *i*, no dia gás *d*.

$W_{i,d}^{E,RNTGN,TRAR}$ Quantidade de gás natural em kWh referente ao fornecimento da RNTGN através do terminal de GNL, relativa ao agente de mercado *i*, no dia gás *d*.

$W_{i,d}^{S,TRAR,NM}$ Quantidade de gás natural em kWh referente à saída do terminal de GNL através de trasfega de navio metaneiro, do agente de mercado *i*, no dia gás *d*.

$W_{i,d}^{S,TRAR,CCk}$ Quantidade de gás natural em kWh referente à saída do terminal de GNL para enchimento do camião-cisterna *k*, do agente de mercado *i*, no dia gás *d*.

$W_{i,d}^{q,TRAR}$ Quantidade de gás natural em kWh referente à queima de gás na tocha criogénica do terminal de GNL, imputada ao agente de mercado *i*, no dia gás *d*. (determinado de acordo com o Procedimento n.º 9 - *Repartições*)

4.2 BALANÇO INDIVIDUAL DIÁRIO NO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS NATURAL

O procedimento relativo ao balanço individual diário no armazenamento subterrâneo de gás natural é descrito pelas seguintes relações:

$$EF_{i,d}^{AS} = EI_{i,d}^{AS} + E_{i,d}^{AS} - S_{i,d}^{AS} \times (1+\gamma_{AS}) + Tr_{i,d}^{E,AS} - Tr_{i,d}^{S,AS} - C_{i,d}^{AS}$$

$$E_{i,d}^{AS} = W_{i,d}^{S,RNTGN,AS}$$

$$S_{i,d}^{AS} = W_{i,d}^{E,RNTGN,AS}$$

$$EI_{i,d}^{AS} = EF_{i,d-1}^{AS}$$

em que:

$EI_{i,d}^{AS}$ Existências iniciais no armazenamento subterrâneo de gás natural em KWh do agente de mercado *i*, no dia gás *d*.

$EF_{i,d}^{AS}$ Existências finais no armazenamento subterrâneo de gás natural em kWh do agente de mercado *i*, no dia gás *d*.

$E_{i,d}^{AS}$ Entradas de gás natural no armazenamento subterrâneo de gás natural em kWh do agente de mercado *i*, no dia gás *d*.

$S_{i,d}^{AS}$ Saídas de gás natural no armazenamento subterrâneo de gás natural em kWh do agente de mercado *i*, no dia gás *d*.

$Tr_{i,d}^{E,AS}$ Transações de aquisição de gás natural no armazenamento subterrâneo em KWh do agente de mercado *i*, efetuadas no dia gás *d*.

$Tr_{i,d}^{S,AS}$ Transações de alienação de gás natural no armazenamento subterrâneo em KWh do agente de mercado *i*, efetuadas no dia gás *d*.

$C_{i,d}^{AS}$ Correções de gás natural no armazenamento subterrâneo em KWh do agente de mercado *i*, referentes a acertos no apuramento de quantidades dos meses anteriores (balanços já fechados), no dia gás *d*.

γ_{AS} Fator de ajustamento para perdas e autoconsumos relativo ao armazenamento subterrâneo de gás natural.

$W_{i,d}^{S,RNTGN,AS}$ Quantidade de gás natural em kWh referente ao fornecimento do armazenamento subterrâneo de gás natural a partir da RNTGN, relativa ao agente de mercado *i*, no dia gás *d*.

$W_{i,d}^{E,RNTGN,AS}$ Quantidade de gás natural em kWh referente ao fornecimento da RNTGN através do armazenamento subterrâneo de gás natural, relativa ao agente de mercado *i*, no dia gás *d*.

4.3 EXISTÊNCIAS INDIVIDUAIS DIÁRIAS NA RNTIAT

O procedimento relativo ao apuramento das existências individuais diárias no conjunto das infraestruturas da RNTIAT é descrito pela seguinte relação:

$$EF_{i,d}^{RNTIAT} = EF_{i,d}^{TRAR} + EF_{i,d}^{AS}$$

em que

$EF_{i,d}^{RNTIAT}$ Existências finais no conjunto das infraestruturas da RNTIAT em kWh do agente de mercado *i*, no dia gás *d*.

$EF_{i,d}^{TRAR}$ Existências finais no terminal de GNL em KWh do agente de mercado *i*, no dia gás *d*.

$EF_{i,d}^{AS}$ Existências finais no armazenamento subterrâneo de gás natural em KWh do agente de mercado *i*, no dia gás *d*.

4.4 BALANÇO MENSAL

Até às 13:00h do quarto dia útil de cada mês, o GTG disponibilizará, a cada agente de mercado e por infraestrutura da RNTIAT, o respetivo balanço individual mensal.

5 BALANÇO DO GÁS DE OPERAÇÃO NA RNTIAT

As existências do gás de operação devem ser determinadas diariamente, tendo em conta as repartições apuradas em conformidade com o Procedimento nº 9 - *Repartições*.

As metodologias aplicáveis à determinação de existências do gás de operação materializam-se nas fórmulas de balanço apresentadas em 5.1, 5.2, 5.3 e 5.4 do presente procedimento.

5.1 BALANÇO DIÁRIO NA RNTGN

O procedimento relativo ao balanço diário do gás de operação na RNTGN é descrito pelas seguintes relações:

$$EF_{GO,d}^{RNTGN} = EI_{GO,d}^{RNTGN} + W_{GO,d}^{E,RNTGN,IP} + W_{GO,d}^{E,RNTGN,TRAR} + W_{GO,d}^{E,RNTGN,AS} - \sum_{k} W_{GO,d}^{S,RNTGN,RDk} - Aj_{GO,d}^{Corr.RNDGN}\Big|_{M}^{M-2} +$$

$$+ \sum_{i} Des._{i,d} + Tr_{GO,d}^{E,RNTGN} - Tr_{GO,d}^{S,RNTGN} + SC_{GO,d}^{E,RNTGN} - SC_{GO,d}^{S,RNTGN}$$

$$EI_{GO,d}^{RNTGN} = EF_{GO,d-1}^{RNTGN}$$

em que:

$EI_{GO,d}^{RNTGN}$ Existências iniciais do gás de operação na RNTGN em KWh, no dia gás *d*.

$EF_{GO,d}^{RNTGN}$ Existências finais do gás de operação na RNTGN em KWh, no dia gás *d*.

$W_{GO,d}^{E,RNTGN,IP}$ Quantidade de gás natural em kWh referente ao fornecimento da RNTGN através das interligações, relativa à movimentação do gás de operação, no dia gás *d*. [considera-se que este termo é positivo caso o sentido do fluxo seja o fornecimento da RNTGN através das interligações. Caso o fluxo seja o de exportação de gás natural o termo é negativo]

$W_{GO,d}^{E,RNTGN,TRAR}$ Quantidade de gás natural em kWh referente ao fornecimento da RNTGN através do terminal de GNL, relativa à movimentação do gás de operação, no dia gás *d*. [considera-se que este termo é positivo caso o sentido do fluxo seja o fornecimento da RNTGN através do terminal de GNL. Caso o fluxo seja o de entrada de gás natural no terminal de GNL o termo é negativo]

$W_{GO,d}^{E,RNTGN,AS}$ Quantidade de gás natural em kWh referente ao fornecimento da RNTGN através do armazenamento subterrâneo de gás natural, relativa à movimentação do gás de operação, no dia gás *d*. [considera-se que este termo é positivo caso o sentido do fluxo seja o fornecimento da RNTGN através do armazenamento subterrâneo. Caso o fluxo seja o de injeção de gás natural no armazenamento subterrâneo o termo é negativo]

$W_{GO,d}^{S,RNTGN,RDk}$ Quantidade de gás natural em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição *k* através da RNTGN, relativa à movimentação do gás de operação, no dia gás *d*. [ver 3.3 e) do Procedimento nº 9 – *Repartições*]

$Aj_{GO,d}^{Corr.RNDGN}\Big|_{M}^{M-2}$ Ajustamento para o dia *d*, aplicável em todos os dias do mês *M* à movimentação do gás de operação, referente à correção da repartição mensal das redes de distribuição ligadas à RNTGN, reportada ao mês *M*-2.

$Des._{i,d}$ Desequilíbrio individual do agente de mercado *i*, no dia gás *d.*

$Tr_{GO,d}^{E,RNTGN}$ Transações para aquisição de gás de operação com entrega física no VTP, em KWh, efetuadas no dia gás *d*.

$Tr_{GO,d}^{S,RNTGN}$ Transações para alienação de gás de operação com entrega física no VTP, em KWh, efetuadas no dia gás *d*.

$SC_{GO,d}^{E,RNTGN}$ Aumento da quantidade do gás de operação, em kWh, associada a serviços de compensação, com entrega física no VTP, no dia gás *d*.

$SC_{GO,d}^{S,RNTGN}$ Redução da quantidade do gás de operação, em kWh, associada a serviços de compensação, com entrega física no VTP, no dia gás *d*.

Os termos $W_{GO,d}^{E,RNTGN,IP}$, $W_{GO,d}^{E,RNTGN,TRAR}$, $W_{GO,d}^{E,RNTGN,AS}$ e $W_{GO,d}^{S,RNTGN,RDk}$ acertam as quantidades veiculadas diariamente nas interfaces da RNTGN com as infraestruturas às quais a rede de transporte se encontra interligada, podendo ser positivos ou negativos conforme o sentido do fluxo de gás.

O termo $Des._{i,d}$, refere-se ao desequilíbrio individual diário de um agente de mercado, podendo igualmente ser positivo ou negativo, de acordo com o Procedimento nº 13 – *Apuramento de Desequilíbrios Diários.*

5.2 BALANÇO DIÁRIO NO TERMINAL DE GNL

O procedimento relativo ao balanço diário do gás de operação no terminal de GNL é descrito pelas seguintes relações:

$$EF_{GO,d}^{TRAR} = EI_{GO,d}^{TRAR} - W_{GO,d}^{E,RNTGN,TRAR} + Tr_{GO,d}^{E,TRAR} - Tr_{GO,d}^{S,TRAR} + SC_{GO,d}^{E,TRAR} - SC_{GO,d}^{S,TRAR}$$

$$EI_{GO,d}^{TRAR} = EF_{GO,d-1}^{TRAR}$$

em que:

$EI_{GO,d}^{TRAR}$ Existências iniciais do gás de operação no terminal de GNL em KWh, no dia gás *d*.

$EF_{GO,d}^{TRAR}$ Existências finais do gás de operação no terminal de GNL em KWh, no dia gás *d*.

$W_{GO,d}^{E,RNTGN,TRAR}$ Quantidade de gás natural em kWh referente ao fornecimento da RNTGN através do terminal de GNL, relativa à movimentação do gás de operação, no dia gás *d*. [considera-se que este termo é positivo caso o sentido do fluxo seja o fornecimento da RNTGN através do terminal de GNL. Caso o fluxo seja o de entrada de gás natural no terminal de GNL o termo é negativo]

$Tr_{GO,d}^{E,TRAR}$ Transações para aquisição de gás de operação com entrega física no terminal de GNL, em KWh, efetuadas no dia gás *d*.

$Tr_{GO,d}^{S,TRAR}$ Transações para alienação de gás de operação com entrega física no terminal de GNL, em KWh, efetuadas no dia gás *d*.

$SC_{GO,d}^{E,TRAR}$ Aumento da quantidade do gás de operação, em kWh, associada a serviços de compensação, com entrega física no terminal de GNL, no dia gás *d*.

$SC_{GO,d}^{S,TRAR}$ Redução da quantidade do gás de operação, em kWh, associada a serviços de compensação, com entrega física no terminal de GNL, no dia gás *d*.

O termo $W_{GO,d}^{E,RNTGN,TRAR}$ acerta as quantidades veiculadas diariamente na interface entre a RNTGN e o terminal de GNL, podendo ser positivo ou negativo.

5.3 BALANÇO DIÁRIO NO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS NATURAL

O procedimento relativo ao balanço diário do gás de operação no armazenamento subterrâneo de gás natural é descrito pelas seguintes relações:

$$EF_{GO,d}^{AS} = EI_{GO,d}^{AS} - W_{GO,d}^{E,RNTGN,AS} + Tr_{GO,d}^{E,AS} - Tr_{GO,d}^{S,AS} + SC_{GO,d}^{E,AS} - SC_{GO,d}^{S,AS}$$

$$EI_{GO,d}^{AS} = EF_{GO,d-1}^{AS}$$

em que:

$EI_{GO,d}^{AS}$ Existências iniciais do gás de operação no armazenamento subterrâneo de gás natural em KWh, no dia gás *d*.

$EF_{GO,d}^{AS}$ Existências finais do gás de operação no armazenamento subterrâneo de gás natural em KWh, no dia gás *d*.

$W_{GO,d}^{E,RNTGN,AS}$ Quantidade de gás natural em kWh referente ao fornecimento da RNTGN através do armazenamento subterrâneo de gás natural, relativa à movimentação do gás de operação, no dia gás *d*. [considera-se que este termo é positivo caso o sentido do fluxo seja o fornecimento da RNTGN através do armazenamento subterrâneo. Caso o fluxo seja o de injeção de gás natural no armazenamento subterrâneo o termo é negativo]

$Tr_{GO,d}^{E,AS}$ Transações para aquisição de gás de operação com entrega física no armazenamento subterrâneo de gás natural, em KWh, efetuadas no dia gás *d*.

$Tr_{GO,d}^{S,AS}$ Transações para alienação de gás de operação com entrega física no armazenamento subterrâneo de gás natural, em KWh, efetuadas no dia gás *d*.

$SC_{GO,d}^{E,AS}$ Aumento da quantidade do gás de operação, em kWh, associada a serviços de compensação, com entrega física no armazenamento subterrâneo de gás natural, no dia gás *d*.

$SC_{GO,d}^{S,AS}$ Redução da quantidade do gás de operação, em kWh, associada a serviços de compensação, com entrega física no armazenamento subterrâneo de gás natural, no dia gás *d*.

O termo $W_{GO,d}^{E,RNTGN,AS}$ acerta as quantidades veiculadas diariamente na interface entre a RNTGN e o armazenamento subterrâneo de gás natural, podendo ser positivo ou negativo.

5.4 BALANÇO DIÁRIO DO GÁS DE OPERAÇÃO NA RNTIAT

O procedimento relativo ao apuramento das existências de gás de operação no conjunto das infraestruturas da RNTIAT é descrito pela seguinte relação:

$$EF_{GO,d}^{RNTIAT} = EF_{GO,d}^{RNTGN} + EF_{GO,d}^{TRAR} + EF_{GO,d}^{AS}$$

em que

$EF_{GO,d}^{RNTIAT}$ Existências finais do gás de operação no conjunto das infraestruturas da RNTIAT em kWh, no dia gás *d*.

$EF_{GO,d}^{RNTGN}$ Existências finais do gás de operação na RNTGN em KWh, no dia gás *d*.

$EF_{GO,d}^{TRAR}$ Existências finais do gás de operação no terminal de GNL em KWh, no dia gás *d*.

$EF_{GO,d}^{AS}$ Existências finais do gás de operação no armazenamento subterrâneo de gás natural em KWh, no dia gás *d*.

O gás de operação no conjunto das infraestruturas da RNTIAT ($EF_{GO,d}^{RNTIAT}$) deve respeitar o nível de existências máximas e mínimas definidas de acordo com o estabelecido no Procedimento 2 – *Critérios Gerais de Operação*.

Para além da metodologia descrita anteriormente, o GTG deverá determinar as existências do gás de operação que resultam da diferença, em cada infraestrutura, entre as existências físicas e o somatório das

existências dos agentes de mercado, procedimento este que pode ser descrito pela aplicação das seguintes expressões:

$$EF_{GO,d}^{TRAR} = EF_{d}^{TRAR} - \sum_{i} EF_{i,d}^{TRAR}$$

$$EF_{GO,d}^{AS} = EF_{d}^{AS} - \sum_{i} EF_{i,d}^{AS}$$

em que

$EF_{GO,d}^{TRAR}$ Existências finais do gás de operação no terminal de GNL em KWh, no dia gás *d*.

$EF_{GO,d}^{AS}$ Existências finais do gás de operação no armazenamento subterrâneo de gás natural em KWh, no dia gás *d*.

EF_{d}^{TRAR} Existências finais no terminal de GNL em KWh, no dia gás *d*.

EF_{d}^{AS} Existências finais no armazenamento subterrâneo de gás natural em KWh, no dia gás *d*.

$EF_{i,d}^{TRAR}$ Existências finais no terminal de GNL em KWh do agente de mercado *i*, no dia gás *d*.

$EF_{i,d}^{AS}$ Existências finais no armazenamento subterrâneo de gás natural em KWh do agente de mercado *i*, no dia gás *d*.

5.5 BALANÇO MENSAL

Até às 13:00h do quarto dia útil de cada mês, o GTG disponibilizará, a cada operador das infraestruturas da RNTIAT, o respetivo balanço mensal do gás de operação.

6 AJUSTAMENTO ÀS EXISTÊNCIAS DOS AGENTES DE MERCADO

Deverá haver um ajustamento às existências dos agentes de mercado nas infraestruturas da RNTIAT, se o valor das Diferenças de Medição (DM) acumuladas em cada infraestrutura desde o último ajustamento ultrapassar o valor limite de ± 10% do gás de operação.

Desejavelmente este ajustamento deve ser efetuado após a finalização dos balanços mensais. No entanto, por razões estritamente operacionais, os ajustamentos podem ocorrer antes do final do mês.

Independentemente da altura do mês em que ocorra o ajustamento, a sua concretização é precedida de comunicação aos agentes de mercado, com um mínimo de cinco dias úteis de antecedência em relação ao dia gás previsto, indicando as quantidades e a infraestrutura onde deverá ocorrer a entrega física do gás.

Os agentes de mercado deverão incorporar o ajustamento comunicado na execução das suas programações, nomeações e renomeações, de modo a reposicionarem as suas existências na(s) infraestrutura(s) envolvida(s).

No final do período de atribuição anual, as DM existentes que ainda não tenham sido objeto de ajustamento serão repartidas pelos agentes de mercado, de forma proporcional à utilização das infraestruturas em causa.

A integração dos ajustamentos nos balanços individuais dos agentes de mercado ocorre no termo de correção do terminal de GNL ($C_{i,d}^{TRAR}$).

A repartição das Diferenças de Medição no terminal de GNL será função da utilização da infraestrutura no período em questão, sendo descrito pela seguinte relação:

$$A_i^{TRAR} = \frac{\sum_d E_{i,d}^{TRAR} + \sum_d S_{i,d}^{TRAR}}{\sum_d \sum_i E_{i,d}^{TRAR} + \sum_d \sum_i S_{i,d}^{TRAR}} \times \sum_d DM_d^{TRAR}$$

em que:

A_i^{TRAR} Ajuste das existências do agente de mercado *i* no terminal de GNL.

$E_{i,d}^{TRAR}$ Entradas de gás natural no terminal de GNL em kWh do agente de mercado *i*, no dia gás *d*.

$S_{i,d}^{TRAR}$ Saídas de gás natural no terminal de GNL em kWh do agente de mercado *i*, no dia gás *d*.

DM_d^{TRAR} Diferenças de medição no terminal de GNL, no dia gás *d*.

d Dias relativos ao período a que reportam as diferenças de medição sujeitas ao procedimento de repartição.

PROCEDIMENTO N.º 11
APURAMENTO DE DESVIOS E AJUSTAMENTO NO DIA *D*+1

1 OBJETIVO E ÂMBITO

O presente procedimento define as metodologias aplicáveis ao apuramento dos desvios e ajustamentos diários relativamente a consumos com medição intradiária (MI) e consumos com medição não diária (MND), respetivamente, reportados ao dia gás *d*, que deverão ser compensados durante o dia gás *d*+1.

Este procedimento considera:

a) Os desvios dos pontos de consumo com MI, abastecidos em alta pressão a partir da RNTGN, determinados no dia seguinte ao dia gás (*d*+1) e que correspondem à diferença entre os consumos reais contabilizados após a última atualização intradiária e as quantidades confirmadas para o mesmo período.

b) O ajustamento aplicável aos consumos MND, agregados por carteira de compensação de cada agente de mercado devidamente ajustados ao referencial de saída da RNTGN, o qual representa uma primeira aproximação das previsões de consumos com MND das carteiras de compensação dos agentes de mercado aos consumos reais deste segmento de consumidores.

O presente Procedimento aplica-se às seguintes entidades:

- Operador da rede de transporte na sua atividade de gestão técnica global do SNGN;
- Agentes de mercado.

2 APURAMENTO DO DESVIO DIARIO DOS CONSUMOS COM MEDIÇÃO INTRADIÁRIA

São atribuídos aos agentes de mercado, como consumos com MI no dia gás *d,* as quantidades que resultam da aplicação das seguintes fórmulas:

$$W_{i,d}^{S,RNTGN,AP,atrib.}\Big|_{MI} = W_{i,d}^{S,RNTGN,AP}\Big|_{22:00,MI}^{05:00} + W_{i,d}^{S,RNTGN,AP,conf.}\Big|_{05:00,MI}^{22:00}$$

em que:

$W_{i,d}^{S,RNTGN,AP,atrib.}\Big|_{MI}$ Quantidade de gás natural em kWh, atribuída aos consumos com medição intradiária (MI) da carteira de compensação do agente de mercado *i*, no dia gás *d.*

$W_{i,d}^{S,RNTGN,AP}\Big|_{22:00,MI}^{05:00}$ Quantidade de gás natural em kWh, medida no intervalo de tempo entre o início do dia gás *d* e as 22:00h, referente aos consumos com medição intradiária (MI), integrados na carteira de compensação do agente de mercado *i*.

$W_{i,d}^{S,RNTGN,AP,conf.}\Big|_{22:00,MI}^{05:00}$ Quantidade de gás natural em kWh, confirmada para o intervalo de tempo entre as 22:00h e o termo do dia gás *d*, referente aos consumos com medição intradiária (MI), integrados na carteira de compensação do agente de mercado *i*.

Esta metodologia gera um desvio face aos consumos reais que resulta do facto de, no período entre as 22:00h e o termo do dia gás, as quantidades atribuídas são as quantidades confirmadas.

No dia gás *d*+1 é apurado este desvio com base na seguinte metodologia:

a) Determinam-se os desvios por ponto de consumo de acordo com a seguinte fórmula:

$$D_{i,n,d}^{S,RNTGN,AP}\Big|_{05:00,MI}^{22:00} = W_{i,n,d}^{S,RNTGN,AP}\Big|_{05:00,MI}^{22:00} - W_{i,n,d}^{S,RNTGN,AP,conf.}\Big|_{05:00,MI}^{22:00}$$

em que:

$D_{i,n,d}^{S,RNTGN,AP}\Big|_{05:00,MI}^{22:00}$ Desvio em kWh entre os fluxos de gás medidos e as quantidades confirmadas, no intervalo de tempo entre as 22:00h e o termo do dia gás *d*, referente ao ponto de consumo *n* com medição intradiária (MI), integrado na carteira de compensação do agente de mercado *i*.

$W_{i,n,d}^{S,RNTGN,AP}\Big|_{05:00,MI}^{22:00}$ Quantidade de gás natural em kWh, medida no intervalo de tempo entre as 22:00h e o termo do dia gás *d*, no ponto de consumo *n* com medição intradiária (MI), integrado na carteira de compensação do agente de mercado *i*.

$W_{i,n,d}^{S,RNTGN,AP,conf.}\Big|_{05:00,MI}^{22:00}$ Quantidade de gás natural em kWh, confirmada para o intervalo de tempo entre as 22:00h e o termo do dia gás *d*, no ponto de consumo *n* com medição intradiária (MI), integrado na carteira de compensação do agente de mercado *i*.

b) O desvio diário acumulado do agente de mercado no dia gás *d*, relativo a consumos com MI, equivale à agregação da sua carteira de compensação, de acordo com a seguinte fórmula:

$$D_{i,d}^{S,RNTGN,AP}\Big|_{22:00,MI}^{05:00} = \sum_{n} D_{i,n,d}^{S,RNTGN,AP}\Big|_{22:00,MI}^{05:00}$$

em que:

$D_{i,d}^{S,RNTGN,AP}\Big|_{05:00,MI}^{22:00}$ Desvio em kWh entre os fluxos de gás medidos e as quantidades confirmadas, no intervalo de tempo entre as 22:00h e o termo do dia gás *d*, referente aos consumos com medição intradiária (MI), integrados na carteira de compensação do agente de mercado *i*.

$D_{i,n,d}^{S,RNTGN,AP}\Big|_{05:00,MI}^{22:00}$ Desvio em kWh entre os fluxos de gás medidos e as quantidades confirmadas, no intervalo de tempo entre as 22:00h e o termo do dia gás *d*, referente ao ponto de consumo *n* com medição intradiária (MI), integrado na carteira de compensação do agente de mercado *i*.

3 APURAMENTO DO AJUSTAMENTO DIARIO DOS CONSUMOS COM MEDIÇÃO NÃO DIÁRIA

De acordo com o Procedimento nº 13 – *Apuramento de Desequilíbrios Diários*, para efeitos do apuramento do desequilíbrio diário inicial e desequilíbrio diário final, são atribuídos aos agentes de mercado, como consumos com MND no dia gás *d,* as quantidades previstas no dia gás *d*-1 para esse dia gás *d*.

Por outro lado, a metodologia estabelecida no Procedimento nº 9 – *Repartições* determina as repartições das quantidades de energia fornecidas às redes de distribuição através da RNTGN, discriminando os consumos com MND das carteiras de compensação agentes de mercado. Assim, de acordo com 3.3 d) do referido Procedimento, os consumos com MND das carteiras de compensação dos agentes de mercado obtêm-se por ajustamento das previsões do dia *d*-1 às quantidades apuradas nas GRMS.

Como forma de aproximar a compensação da RNTGN às quantidades reais veiculadas na rede de transporte (e rede de distribuição) é apurada uma quantidade de ajustamento no dia *d*+1 que anula esta diferença e que deverá ser compensada nesse dia gás *d*+1.

No dia gás *d*+1, é apurado este ajustamento com base na seguinte metodologia:

a) Agregam-se as quantidades referentes aos consumos com MND das carteiras de compensação de cada agente de mercado, determinadas para cada rede de distribuição *k* de acordo com 3.3d) do Procedimento nº 9 – *Repartições*, de forma a considerar a totalidade da RNDGN compensada a partir da RNTGN. Aplicam-se as seguintes fórmulas:

$$W_{i,d}^{S,RNTGN,RNDGN}\Big|_{MND} = \sum_{RD} W_{i,d}^{S,RNTGN,RD}\Big|_{MND}$$

$$W_{i,d}^{S,RNTGN,RD}\Big|_{MND} = \sum_{k} W_{i,d}^{S,RNTGN,RDk}\Big|_{MND}$$

em que:

$W_{i,d}^{S,RNTGN,RNDGN}\Big|_{MND}$ Quantidade de gás natural em kWh, referente ao fornecimento das redes de distribuição ligadas à RNTGN, relativa a consumos com medição não diária (MND) integrados na carteira de compensação do agente de mercado *i*, para o dia gás *d*.

$W_{i,d}^{S,RNTGN,RD}\Big|_{MND}$ Quantidade de gás natural em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição de um ORD através da RNTGN, relativa a consumos com medição não diária (MND) associados a essa rede de distribuição integrados na carteira de compensação do agente de mercado *i*, para o dia gás *d*.

$W_{i,d}^{S,RNTGN,RDk}\Big|_{MND}$ Quantidade de gás natural em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição *k* através da RNTGN, relativa aos consumos com medição não diária (MND) associados à rede de distribuição *k* integrados na carteira de compensação do agente de mercado *i*, para o dia gás *d,* ajustada às quantidades apuradas nas GRMS.

b) O ajustamento diário do agente de mercado para o dia gás *d*, relativamente aos consumos com MND, corresponde à diferença entre as quantidades agregadas apuradas em a) e as quantidades atribuídas aos consumos com MND no dia gás *d* apuradas de acordo com o ponto 6 do Procedimento nº 6 - *Prestação de Informação no dia d-1*, de acordo com a fórmula seguinte:

$$Aj_{i,d}^{Corr.MND}\Big|_{d+1}^{d} = W_{i,d}^{S,RNTGN,RNDGN}\Big|_{MND} - W_{i,d}^{S,RNTGN,RNDGN,atrib.}\Big|_{MND}$$

em que:

$Aj_{i,d}^{Corr.MND}\Big|_{d+1}^{d}$ Ajustamento para o dia *d*, aplicável no dia gás *d*+1 ao agente de mercado *i*, referente ao ajustamento dos consumos com MND às quantidades veiculadas nas interfaces entre a RNDGN e a RNTGN.

$W_{i,d}^{S,RNTGN,RNDGN}\Big|_{MND}$ Quantidade de gás natural em kWh, referente ao fornecimento das redes de distribuição ligadas à RNTGN, relativa a consumos com medição não diária (MND) integrados na carteira de compensação do agente de mercado *i*, para o dia gás *d*

$W_{i,d}^{S,RNTGN,RNDGN,atrib.}\Big|_{MND}$ Quantidade de gás natural em kWh, atribuída aos consumos com medição não diária (MND) da carteira de compensação do agente de mercado *i*, no dia gás *d*.

4 PRESTAÇÃO DE INFORMAÇÃO DE DESVIOS E AJUSTAMENTOS AOS AGENTES DE MERCADO

No dia seguinte ao dia gás (*d*+1), até às 13:00h, o GTG disponibilizará aos agentes de mercado as quantidades apuradas para os desvios e ajustamentos diários relativamente aos consumos com medição intradiária (MI) e consumos com medição não diária (MND), respetivamente, devendo os agentes de mercado considerá-las nas renomeações do dia *d*+1.

PROCEDIMENTO N.º 12
APURAMENTO DE AJUSTAMENTOS À REPARTIÇÃO MENSAL

1 OBJETIVO E ÂMBITO

O presente procedimento tem como objetivo definir a metodologia aplicável aos acertos às repartições mensais na RNDGN, tendo em vista o ajustamento das previsões dos consumos com medição não diária e a correção de eventuais estimativas dos consumos com medição diária, face a leituras reais.

O presente procedimento aplica-se às seguintes entidades:

- Operador da rede de transporte na sua atividade de gestão técnica global do SNGN;
- Operadores das redes de distribuição (ORD);
- Agentes de mercado.

2 PROCESSOS E CRITÉRIOS PARA A REALIZAÇÃO DOS ACERTOS MENSAIS

O processo de repartições dos consumos com medição não diária é baseado em perfis de consumo, ajustados diariamente aos fluxos reais das GRMS, conforme estabelecido no Procedimento nº 9 – *Repartições.* Este procedimento está sujeito a erros intrínsecos às metodologias de estimativa que, *a posteriori*, obrigam a correções que devem ter reflexos no *Virtual Trading Point* (VTP), ou seja, as correções a jusante da RNTGN devem ser refletidas no VTP.

A metodologia aplicável aos acertos das repartições mensais na RNDGN abrange um horizonte temporal que não se esgota no mês em causa, sendo que os ajustamentos resultam de leituras reais definitivas e, também, leituras estimadas. A correção das repartições mensais na RNDGN é um processo aplicado de forma sucessiva, no qual o ajustamento não elimina integralmente os erros de estimativa mas aproxima as repartições na RNDGN à melhor informação dos ORDs relativamente as quantidades veiculadas nas suas redes.

Por outro lado, os acertos nas repartições mensais da RNDGN devem também ajustar eventuais estimativas de consumos com medição diária às leituras reais, caso essas leituras tenham sido apuradas pelos ORDs após o termo do prazo de comunicação dos consumos com medição diária ao GTG, definido no Procedimento n.º 9 – *Repartições*.

As metodologias aplicáveis ao apuramento de leituras reais, bem como os modelos de estimativa relativos a consumos com medição diária e medição não diária, são matéria do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados, pelo que o presente procedimento não estabelece a forma como é adquirida e

tratada a informação que permite aos ORDs submeter ao GTG os acertos às repartições mensais nas respetivas redes de distribuição.

O presente procedimento contempla a forma de comunicação e repercussão desses acertos no VTP, permitindo que os agentes de mercado ajustem as suas posições na zona de balanço (virtualmente materializada no VTP), de uma forma objetiva e transparente.

3 APURAMENTO DAS REPARTIÇÕES MENSAIS NA RNDGN POR PARTE DO GTG

Uma vez concluído o mês *M* o GTG deverá agregar as repartições diárias dos agentes de mercado na RNDGN, individualizando as redes a jusante de cada GRMS (*RDk*), bem como a agregação das repartições nas redes de distribuição a jusante das GRMS que fornecem cada concessão (*RD*). Devem ainda ser consideradas as situações em que haja transferência de custódia de gás entre dois operadores de redes de distribuição.

O procedimento de apuramento das repartições mensais na RNDGN (agregação das repartições diárias) é descrito pelas seguintes expressões:

$$W_{i,M}^{S,RNTGN,RDk} = \sum_{d} W_{i,d}^{S,RNTGN,RDk}\Big|_{MND} + \sum_{d} W_{i,d}^{S,RNTGN,RDk}\Big|_{MD}$$

$$W_{i,M}^{S,RNTGN,RD} = \sum_{k} W_{i,M}^{S,RNTGN,RDk}$$

$$W_{M}^{S,RNTGN,RDk} = \sum_{i} W_{i,M}^{S,RNTGN,RDk}$$

$$W_{M}^{S,RNTGN,RD} = \sum_{k} W_{M}^{S,RNTGN,RDk}$$

em que:

$W_{i,M}^{S,RNTGN,RDk}$ Quantidade de gás natural em kWh/dia, referente ao fornecimento da rede de distribuição *k* através da RNTGN, atribuída à carteira de compensação do agente de mercado *i*, para o mês *M*.

$W_{i,d}^{S,RNTGN,RDk}\Big|_{MND}$ Quantidade de gás natural em kWh/dia, referente ao fornecimento da rede de distribuição *k* através da RNTGN, atribuída aos consumos com medição não diária associados à rede de distribuição *k* integrados na carteira de compensação do agente de mercado *i*, para o dia gás *d*.

$W_{i,d}^{S,RNTGN,RDk}\Big|_{MD}$ Quantidade de gás natural em kWh/dia, referente ao fornecimento da rede de distribuição *k* através da RNTGN, atribuída aos consumos com medição diária associados à rede de distribuição *k* integrados na carteira de compensação do agente de mercado *i*, para o dia gás *d*.

$W_{i,M}^{S,RNTGN,RD}$ Quantidade de gás natural em kWh/dia, referente ao fornecimento da rede de distribuição de um ORD através da RNTGN, atribuída à carteira de compensação do agente de mercado *i*, para o mês *M*.

$W_{M}^{S,RNTGN,RDk}$ Quantidade de gás natural em kWh/dia, referente ao fornecimento da rede de distribuição *k* através da RNTGN, para o mês *M*.

$W_{M}^{S,RNTGN,RD}$ Quantidade de gás natural em kWh/dia, referente ao fornecimento da rede de distribuição de um ORD através da RNTGN, para o mês *M*.

4 COMUNICAÇÃO DOS ACERTOS ÀS REPARTIÇÕES MENSAIS NA RNDGN POR PARTE DOS ORD AO GTG

Compete aos ORDs, respeitando o estabelecido no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados e nas condições gerais dos contratos de uso das redes de distribuição, apurar os valores corrigidos das repartições mensais na RNDGN.

Até às 12:00h do 3º dia útil do mês seguinte ao mês em referência (*M*+1), os ORDs deverão disponibilizar ao GTG a seguinte informação:

- Por cadeia de medida e agente de mercado, as atualizações e/ou substituições das estimativas, anteriormente comunicadas no dia *d*+1 do mês em causa, por leituras reais, entretanto obtidas, e relativas aos consumos com medição diária (MD), incluindo a aplicação dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos;

- Por GRMS e agente de mercado, as correções às repartições dos consumos com medição não diária (MND), incluindo a aplicação dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos.

Caso os ORD apurem falta ou excesso de gás natural a jusante das GRMS, não atribuível de forma explícita e clara aos agentes de mercado, estas quantidades devem ser atribuídas à movimentação do gás de operação. A reposição do gás de operação, bem como os eventuais custos ou proveitos que lhes sejam inerentes, são matéria do Procedimento n.º 15 – *Encargos de Neutralidade*.

Os ORDs, ao determinar os valores corrigidos das repartições mensais na RNDGN, devem garantir que as quantidades entregues pela RNTGN nas suas redes de distribuição, para o mês *M*, são integralmente atribuídas, respeitando as expressões seguintes:

$$W_M^{S,RNTGN,RDk} = \sum_i W_{i,M}^{S,RNTGN,RDk,Corr.} + W_{GO,M}^{S,RNTGN,RDk}$$

$$W_M^{S,RNTGN,RD} = \sum_i W_{i,M}^{S,RNTGN,RD,Corr.} + W_{GO,M}^{S,RNTGN,RD}$$

em que:

$W_M^{S,RNTGN,RDk}$ Quantidade de gás natural em kWh/dia, referente ao fornecimento da rede de distribuição *k* através da RNTGN, para o mês *M*.

$W_{i,M}^{S,RNTGN,RDk,Corr.}$ Quantidade de gás natural em kWh/dia, referente ao fornecimento da rede de distribuição *k* através da RNTGN, referente à carteira de compensação do agente de mercado *i*, corrigida para o mês *M*.

$W_{GO,M}^{S,RNTGN,RDk}$ Quantidade de gás natural em kWh/dia, referente ao fornecimento da rede de distribuição *k* através da RNTGN, atribuída à movimentação do gás de operação, para o mês *M*.

$W_M^{S,RNTGN,RD}$ Quantidade de gás natural em kWh/dia, referente ao fornecimento da rede de distribuição de um ORD através da RNTGN, para o mês *M*.

$W_{i,M}^{S,RNTGN,RD,Corr.}$ Quantidade de gás natural em kWh/dia, referente ao fornecimento da rede de distribuição de um ORD através da RNTGN, referente à carteira de compensação do agente de mercado *i*, corrigida para o mês *M*.

$W_{GO,M}^{S,RNTGN,RD}$ Quantidade de gás natural em kWh/dia, referente ao fornecimento da rede de distribuição de um ORD através da RNTGN, atribuída à movimentação do gás de operação, para o mês *M*.

5 METODOLOGIA DE REAJUSTAMENTO DAS POSIÇÕES DOS AGENTES DE MERCADO NA ZONA DE BALANÇO (VTP)

O apuramento dos valores corrigidos das repartições diárias na RNDGN, a sua repercussão no VTP, obriga ao reajustamento das posições dos agentes de mercado.

Por forma a minimizar eventuais encargos com o acesso às infraestruturas do SNGN, em particular à RNTGN, o reajustamento das posições dos agentes de mercado no VTP deverá ser realizado de forma plana ao longo do mês *M*+2.

Tendo em conta o exposto, o reajustamento concretiza-se por apuramento de uma quantidade de ajustamento diária associada às correções das repartições na RNDGN do mês *M*, aplicável de forma igual em todos os dias do mês *M*+2, de acordo com a seguinte expressão:

$$Aj_{i,d}^{Corr.RD}\Big|_{M+2}^{M} = \frac{W_{i,M}^{S,RNTGN,RD} - W_{i,M}^{S,RNTGN,RD,Corr.}}{N_{M+2}}$$

em que:

$Aj_{i,d}^{Corr.RD}\Big|_{M+2}^{M}$ Ajustamento para o dia *d*, aplicável em todos os dias do mês *M*+2 ao agente de mercado *i*, referente à correção da repartição mensal da rede de distribuição de um ORD reportada ao mês *M.*

$W_{i,M}^{S,RNTGN,RD,Corr.}$ Quantidade de gás natural em kWh/dia, referente ao fornecimento da rede de distribuição de um ORD através da RNTGN, referente à carteira de compensação do agente de mercado *i*, corrigida para o mês *M*.

$W_{i,M}^{S,RNTGN,RD}$ Quantidade de gás natural em kWh/dia, referente ao fornecimento da rede de distribuição de um ORD através da RNTGN, atribuída à carteira de compensação do agente de mercado *i*, para o mês *M*.

N_{M+2} Número de dias do mês *M*+2.

A mobilização do gás de operação, a ocorrer, também deverá ocorrer de forma plana ao longo do mês *M*+2, salvaguardando que a RNTGN se encontra permanentemente balanceada, de acordo com a seguinte expressão:

$$Aj_{GO,d}^{Corr.RD}\Big|_{M+2}^{M} = \frac{W_{GO,M}^{S,RNTGN,RD}}{N_{M+2}}$$

em que:

$Aj_{GO,d}^{Corr.RD}\Big|_{M+2}^{M}$ Ajustamento para o dia *d*, aplicável em todos os dias do mês *M*+2, à movimentação do gás de operação, referente à correção das repartições diárias da rede de distribuição de um ORD reportada ao mês *M.*

$W_{GO,M}^{S,RNTGN,RD}$ Quantidade de gás natural em kWh/dia, referente ao fornecimento da rede de distribuição de um ORD através da RNTGN, atribuída à movimentação do gás de operação, para o mês *M*.

N_{M+2} Número de dias do mês *M*+2.

6 COMUNICAÇÃO DAS QUANTIDADES DE REAJUSTAMENTO REFERENTES AOS ACERTOS ÀS REPARTIÇÕES MENSAIS NA RNDGN

Compete aos GTG apurar as quantidades de reajustamento referentes aos acertos às repartições mensais na RNDGN.

O GTG deve detalhar as quantidades de reajustamento referentes aos acertos às repartições mensais na RNDGN por ORD (*RD*) e o total para a RNDGN fornecida a partir da RNTGN.

Relativamente ao total para a RNDGN fornecida a partir da RNTGN aplica-se a seguinte expressão:

$$Aj_{i,d}^{Corr.RNDGN}\Big|_{M+2}^{M} = \sum_{RD} Aj_{i,d}^{Corr.RD}\Big|_{M+2}^{M}$$

em que

$Aj_{i,d}^{Corr.RNDGN}\Big|_{M+2}^{M}$ Ajustamento para o dia *d*, aplicável em todos os dias do mês *M*+2 ao agente de mercado *i*, referente à correção da repartição mensal das redes de distribuição ligadas à RNTGN, reportada ao mês *M.*

$Aj_{i,d}^{Corr.RD}\Big|_{M+2}^{M}$ Ajustamento para o dia *d*, aplicável em todos os dias do mês *M*+2 ao agente de mercado *i*, referente à correção da repartição mensal da rede de distribuição de um ORD reportada ao mês *M.*

Igualmente, para o gás de operação aplica-se a seguinte expressão:

$$Aj_{GO,d}^{Corr.RNDGN}\Big|_{M+2}^{M} = \sum_{RD} Aj_{GO,d}^{Corr.RD}\Big|_{M+2}^{M}$$

em que

$Aj_{GO,d}^{Corr.RNDGN}\Big|_{M+2}^{M}$ Ajustamento para o dia *d*, aplicável em todos os dias do mês *M*+2, à movimentação do gás de operação, referente à correção da repartição mensal das redes de distribuição ligadas à RNTGN, reportada ao mês *M.*

$Aj_{GO,d}^{Corr.RD}\Big|_{M+2}^{M}$ Ajustamento para o dia *d*, aplicável em todos os dias do mês *M*+2, à movimentação do gás de operação, referente à correção da repartição mensal da rede de distribuição de um ORD reportada ao mês *M.*

Os ajustamentos são positivos ou negativos caso um agente de mercado tenha gás a receber ou a entregar no VTP.

As quantidades de reajustamento referentes aos acertos às repartições mensais na RNDGN devem ser comunicadas aos agentes de mercado até às 17:00h do décimo segundo dia de calendário do mês *M*+1.

PROCEDIMENTO N.º 13
APURAMENTO DE DESEQUILIBRIOS DIÁRIOS

1 OBJETIVO E ÂMBITO

O presente procedimento tem como objetivo definir a metodologia aplicável à determinação do desequilíbrio diário inicial e desequilíbrio diário final, bem como a modalidade de prestação de informação do GTG aos agentes de mercado relativamente a desequilíbrios.

O presente procedimento aplica-se às seguintes entidades:

- Operador da rede de transporte na sua atividade de gestão técnica global do SNGN;
- Agentes de mercado.

2 PROCESSOS E CRITÉRIOS PARA O APURAMENTO DE DESEQUILIBRIOS

O procedimento para o apuramento de desequilíbrios é baseado nas regras e princípios estabelecidos no código de rede para a compensação das redes de transporte de gás, designadamente o Regulamento (UE) nº 312/2014, de 26 de março, e no Regulamento de Operação das Infraestruturas (ROI).

Assim, o apuramento de desequilíbrios individuais dos agentes de mercado resulta da diferença entre os fornecimentos e os consumos da RNTGN, sendo os consumos devidamente ajustados para perdas e autoconsumos nas redes de transporte e distribuição.

Para além de consumos e fornecimentos, a determinação de desequilíbrios também integra um termo de correções das estimativa dos consumos com medição diária (MD), nos casos em que os ORD não tenham obtido no final do dia gás leituras dos equipamentos de medição instalados, e, mais concretamente, se aproximem as previsões dos consumos com medição não diária (MND) aos consumos reais apurados à *posteriori* no decurso dos ciclos de leitura.

A metodologia de apuramento pode ainda considerar uma parcela relativa a um serviço de flexibilidade do *linepack* o qual terá de ser contratado voluntariamente pelos agentes de mercado ao GTG, conforme descrito no Procedimento nº 5 – *Serviço de Flexibilidade de Linepack.*

O presente procedimento distingue o apuramento do desequilíbrio *base* e o do desequilíbrio com subscrição de flexibilidade de *linepack.*

São ainda previstos os desequilíbrios diários iniciais e os desequilíbrios diários finais, sendo que os iniciais se determinam com os dados disponíveis ao GTG no dia gás *d*+1 e os finais, apurados no início do mês

seguinte (*M*+1) ao mês onde ocorreu o desequilíbrio, passam a integrar a correção de eventuais erros de estimativa de consumos com MD verificados no dia gás *d*.

3 DESEQUILIBRIO DIÁRIO BASE

O desequilíbrio diário base é determinado de acordo com as seguintes fórmulas:

$$Des._{i,d} = Fornecimentos_{i,d} - Consumos_{i,d} + Ajustamentos_{i,d}$$

$$Fornecimentos_{i,d} = Tr_{i,d}^{E,RNTGN} + W_{i,d}^{E,RNTGN,IP} + W_{i,d}^{E,RNTGN,TRAR} + W_{i,d}^{E,RNTGN,AS}$$

$$Consumos_{i,d} = Tr_{i,d}^{S,RNTGN} + W_{i,d}^{S,RNTGN,IP} + W_{i,d}^{S,RNTGN,TRAR} + W_{i,d}^{S,RNTGN,AS} + (1+\gamma_{RAP}) \times$$

$$\times \left(W_{i,d}^{S,RNTGN,RNDGN,atrib.}\Big|_{MND} + W_{i,d}^{S,RNTGN,RNDGN,atrib.}\Big|_{MD} + W_{i,d}^{S,RNTGN,AP,atrib.}\Big|_{MI} + D_{i,d-1}^{S,RNTGN,AP}\Big|_{05:00,MI}^{22:00} \right)$$

$$Ajustamentos_{i,d} = Aj_{i,d-1}^{Corr.MND}\Big|_{d}^{d-1} + Aj_{i,d}^{Corr.RNDGN}\Big|_{M}^{M-2}$$

em que:

$Des._{i,d}$	Desequilíbrio individual do agente de mercado *i*, no dia gás *d.*
$Fornecimentos_{i,d}$	Fornecimentos à RNTGN do agente de mercado *i*, no dia gás *d.*
$Consumos_{i,d}$	Consumos da RNTGN do agente de mercado *i*, no dia gás *d.*
$Ajustamentos_{i,d}$	Ajustamentos no VTP do agente de mercado *i*, no dia gás *d.*
$Tr_{i,d}^{E,RNTGN}$	Transações de aquisição de gás natural no VTP em KWh do agente de mercado *i*, efetuadas no dia gás *d*.
$Tr_{i,d}^{S,RNTGN}$	Transações de alienação de gás natural no VTP em KWh do agente de mercado *i*, efetuadas no dia gás *d*.
$W_{i,d}^{E,RNTGN,IP}$	Quantidade de gás natural em kWh referente ao fornecimento da RNTGN através das interligações, relativa ao agente de mercado *i*, no dia gás *d*.

$W_{i,d}^{S,RNTGN,IP}$ Quantidade de gás natural em kWh referente à saída da RNTGN através das interligações, relativa ao agente de mercado *i*, no dia gás *d*.

$W_{i,d}^{S,RNTGN,IP,conf.}$ Quantidade de gás natural em kWh confirmada ao agente de mercado *i* para a saída da RNTGN através das interligaç*ões*, para o dia gás *d*.

$W_{i,d}^{E,RNTGN,TRAR}$ Quantidade de gás natural em kWh referente ao fornecimento da RNTGN através do terminal de GNL, relativa ao agente de mercado *i*, no dia gás *d*.

$W_{i,d}^{S,RNTGN,TRAR}$ Quantidade de gás natural em kWh referente ao fornecimento do terminal de GNL a partir da RNTGN (em contra fluxo), relativa ao agente de mercado *i*, no dia gás *d*.

$W_{i,d}^{E,RNTGN,AS}$ Quantidade de gás natural em kWh referente ao fornecimento da RNTGN através do armazenamento subterrâneo de gás natural, relativa ao agente de mercado *i*, no dia gás *d*.

$W_{i,d}^{S,RNTGN,AS}$ Quantidade de gás natural em kWh referente ao fornecimento do armazenamento subterrâneo de gás natural a partir da RNTGN, relativa ao agente de mercado *i*, no dia gás *d*.

$W_{i,d}^{S,RNTGN,RNDGN,atrib.}\Big|_{MND}$ Quantidade de gás natural em kWh, atribuída aos consumos com medição não diária (MND) da carteira de compensação do agente de mercado *i*, no dia gás *d*, incluindo a aplicação dos respetivos fatores de ajustamento de perdas e autoconsumos.

$W_{i,d}^{S,RNTGN,RNDGN,atrib.}\Big|_{MD}$ Quantidade de gás natural em kWh, atribuída aos consumos com medição diária (MD) da carteira de compensação do agente de mercado *i*, no dia gás *d*, incluindo a aplicação dos respetivos fatores de ajustamento de perdas e autoconsumos.

$W_{i,d}^{S,RNTGN,AP,atrib.}\Big|_{MI}$ Quantidade de gás natural em kWh, atribuída aos consumos com medição intradiária (MI) da carteira de compensação do agente de mercado *i*, no dia gás *d.*

$D_{i,d-1}^{S,RNTGN,AP}\Big|_{05:00,MI}^{22:00}$ Desvio em kWh entre os fluxos de gás medidos e as quantidades confirmadas, no intervalo de tempo entre as 22:00h e o termo do dia gás *d*-1, referente aos consumos com medição intradiária (MI), integrados na carteira de compensação do agente de mercado *i*.

$Aj_{i,d-1}^{Corr.MND}\Big|_{d}^{d-1}$ Ajustamento relativo ao dia gás *d*-1, aplicável no dia gás *d* ao agente de mercado *i*, referente ao ajustamento dos consumos com MND às quantidades veiculadas nas interfaces entre a RNDGN e a RNTGN.

$Aj_{i,d}^{Corr.RNDGN}\Big|_{M}^{M-2}$ Ajustamento para o dia *d*, aplicável em todos os dias do mês *M* ao agente de mercado *i*, referente à correção da repartição mensal das redes de distribuição ligadas à RNTGN, reportada ao mês *M*-2.

γ_{RAP} Fator de ajustamento para perdas e autoconsumos relativo à rede de transporte em alta pressão (AP).

4 DESEQUILIBRIO DIÁRIO COM SUBSCRIÇÃO DE FLEXIBILIDADE DE *LINEPACK*

O desequilíbrio diário com subscrição de flexibilidade de *linepack* é determinado de acordo com as seguintes fórmulas:

$$Des._{i,d} = Fornecimentos_{i,d} - Consumos_{i,d} + Ajustamentos_{i,d} + Flex.Linepack_{i,d}$$

$$Flex.Linepack_{i,d} = Flex._{i,d} + Flex._{i,d-1}$$

em que:

$Des._{i,d}$ Desequilíbrio individual do agente de mercado *i*, no dia gás *d.*

$Fornecimentos_{i,d}$ Fornecimentos à RNTGN do agente de mercado *i*, no dia gás *d.*

$Consumos_{i,d}$ Consumos da RNTGN do agente de mercado *i*, no dia gás *d.*

$Ajustamentos_{i,d}$ Ajustamentos no VTP do agente de mercado *i*, no dia gás *d.*

$Flex.Linepack_{i,d}$ Termo associado ao serviço de flexibilidade do *Linepack* subscrito pelo agente de mercado *i*, aplicado no dia gás *d*.

$Flex._{i,d}$ Flexibilidade de *Linepack* do agente de mercado *i*, aplicada no dia gás *d*.

$Flex._{i,d-1}$ Flexibilidade de *Linepack* do agente de mercado *i*, aplicada no dia gás *d*-1.

No apuramento do desequilíbrio diário com subscrição de flexibilidade de *linepack*, os termos relativos aos fornecimentos e consumos na RNTGN, bem como os ajustamentos no VTP, são determinados em função das previsões dos consumos com MND, efetuadas no dia *d*-1, e da utilização real das infraestruturas no dia gás *d* (apuradas em momentos distintos).

O termo relativo ao serviço de flexibilidade equivale à soma da flexibilidade aplicada no dia gás *d*-1 $\left(Flex._{i,d-1}\right)$, comunicada pelo GTG aos agentes de mercado no dia *d*, com a flexibilidade aplicada no dia gás *d* $\left(Flex._{i,d}\right)$, cujo valor é determinado por forma a minimizar, em termos absolutos, o desequilíbrio diário individual do dia gás *d.*

Como tal, trata-se de um exercício de otimização, no qual se minimiza uma função objetivo (neste caso o valor absoluto do desequilíbrio diário), estando a flexibilidade aplicada no dia gás *d* $\left(Flex._{i,d}\right)$ limitada a um valor máximo $\left(Flex._{i,d}^{MAX.}\right)$, determinado com base na metodologia de atribuição do serviço de flexibilidade do *linepack*, estabelecido no Procedimento nº 5 – *Serviço de Flexibilidade de Linepack.*

A metodologia descrita para a determinação da flexibilidade aplicada no dia gás *d* $\left(Flex._{i,d}\right)$ traduz-se da seguinte forma:

$$MÍNIMO: \left|Des._{i,d}\right|$$

Sujeito a :

$$Des._{i,d} = Fornecimentos_{i,d} - Consumos_{i,d} + Ajustamentos_{i,d} + Flex.Linepack_{i,d}$$

$$Flex.Linepack_{i,d} = Flex._{i,d} + Flex._{i,d-1}$$

$$-Flex._{i,d}^{MAX.} \leq Flex._{i,d} \leq Flex._{i,d}^{MAX.}$$

em que:

$Des._{i,d}$	Desequilíbrio individual do agente de mercado *i*, no dia gás *d.*
$Fornecimentos_{i,d}$	Fornecimentos à RNTGN do agente de mercado *i*, no dia gás *d.*
$Consumos_{i,d}$	Consumos da RNTGN do agente de mercado *i*, no dia gás *d.*
$Ajustamentos_{i,d}$	Ajustamentos no VTP do agente de mercado *i*, no dia gás *d.*
$Flex.Linepack_{i,d}$	Termo associado ao serviço de flexibilidade do *Linepack* subscrito pelo agente de mercado *i*, aplicado no dia gás *d*.
$Flex._{i,d}$	Flexibilidade de *Linepack* do agente de mercado *i*, aplicada no dia gás *d*.
$Flex._{i,d-1}$	Flexibilidade de *Linepack* do agente de mercado *i*, aplicada no dia gás *d*-1.

$Flex._{i,d}^{MAX.}$ Flexibilidade de *Linepack* máxima aplicável nos termos do contrato de subscrição do serviço ao agente de mercado *i*, no dia gás *d*.

5 DESEQUILIBRIO DIÁRIO INICIAL E DESEQUILIBRIO DIARIO FINAL

O desequilíbrio diário inicial deve ser comunicado pelo GTG aos agentes de mercado, até ao final do dia d+1, sendo apurado com o recurso aos dados mais fiáveis disponíveis nesse dia.

O desequilíbrio diário final deve ser comunicado pelo GTG aos agentes de mercado, até às 13:00h do quarto dia útil do mês seguinte (*M*+1) ao mês onde ocorreu o dia gás referente ao desequilíbrio apurado. O desequilíbrio diário final passa a integrar a correção de eventuais erros de estimativa de consumos com MD verificados no dia gás *d.*

Os encargos de compensação diários, apurados de acordo com o Procedimento nº 14 – *Encargos de Compensação Diária*, levam em linha de conta os desequilíbrios diários finais.

PROCEDIMENTO N.º 14
PREÇOS DE DESEQUILÍBRIO DIARIOS, ENCARGOS DE COMPENSAÇÃO DIÁRIOS E PROCESSO DE CONCILIAÇÃO

1 OBJETIVO E ÂMBITO

O presente procedimento tem como objetivo definir a metodologia aplicável à determinação dos preços dos desequilíbrios diários, dos encargos de compensação diários resultantes da liquidação dos desequilíbrios bem como à determinação dos pagamentos e recebimentos relativos ao processo de conciliação a realizar após o apuramento dos desequilíbrios.

O presente procedimento aplica-se às seguintes entidades:

- Operador da rede de transporte na sua atividade de gestão técnica global do SNGN;
- Agentes de mercado;
- Operadores de mercado.

2 PROCEDIMENTO PARA O APURAMENTO DOS PREÇOS DE DESEQUILÍBRIO DIÁRIOS

O procedimento para o apuramento dos preços de desequilíbrio diários dos agentes é baseado nas regras e princípios estabelecidos no Regulamento (UE) nº 312/2014, de 26 de março, que institui um código de rede para a compensação das redes de transporte de gás.

O apuramento do preço dos desequilíbrios individuais dos agentes de mercado depende do sentido do desequilíbrio do agente. Para os desequilíbrios por excesso, em que um agente de mercado regista entradas superiores às saídas, é definido um preço marginal de venda apurado como o mínimo entre o preço mais baixo de qualquer venda de produtos de título em que o operador da rede de transporte esteja envolvido no dia de gás d e o preço médio ponderado do gás no dia de gás d, nos termos do ponto seguinte, subtraído de um pequeno ajuste. Para os desequilíbrios por defeito, em que um agente de mercado regista entradas inferiores às saídas, é definido um preço marginal de compra apurado como o máximo entre o preço mais alto de qualquer compra de produtos de título em que o operador da rede de transporte esteja envolvido no dia de gás d e o preço médio ponderado do gás no dia de gás d, nos termos do ponto seguinte, adicionado de um pequeno ajuste.

O presente procedimento define ainda o processo determinação dos encargos de compensação diários, relativo à liquidação dos desequilíbrios diários, bem como o processo relativo às conciliações financeiras de cada agente de mercado. Os valores dos desequilíbrios e dos preços de desequilíbrio serão apurados diariamente no dia de gás seguinte. Os valores definitivos das conciliações financeiras são apurados até ao final do sexto mês seguinte ao dia gás d.

3 PREÇOS DE DESEQUILÍBRIO DIÁRIOS

Para que seja possível ao GTG proceder ao apuramento dos preços dos desequilíbrios os operadores de mercado devem enviar ao GTG os dados necessários ao apuramento dos mesmos.

4 PREÇO MÉDIO PONDERADO DO GÁS

O preço médio ponderado do gás em cada dia de gás d será calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$PMP_d = \frac{\sum_{i=1}^{n}(P_{i,d} * E_{i,d})}{\sum_{i=1}^{n} E_{i,d}}$$

em que:

PMP_d	Preço médio ponderado do gás do dia de gás d
d	Dia de gás
n	Número de transações de produtos de gás natural para entrega no VTP no dia de gás d, no mercado organizado de gás natural.
$P_{i,d}$	Preço da transação i de produtos de gás natural para entrega no VTP no dia de gás d, expresso em €/MWh com duas casas decimais, no mercado organizado de gás natural.
$E_{i,d}$	Energia da transação i de produtos de gás natural para entrega no VTP no dia de gás d, expressa em MWh, no mercado organizado de gás natural.

5 PREÇO MARGINAL DE VENDA

O preço marginal de venda que se aplicará a todos os desequilíbrios diários por excesso será calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$PMV_d = mínimo(PBVGTG_d; PMP_d * 0.975)$$

Em que:

PMV_d	Preço marginal de venda do dia de gás d

$PBVGTG_d$ O preço mais baixo de qualquer venda de produtos de título em que o operador da rede de transporte esteja envolvido no dia de gás d

Para efeitos do cálculo do PMV_d, quando não seja possível obter um preço médio ponderado devido à inexistência de transações na zona portuguesa o PMP_d será calculado tomando por referência as transações de produtos de gás natural para entrega no *Punto Virtual de Balance* de Espanha no dia de gás d, descontado do valor aplicado à utilização da capacidade de interligação, no mecanismo de atribuição de capacidade implícita, às saídas de Portugal e às entradas em Espanha.

Caso se verifique, por inexistência de transações em Portugal e em Espanha, a impossibilidade de cálculo do PMV_d, aplicar-se-á o PMV_d do dia anterior.

6 PREÇO MARGINAL DE COMPRA

O preço marginal de compra que se aplicará a todos os desequilíbrios diários por defeito será calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$PMC_d = máximo(PACGTG_d; PMP_d * 1.025)$$

Em que:

PMC_d Preço marginal de compra do dia de gás d

$PACGTG_d$ O preço mais alto de qualquer compra de produtos de título em que o operador da rede de transporte esteja envolvido no dia de gás d

Para efeitos do cálculo do PMC_d, quando não seja possível obter um preço médio ponderado devido à inexistência de transações na zona portuguesa o PMC_d será calculado tomando por referência as transações de produtos de gás natural para entrega no *Punto Virtual de Balance* de Espanha no dia gás d, adicionado do valor aplicado à utilização da capacidade de interligação, no mecanismo de atribuição de capacidade implícita, às saídas de Espanha e às entradas em Portugal.

Caso se verifique, por inexistência de transações em Portugal e em Espanha, a impossibilidade de cálculo do PMC_d, aplicar-se-á o PMC_d do dia anterior.

7 APURAMENTO DOS ENCARGOS DE COMPENSAÇÃO DIÁRIOS

No dia seguinte ao dia de gás d o GTG calcula o desequilíbrio diário de cada agente de mercado que será sujeito à liquidação de preços de desequilíbrio, doravante designado $DesL_{i,d}$. O desequilíbrio diário

sujeito à liquidação de preços de desequilíbrio corresponde ao desequilíbrio com subscrição de flexibilidade de *linepack* $Des._{i,d}$, definido no PROCEDIMENTO N.º 13 – APURAMENTO DE DESEQUILIBRIOS DIARIOS, para o dia de gás d, caso o agente tenha subscrito o serviço de flexibilidade de *linepack,* ou o desequilíbrio diário base definido no mesmo Procedimento, caso contrário.

Também no dia seguinte ao dia de gás d, o GTG calcula os preços marginais de compra e de venda aplicáveis no dia de gás d, com base no disposto no ponto 3 deste Procedimento, e informa os agentes de mercado dos mesmos.

No dia seguinte ao dia de gás d, o GTG calcula, com base nos valores dos desequilíbrios e preços marginais apurados, os encargos de compensação diários que correspondem aos montantes de pagamento ou recebimento atribuídos a cada agente de mercado por conta dos desequilíbrios registados no dia de gás d e informa cada agente de mercado desses valores.

Para efeitos da aplicação deste procedimento as grandezas que assumam valores negativos corresponderão a pagamentos do agente de mercado e as grandezas com valor positivo corresponderão a recebimentos por parte do agente de mercado.

Os pagamentos de cada agente de mercado relativos a desequilíbrios por defeito num dia de gás d serão calculados de acordo com a seguinte expressão:

$$PDD_{i,d} = DesL_{\ i,d} * PMC_d$$

em que:

$PDD_{i,d}$ — Pagamentos do desequilíbrio por defeito do agente de mercado i relativo ao dia de gás d.

$DesL_{\ i,d}$ — Desequilíbrio diário do agente de mercado i relativo ao dia de gás d sujeito à liquidação de preços de desequilíbrio.

Os recebimentos de cada agente de mercado relativos a desequilíbrios por excesso num dia de gás d serão calculados de acordo com a seguinte expressão:

$$RDE_{i,d} = DesL_{\ i,d} * PMV_d$$

em que:

$RDE_{i,d}$ — Recebimentos do desequilíbrio por excesso do agente de mercado i relativos ao dia de gás d.

8 APURAMENTO DOS PAGAMENTOS E RECEBIMENTOS RELATIVOS AO PROCESSO DE CONCILIAÇÃO

Após o processo de apuramento dos desequilíbrios deverá ser realizado um processo de conciliação tendo em vista apurar os pagamentos e os recebimentos a realizar por cada agente de mercado para liquidar as diferenças entre os consumos discriminados agregados definitivos de cada agente de mercado no dia de gás d, obtidos de acordo com o estabelecido no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de dados do Setor do Gás Natural e os valores de consumo da carteira de cada agente de mercado que foram tidos em conta no processo de apuramento dos desequilíbrios diários do dia de gás d.

Para efeitos do processo de conciliação, quando não seja possível obter um PMP_d no VTP utilizar-se-á o PMP_d registado no *Punto Virtual de Balance* de Espanha, adicionado do valor aplicado à utilização da capacidade de interligação, no mecanismo de atribuição de capacidade implícita, às saídas de Espanha e às entradas em Portugal. Caso se verifique, por inexistência de transações em Portugal e em Espanha, a impossibilidade de cálculo do PMP_d, aplicar-se-á o PMP_d do dia anterior.

Em relação ao processo de conciliação há que fazer a distinção entre consumos com medição intradiária, com medição diária e com medição não diária.

Consumos com medição intradiária

Em relação a este tipo de consumos, os agentes de mercado, de modo a evitarem desequilíbrios diários, devem fornecer à rede o gás correspondente à soma dos consumos medidos entre as 05:00 e as 22:00 do dia de gás d, das quantidades de consumo confirmadas entre as 22:00 e as 5:00 do dia de gás d e do desvio entre as medições e as quantidades de consumo confirmadas entre as 22:00 e as 05:00 do dia de gás d-1.

A disponibilização de novas medidas ou a correção de medidas existentes após o dia de gás d+1 não é tida em conta no apuramento das quantidades que o agente de mercado deve fornecer para efeitos de cálculo do desequilíbrio pelo que as mesmas devem ser incluídas no processo de conciliação financeira.

Caso o apuramento dos consumos discriminados agregados definitivos com medição intradiária para o dia de gás d resulte em consumos da carteira de um agente de mercado superiores às quantidades que foram tidas em conta no processo de apuramento dos desequilíbrios diários para o dia de gás d, o agente de mercado em causa deve pagar a diferença valorizada ao PMP_d apurado. Caso contrário, o agente de mercado em causa deve receber a diferença valorizada ao PMP_d apurado.

A conciliação financeira relativa aos consumos com medição intradiária deve seguir a seguinte fórmula:

$$CFD_{i,d}(MID) = -(D_{i,d}(MID)|\text{definitivo} - D_{i,d}(MID)|\text{d} + 1) * PMP_d$$

em que:

$CFD_{i,d}(MID)$ Conciliação financeira do agente de mercado i relativa aos consumos com medição intradiária do dia de gás d.

$D_{i,d}(MID)|\text{definitivo}$ Consumo definitivo do agente de mercado i no dia de gás d, relativo aos consumos com medição intradiária, apurado de acordo com o previsto no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de dados do Setor do Gás Natural.

$D_{i,d}(MID)|\text{d} + 1$ Consumo do agente de mercado i no dia de gás d, relativo aos consumos com medição intradiária, apurado com base nas leituras disponíveis no dia d+1.

Consumos com medição diária

Em relação a este tipo de consumos, o cálculo dos desequilíbrios diários de cada agente de mercado toma em conta os consumos apurados com as medições disponíveis no dia seguinte ao dia de gás.

Quando do apuramento dos consumos discriminados agregados definitivos com medição diária para o dia de gás d resultem quantidades diferentes das que foram tidas em conta no processo de apuramento dos desequilíbrios diários do dia de gás d, o apuramento dos valores a pagar ou a receber no processo de conciliação desenrola-se da seguinte forma:

i) Quando se apurem consumos superiores aos que foram calculados no processo de apuramento dos desequilíbrios diários o agente de mercado:

   a. Que registe um desequilíbrio diário sujeito à liquidação de preços de desequilíbrio por defeito ou nulo pagará a diferença apurada valorizada ao PMC_d;

   b. Que registe um desequilíbrio diário sujeito à liquidação de preços de desequilíbrio por excesso pagará a diferença apurada valorizada ao PMV_d se o valor absoluto do desequilíbrio for superior à diferença apurada. Se o valor absoluto do desequilíbrio for inferior à diferença apurada o agente de mercado pagará o PMV_d pelo montante igual ao valor do desequilíbrio sendo a restante diferença faturada ao PMP_d.

ii) Quando se apurem consumos inferiores aos que foram calculados no processo de apuramento dos desequilíbrios diários o agente de mercado:

   a. Que registe um desequilíbrio diário sujeito à liquidação de preços de desequilíbrio por excesso ou nulo receberá a diferença apurada valorizada ao PMV_d;

   b. Que registe um desequilíbrio diário sujeito à liquidação de preços de desequilíbrio por defeito receberá a diferença apurada valorizada ao PMC_d se o valor absoluto do

desequilíbrio diário for superior à diferença apurada. Se o valor absoluto do desequilíbrio diário for inferior à diferença apurada o agente de mercado receberá o PMC_d pelo montante igual ao valor do desequilíbrio sendo a restante diferença faturada ao PMP_d

A conciliação financeira relativa aos consumos com medição diária deve seguir as seguintes fórmulas:

Se

$$DesL_{i,d} \leq 0 \; e \; D_{i,d}(MD)_{|\text{definitivo}} - D_{i,d}(MD)_{|d+1} > 0$$

Então

$$CFD_{i,d}(MD) = -(D_{i,d}(MD)_{|\text{definitivo}} - D_{i,d}(MD)_{|\text{d}+1}) * PMC_d$$

Se

$$DesL_{i,d} \geq 0 \; e \; D_{i,d}(MD)_{|\text{definitivo}} - D_{i,d}(MD)_{|d+1} < 0$$

Então,

$$CFD_{i,d}(MD) = -(D_{i,d}(MD)_{|\text{definitivo}} - D_{i,d}(MD)_{|\text{d}+1}) * PMV_d$$

em que:

$CFD_{i,d}(MD)$ Conciliação financeira do agente de mercado i relativa aos consumos com medição diária do dia de gás d.

$D_{i,d}(MD)_{|\text{definitivo}}$ Consumo definitivo do agente de mercado i no dia de gás d, relativo aos consumos com medição diária, apurado de acordo com o previsto no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de dados do Setor do Gás Natural.

$D_{i,d}(MD)_{|\text{d}+1}$ Consumo do agente de mercado i no dia de gás d, relativo aos consumos com medição diária, apurado com base nas leituras disponíveis no dia d+1

Se

$$DesL_{i,d} \leq 0 \; e \; D_{i,d}(MD)_{|\text{definitivo}} - D_{i,d}(MD)_{|d+1} < 0$$

E se

$$|DesL_{i,d}| \geq |D_{i,d}(MD)_{|\text{definitivo}} - D_{i,d}(MD)_{|d+1}|$$

Então

$$CFD_{i,d}(MD) = -\left(D_{i,d}(MD)_{|\text{definitivo}} - D_{i,d}(MD)_{|\text{d}+1}\right) * PMC_d$$

Caso contrário

$$CFD_{i,d}(MD) = -DesL_{i,d} * PMC_d + \left(D_{i,d}(MD)_{|\text{definitivo}} - D_{i,d}(MD)_{|\text{d}+1} - DesL_{i,d}\right) * PMP_d$$

Finalmente, se

$$DesL_{i,d} \geq 0 \; e \; D_{i,d}(MD)_{|\text{definitivo}} - D_{i,d}(MD)_{|\text{d}+1} > 0$$

E se

$$\left|DesL_{i,d}\right| \geq \left|D_{i,d}(MD)_{|\text{definitivo}} - D_{i,d}(MD)_{|\text{d}+1}\right|$$

Então

$$CFD_{i,d}(MD) = -\left(D_{i,d}(MD)_{|\text{definitivo}} - D_{i,d}(MD)_{|\text{d}+1}\right) * PMV_d$$

Caso contrário

$$CFD_{i,d}(MD) = -DesL_{i,d} * PMV_d - \left(D_{i,d}(MD)_{|\text{definitivo}} - D_{i,d}(MD)_{|\text{d}+1} - DesL_{i,d}\right) * PMP_d$$

9 PROCESSO DE LIQUIDAÇÃO

A liquidação e faturação dos encargos de compensação dos pagamentos e recebimentos relativos à conciliação são detalhados no Procedimentos n.º 18 – Pagamentos, recebimentos e garantias.

As liquidações mensais podem ser provisórias ou definitivas.

Os motivos que condicionam o carácter provisório da liquidação são:

a) Não ter ainda terminado o período de liquidação;

b) A utilização de contagens com carácter provisório;

c) A existência de reclamações pendentes;

d) A verificação, *à posteriori*, de valores errados numa liquidação considerada como definitiva, que não puderam ser detetados no momento devido, nem pelo Agente de Mercado, nem pelo GTG;

e) Qualquer outra causa que determine insuficiência ou erro em alguma informação necessária para efetuar a liquidação.

Não se verificando quaisquer dos motivos acima indicados a liquidação mensal será considerada definitiva e dela resultarão direitos de recebimento e obrigações de pagamento firmes.

A correção aos valores da nota de liquidação mensal, não poderá ocorrer em data posterior em mais de 6 meses à data da nota de liquidação inicial, enquadrada no âmbito dos prazos de divulgação de informação para efeitos de liquidação estabelecidos no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do Setor do Gás Natural.

PROCEDIMENTO N.º 15
ENCARGOS DE NEUTRALIDADE

1 OBJETIVO E ÂMBITO

O presente procedimento é baseado nas regras e princípios estabelecidos no Regulamento (UE) n.º 312/2014, de 26 de março, que institui um código de rede para a compensação das redes de transporte de gás.

Este procedimento determina as regras e a metodologia de repartição dos custos e receitas relativos ao pagamento ou ao recebimento de encargos de compensação diária, os relativos às ações de compensação realizadas pelo GTG e as receitas provenientes do serviço de flexibilidade do *linepack*.

O presente mecanismo visa garantir que das diferenças entre os pagamentos e as cobranças decorrentes dos encargos de compensação diária e as ações de compensação a realizar pelo GTG, incluindo eventuais receitas provenientes do serviço de flexibilidade do *linepack*, não resultem prejuízos ou benefícios para o GTG.

O presente procedimento aplica-se às seguintes entidades:

- Operador da rede de transporte na sua atividade de gestão técnica global do SNGN;
- Agentes de mercado

2 PRINCÍPIOS APLICÁVEIS AO APURAMENTO DOS ENCARGOS DE NEUTRALIDADE

O GTG não terá benefícios nem custos em resultado dos pagamentos ou recebimentos de encargos de compensação diária, nem com a realização das ações de compensação realizadas por si, desde que realizadas de forma eficiente.

Cabe à ERSE a decisão sobre se os custos ou receitas incorridos pelo GTG são considerados eficientes.

O GTG deverá publicar, com periodicidade mensal, na sua página na internet, os dados relevantes sobre os encargos de neutralidade totais.

3 CUSTOS ELEGÍVEIS PARA EFEITOS DE APLICAÇÃO DO APURAMENTO DOS ENCARGOS DE NEUTRALIDADE

A compensação da RNTGN é concretizada pelo GTG mediante a mobilização do Gás de Operação.

Para efeitos da aplicação do presente procedimento, consideram-se as seguintes categorias de custos/receitas diretamente associados às atividades de compensação da RNTGN:

- Os encargos de compensação diária (estabelecidos nos termos do procedimento n.º 14), relativos a desequilíbrios individuais diários dos agentes de mercado (estabelecidos nos termos do procedimento n.º 13) que, uma vez apurados, são repercutidos no balanço de Gás de Operação;
- As ações de compensação, destinadas à reposição do Gás de Operação, que nos termos do Regulamento (UE) n.º 312/2014, de 26 de março, podem ser concretizadas mediante a compra e venda de gás natural em mercados de curto prazo ou recorrendo a serviços de compensação.
- As receitas relativas ao serviço de flexibilidade do *linepack,* conforme previsto no procedimento n.º 5.
- Outros custos variáveis diretamente relacionados com a realização de atividades de compensação, tais como:
  - Custo de acesso a plataformas de negociação para compra e venda de gás;
  - Custo das garantias de operações de financiamento para efeitos de realização das ações de compensação.

4 METODOLOGIA DE IMPUTAÇÃO DOS CUSTOS E RECEITAS ASSOCIADAS À ATIVIDADE DE COMPENSAÇÃO DA RNTGN

O GTG deverá apurar os encargos de neutralidade agregando, para cada mês, os custos e receitas associadas à atividade de compensação da RNTGN, mencionados no ponto 3 do presente procedimento.

Quando o resultado económico do apuramento dos encargos de neutralidade for positivo, o GTG cobrará aos agentes de mercado por rateio dos fornecimentos à RNTGN, determinados nos termos do procedimento n.º 13, agregando o mesmo mês de faturação, de acordo com a seguinte fórmula:

$$EN_{i,M} = \frac{\sum_{d} Fornecimentos_{i,d}}{\sum_{d}\sum_{i} Fornecimentos_{i,d}} \times EN_{M}$$

$$Fornecimentos_{i,d} = Tr_{i,d}^{E,RNTGN} + W_{i,d}^{E,RNTGN,IP} + W_{i,d}^{E,RNTGN,TRAR} + W_{i,d}^{E,RNTGN,AS}$$

em que:

$EN_{i,M}$	Encargos de neutralidade aplicáveis ao agente de mercado *i*, no mês *M.*
EN_{M}	Encargos de neutralidade aplicáveis no mês *M*.
$Fornecimentos_{i,d}$	Fornecimentos à RNTGN do agente de mercado *i*, no dia gás *d.*
$Tr_{i,d}^{E,RNTGN}$	Transações de aquisição de gás natural no VTP em KWh do agente de mercado *i*, efetuadas no dia gás *d*.
$W_{i,d}^{E,RNTGN,IP}$	Quantidade de gás natural em kWh referente ao fornecimento da RNTGN através das interligações, relativa ao agente de mercado *i*, no dia gás *d*.
$W_{i,d}^{E,RNTGN,TRAR}$	Quantidade de gás natural em kWh referente ao fornecimento da RNTGN através do terminal de GNL, relativa ao agente de mercado *i*, no dia gás *d*.
$W_{i,d}^{E,RNTGN,AS}$	Quantidade de gás natural em kWh referente ao fornecimento da RNTGN através do armazenamento subterrâneo de gás natural, relativa ao agente de mercado *i*, no dia gás *d*.
d	Dia gás *d* do mês *M*.

Quando o resultado económico do apuramento dos encargos de neutralidade for negativo, o referido montante será devolvido através da tarifa de Uso Global de Sistema, integrando os proveitos da atividade de gestão técnica do SNGN.

Os encargos de neutralidade são apurados mensalmente pelo GTG, devendo ser faturados aos agentes de mercado na primeira semana do mês seguinte àquele a que faturação dos encargos diz respeito.

A faturação emitida pelo GTG deverá ser discriminada e identificar o tipo de produto e serviço prestado, de forma fundamentada.

PROCEDIMENTO N.º 16
MERCADO SECUNDÁRIO

1 OBJETIVO E ÂMBITO

O presente procedimento tem como objetivo definir os princípios e as regras relativas ao funcionamento do mercado secundário de capacidade no qual os agentes de mercado podem transacionar entre si os direitos de utilização da capacidade que lhes foram atribuídos num processo prévio solicitação e contratação de capacidade (DUC), no âmbito do MPAI, através do funcionamento do mercado secundário de capacidade.

Os direitos de utilização da capacidade poderão ser transacionados entre agentes de mercado, recorrendo à plataforma disponibilizada para o efeito, segundo as regras publicadas na página da *Internet* da REN.

2 DISPOSIÇÕES GERAIS

Os direitos de utilização de capacidade transacionáveis são obtidos também através dos mecanismos de atribuição de capacidade descritos no MPAI.

A operacionalização do mercado secundário de direitos de utilização de capacidade é responsabilidade do GTG, de acordo com o estabelecido no RRC. No entanto, é de salvaguardar que todas as operações e encargos decorrentes do processo de transação de direitos de utilização da capacidade são responsabilidade exclusiva dos agentes de mercado intervenientes na transação, não se encontrando abrangidos pelo âmbito de aplicação deste Manual.

Sem prejuízo dos direitos de utilização da capacidade adquiridos no âmbito do mercado secundário, os agentes de mercado estão obrigados a participar nos processos de previsão de utilização/nomeação de capacidade, de acordo com os princípios gerais de atribuição da capacidade nas infraestruturas previstos no RARII.

A responsabilidade de liquidação dos DUCs contratados à REN mantem-se sempre do agente que adquiriu a capacidade no primário.

3 DEVERES DE INFORMAÇÃO

No final de cada dia, após o encerramento do mercado secundário, a posição final dos DUCs para cada agente de mercado resultante das transações de capacidade estará disponível na respetiva plataforma.

3.1 INFORMAÇÃO A DISPONIBILIZAR AO GTG

A informação a disponibilizar ao GTG deve ser submetida por escrito ou através de sistemas informáticos, e deverá conter entre outros os seguintes dados:

- Identificação dos agentes de mercado intervenientes no processo de transação;
- Produtos transacionados;
- Maturidade dos produtos.

3.2 REGRAS DE COMUNICAÇÃO DE INFORMAÇÃO

A informação sobre a transferência ou revenda de direitos de utilização de capacidade deve ser recebida pelo GTG, o mais tardar, até um dia útil anterior à data limite do envio previsão de utilização/nomeação ou renomeação, referente ao horizonte temporal subsequente.

O GTG verifica a compatibilidade da transação de capacidades entre agentes de mercado com as correspondentes atribuições prévias de capacidade, e valida as previsões de utilização/nomeações de utilização de capacidade ou renomeações para cada horizonte temporal.

PROCEDIMENTO N.º 17
CONTRATOS BILATERAIS

1 OBJETIVO E ÂMBITO

O presente procedimento tem como objetivo estabelecer os princípios e as regras que devem reger a celebração de contratos bilaterais entre agentes de mercado para transação de gás natural no SNGN, quer para fazer face à resolução de desequilíbrios individuais, quer por motivos de estratégia comercial.

Este procedimento deve observar o disposto no Procedimento n.º 1 relativo ao estatuto de agente de mercado e às regras de registo de agentes de mercado.

2 DISPOSIÇÕES GERAIS

Os contratos bilaterais são uma das formas que os agentes de mercado têm disponível para transacionar gás natural no SNGN. Ao celebrar um contrato bilateral, uma das partes compromete-se a vender e a outra a comprar as quantidades contratadas de gás natural aos preços e condições fixadas no mesmo contrato.

Para efeitos de balanço, as transações de gás natural são associadas ao ponto onde ocorre a transferência física de gás nas infraestruturas da RNTIAT, sendo considerados os seguintes casos:

f) Intercâmbio no VTP, com efeitos nos fornecimentos e/ou consumos (na RNTGN) dos agentes de mercado intervenientes na transação.;

g) Intercâmbio no AS com efeito nas existências individuais na referida infraestrutura dos agentes de mercado intervenientes na transação.; e

h) Intercâmbio no TGNL, com efeito nas existências individuais na referida infraestrutura dos agentes de mercado intervenientes na transação

Podem ser estabelecidos contratos bilaterais entre as entidades referidas no art.º 147.º do RRC, constituídas como agentes de mercado no SNGN.

Os agentes de mercado podem celebrar um ou vários contratos bilaterais para a concretização de transações de venda e/ou compra de quantidades de gás natural para um mesmo dia gás, de acordo com as disposições do presente Manual, como previsto no art.º 148.º do RRC.

Cabe aos agentes de mercado envolvidos em contratos bilaterais a responsabilidade de estabelecimento dos respetivos contratos de uso das infraestruturas bem como a do pagamento das tarifas de acesso às infraestruturas.

Os encargos decorrentes da aquisição de quantidades de gás natural através de contratos bilaterais são da responsabilidade exclusiva das partes envolvidas na transação, não se encontrando abrangidos pelo âmbito de aplicação do presente Manual de Procedimentos.

Os agentes de mercado que tomem parte numa transação de gás natural devem submeter ao GTG as respetivas notificações de transação, as quais podem ser aquisição (compra) ou de alienação (venda).Para efeitos de balanço na RNTIAT, a concretização de cada transação é efetuada através de um par de notificações de intercâmbio coerentes entre si, uma de alienação e outra de aquisição de gás natural, a submeter ao GTG por cada um dos agentes de mercado envolvidos.

As notificações de transação são sujeitas a validação e confirmação atribuição, de acordo com os processos e prazos definidos neste capítulo.

2.1 PROCESSO DE NOTIFICAÇÃO DE TRANSAÇÃO

Cada notificação de transação deve ser submetida ao GTG, por cada um dos agentes de mercado envolvidos numa transação, e conter as seguintes informações:

- Quantidade de gás natural a transacionar, expressa em kWh/d.
- A identificação da infraestrutura onde é pretendida a concretização da transação.
- O dia gás no qual a quantidade de gás natural é transacionada.
- Identificação das entidades contraentes.
- A identificação se consiste numa notificação de entrega ou de receção de gás natural, em coerência com o sentido da transação.

<u>Notificações de Intercâmbio</u>

a) Diariamente, até às 13:00h da data anterior ao dia gás, os agentes de mercado deverão enviar ao GTG, assim como aos operadores do terminal de GNL e armazenamento subterrâneo de gás natural caso as respetivas infraestruturas sejam pontos de transferência física de gás, devendo conter as seguintes informações: Identificação das entidades contraentes (agentes de mercado);

b) O dia gás no qual a quantidade de gás natural é transacionada;

c) A identificação se se trata de uma notificação de aquisição ou de alienação de gás natural;

d) A identificação da infraestrutura onde é concretizada a transação (ponto de transferência física do gás natural);

e) Quantidade de gás natural, expressa em kWh.

Os agentes de mercado devem submeter ao GTG e aos operadores das infraestruturas envolvidas, designadamente ao operador do terminal de GNL e/ou ao operador do armazenamento subterrâneo, as notificações de transação para o dia gás *d*, num horizonte de tempo que se inicia no dia anterior ao dia gás (*d*-1) e que termina às 02:00h do dia gás *d*.

Revisão das Notificações de Intercâmbio

Os agentes de mercado podem submeter ao GTG e aos operadores das infraestruturas envolvidas, designadamente ao operador do terminal de GNL e/ou ao operador do armazenamento subterrâneo, a revisão/alteração de notificações de transação previamente submetidas.

O prazo para a submissão de alterações a notificações de transação previamente submetidas, para o dia gás *d*, decorre no horizonte temporal que se inicia no dia anterior ao dia gás (*d*-1) e que termina às 02:00h do dia gás *d*.

Confirmação das Notificações de Transação

No processo de confirmação de notificações de transação, o GTG e eventualmente os operadores do terminal de GNL e armazenamento subterrâneo de gás natural, apenas considerarão a última revisão submetida pelos agentes de mercado.

As notificações de transação serão confirmadas pelo GTG aos agentes de mercado num prazo máximo de 2 horas após a receção de um par de notificações de aquisição/alienação casadas, exceto nos casos em que, tendo as notificações efeitos no próprio dia gás *d*, a confirmação deverá tardar o máximo de 30 minutos.

O GTG confirmará a cada agente de mercado as quantidades indicadas em cada par de notificações de transação recebidas, caso se verifique a coerência entre todos os elementos de informação acima descritos.

Quando as informações de cada par de notificações de transação submetidas não forem compatíveis entre si, em particular, caso as quantidades de gás natural (em kWh) no par aquisição/alienação não seja coerente, o GTG confirmará a menor quantidade apresentada (aplicação da *lesser value rule*).

O GTG considerará nulas as notificações de transação, e respetivas revisões, que não tenham contrapartes coerentes na identificação da infraestrutura, no dia gás *d*, nas entidades contraentes e no sentido da transação (entendendo-se por sentido a aquisição ou alienação).

Para além das verificações de coerência acima referidas, as notificações de transação são verificadas, também pelo GTG, nos seguintes aspetos:

a) De acordo com as existências de gás de cada agente de mercado nas infraestruturas, designadamente nas transações submetidas para o terminal de GNL e para o armazenamento subterrâneo de gás natural.

b) De acordo com as quantidades de gás confirmadas nos pontos de entrada para a RNTGN de cada agente de mercado, nos casos de transações no VTP.

Nos casos referidos anteriormente o GTG pode rejeitar um par de notificações de transação nas seguintes situações:

a) Se na notificação de alienação as existências de gás natural no terminal de GNL ou armazenamento subterrâneo não forem, no mínimo, iguais à quantidade de gás natural a transferir à contraparte, no dia gás *d*, na infraestrutura em causa.

b) Se na notificação de aquisição a capacidade de armazenamento contratada no terminal de GNL ou armazenamento subterrâneo não for, no mínimo, igual à quantidade de gás natural a receber da contraparte, no dia gás *d*, na infraestrutura em causa.

c) Se não forem confirmadas nas entradas da RNTGN quantidades que viabilizem a notificação de alienação apresentada, no caso de uma transação no VTP.

Alocação de Quantidades

Em resultado da atribuição de quantidades transacionadas entre agentes de mercado, o GTG procederá, no caso de transações no terminal de GNL ou no AS, à alocação dessas quantidades aos balanços individuais de cada agente de mercado e no caso de transações no VTP, à alocação da aquisição como fornecimento e da alienação como um consumo do agente de mercado envolvido.com respeito pelos termos e prazos específicos definidos neste Manual.

2.2 CONFIDENCIALIDADE

O GTG obriga-se a manter a confidencialidade da informação que o agente de mercado lhe tenha transmitido na informação de celebração ou rescisão do contrato bilateral, sem prejuízo do estabelecido na legislação e regulamentação em vigor e do disposto neste Manual de Procedimentos.

3 LIQUIDAÇÃO

O processo de liquidação relativo às quantidades de gás natural contratadas através de contratos bilaterais é da responsabilidade exclusiva dos contraentes.

O processo de liquidação dos encargos decorrentes da utilização das infraestruturas associadas à execução dos contratos bilaterais é efetuado no âmbito do processo de faturação mensal, decorrente dos contratos de uso que o agente de mercado seja titular.

As penalidades previstas e apuradas nos termos deste Manual sempre que os agentes incorram nas situações previstas para cada uma das infraestruturas, serão faturadas logo que apuradas.

PROCEDIMENTO N.º 18
PAGAMENTO, RECEBIMENTOS E GARANTIAS

1 PROCEDIMENTOS GERAIS

1.1 LIQUIDAÇÃO E FATURAÇÃO

O GTG, para realizar a liquidação mensal referida no presente Manual de Procedimentos, comunicará aos agentes de mercado do SNGN, as respetivas Notas de Liquidação mensal, para os pagamentos e recebimentos que lhes corresponda realizar, em cada período mensal de liquidação.

O agente de mercado tem direito ao recebimento, ou, obriga-se ao pagamento, dos montantes devidos pelas transações realizadas, pelos valores constantes da nota de liquidação mensal e na data e hora definidos pelo GTG, independentemente da data de receção da faturação emitida pelo GTG.

O agente de mercado receberá a faturação correspondente à nota de liquidação mensal a pagamento, que deverá ser emitida pelo menos 5 (cinco) dias úteis antes da data de pagamento.

Características da faturação

O GTG enviará aos agentes de mercado, a correspondente faturação e, sempre que aplicável, os respetivos documentos de suporte, os quais, deverão conter informação sobre os elementos seguintes:

a) Período mensal de liquidação;

b) Encargos relativos a DUCs primários, quando aplicáveis;

c) Encargos relativos à utilização por infraestrutura do SNGN, quando aplicáveis;

d) Encargos relativos a penalidades por infraestrutura, quando aplicáveis;

e) Encargos de compensação, quando aplicáveis;

f) Encargos relativos ao processo de conciliação, quando aplicáveis;

g) Encargos de neutralidade;

h) Informação sobre o IVA, quando aplicável;

i) Total a pagar ou a receber.

1.2 OBRIGAÇÕES DOS AGENTES DE MERCADO DEVEDORES

O agente de mercado devedor obriga-se a efetuar o pagamento que lhe corresponder, resultado da liquidação mensal, incluindo o IVA, quando aplicável. A data e hora limite para efetuar o pagamento,

através de entidade bancária, pela conta designada para o efeito, serão aquelas indicadas pelo GTG.

1.3 DIREITOS DOS AGENTES DE MERCADO CREDORES

O agente de mercado credor tem direito a receber o montante que lhe corresponder, resultado da liquidação mensal, incluindo o IVA, quando aplicável. O recebimento será realizado através de entidade bancária, pela conta designada para o efeito, a partir da data e hora limite definidas pelo GTG.

1.4 CONTAS DESIGNADAS PARA RECEBIMENTOS E PAGAMENTOS

O GTG designará uma conta em instituição bancária nacional, para efeito de pagamento, por parte de agentes de mercado devedores, resultado da liquidação mensal, cujos elementos de identificação, comunicará aos agentes de mercado.

Durante o processo de inscrição como agente de mercado ou, para efeitos de atualização de informação necessária à Liquidação e Faturação, segundo procedimentos e formulários definidos por aviso do GTG, os agentes de mercado, designarão uma conta em instituição bancária, para efeito de recebimento, quando se apresentarem como credores, em resultado da liquidação mensal.

1.5 REGIME PARA OS PAGAMENTOS EM MORA

O não recebimento pelo GTG, até à data e hora limite de pagamento, de notificação de ordem de transferência bancária dos montantes constantes na nota de liquidação tem as consequências seguintes:

a) O GTG poderá desencadear imediatamente a execução da garantia constituída, conforme estabelecido no ponto 2.6 do presente Procedimento;

a) Enquanto o pagamento não estiver totalmente realizado, o agente de mercado é considerado em mora e, sobre as quantias em dívida incidirão juros calculados nos termos especificados no ponto 2.8 do presente Procedimento.

2 PROCEDIMENTOS RELATIVOS ÀS GARANTIAS

2.1 CONSTITUIÇÃO DE GARANTIAS

Os agentes de mercado devem prestar aos operadores das infraestruturas da RNTIAT, garantias suficientes para dar cobertura às obrigações financeiras decorrentes das suas transações, de tal modo que se garanta o recebimento integral dos valores devidos pela sua participação na RNTIAT no próprio dia em que se efetue a liquidação do período correspondente.

Nas infraestruturas da RNDGN a garantia será prestada pelos agentes de mercado no âmbito dos respetivos contratos de uso e será gerida pelos respetivos operadores.

O valor das garantias de pagamento a serem prestadas corresponderá à melhor aproximação disponível das obrigações financeiras, decorrentes da participação do agente de mercado no SNGN, de acordo com o previsto nos contratos de uso das infraestruturas da RNTIAT e no presente manual de procedimentos.

No cálculo do montante da garantia a ser prestada por um agente de mercado, no contexto do MPGTG, serão consideradas as diversas parcelas de desvio e de encargos relativos à sua participação na RNTIAT, acrescidos do valor do IVA correspondente, quando aplicável;

O GTG poderá tomar em consideração no cálculo do montante da garantia a ser prestada por um agente de mercado eventuais receitas relativas a quantidades vendidas por esse agente de mercado no mercado organizado de gás e não entregues no SNGN e que não tenham sido totalmente utilizadas para cobrir obrigações de pagamento de aquisições no mercado organizado quando tal possibilidade estiver prevista nas Regras dos mercados organizados.

A falta de prestação destas garantias, a sua não aceitação pelo GTG, por ser considerada insuficiente ou inadequada, ou pela sua não manutenção e atualização, impedirão o agente de mercado de atuar no SNGN, originando a suspensão do Contrato de Adesão com o GTG.

2.2 COBERTURA DAS GARANTIAS

As garantias prestadas por cada agente de mercado responderão, sem qualquer limitação, pelas obrigações emergentes da sua participação na RNTIAT, conforme estabelecido no presente Manual de Procedimentos.

Estas garantias não responderão por obrigações contraídas com pessoas ou entidades que não atuem como agentes de mercado, ainda que com direitos de recebimento dos operadores das infraestruturas da RNTIAT. Em particular, não responderão por obrigações de pagamento, no âmbito de contratos bilaterais ou contratação em mercados que os agentes de mercado tenham livremente estabelecido.

2.3 GARANTIAS A PRESTAR PELOS AGENTES DE MERCADO

Os agentes de mercado obrigam-se a prestar a favor dos operadores das infraestruturas da RNTIAT, no âmbito da atividade de Gestão Técnica Global, garantias de operação, cujo montante será determinado pelo GTG, destinadas a assegurar com carácter permanente, um nível de garantia suficiente das obrigações previsíveis do agente de mercado.

Os operadores das infraestruturas da RNTIAT podem aceitar, para além da prestação direta, garantias constituídas pelos agentes de mercado junto de uma terceira entidade, mediante contrato a estabelecer entre esta entidade as entidades beneficiárias.

2.4 ESPÉCIES DE GARANTIAS

As garantias a prestar pelos agentes de mercado a favor dos operadores das infraestruturas da RNTIAT, no âmbito da atividade de Gestão Técnica Global, podem revestir as espécies constantes em Aviso do GTG.

Se a entidade avalista for declarada em suspensão de pagamentos ou em falência, ou perder a autorização administrativa para o exercício da sua atividade, o agente de mercado obrigado a prestar garantia, deverá substituir essa garantia por outra da mesma modalidade ou, de outra modalidade constante no Aviso acima referido, respeitando os prazos fixados no presente Manual de Procedimentos.

O pagamento com endosso à garantia executada, deverá efetuar-se de tal modo que o operador da rede de transporte, o possa fazer efetivo a primeiro requerimento, e no prazo máximo de vinte e quatro horas após o momento em que o pagamento é requerido ao avalista.

2.5 DETERMINAÇÃO DO MONTANTE DAS GARANTIAS E RESPETIVA CONSTITUIÇÃO

O valor mínimo das garantias de operação que cada agente de mercado deve prestar em cada momento, será determinado pelo GTG, respeitando os seguintes pressupostos:

a) O período de risco que a garantia deve cobrir, corresponderá ao período de liquidação, acrescido do número de dias que decorrem entre a liquidação e o limite do prazo de pagamento adicionado dos seguintes cinco dias necessários para a constituição de novas garantias em caso de incumprimento de pagamento. Na vigência do presente manual o período de risco é de 45 dias;

b) A atualização dos montantes das garantias em função das liquidações realizadas;

c) Os valores que, atendendo a todos os pressupostos anteriores, sejam devidos para cobertura de encargos resultantes dos impostos aplicáveis.

d) O cálculo do valor das garantias a prestar, deve considerar o valor previsto no âmbito do contrato de uso das várias infraestruturas abrangidas.

2.6 GESTÃO DE GARANTIAS

O GTG será responsável pela supervisão das obrigações de constituição e manutenção de garantias e respetiva atualização.

2.7 CRITÉRIOS DE ATUAÇÃO EM CASO DE INCUMPRIMENTOS DE PAGAMENTO

Em caso de algum agente de mercado entrar em incumprimento das suas obrigações de pagamento, decorrentes das suas transações na RNTIAT, o GTG, desencadeará a execução, com a máxima diligência e com a maior brevidade das garantias constituídas a favor dos operadores das infraestruturas da RNTIAT.

O GTG notifica os operadores de mercado do incumprimento das obrigações de pagamento de um agente de mercado para que estes coloquem à disposição do GTG, se previsto nas Regras do mercado organizado, as receitas relativas a quantidades vendidas por esse agente de mercado no mercado organizado de gás e não entregues no SNGN e que não tenham sido totalmente utilizadas para cobrir obrigações de pagamento de aquisições no mercado organizado.

2.8 ATRASOS NOS PAGAMENTOS E JUROS DE MORA

Em caso de não pagamento pontual, total ou parcial, o agente de mercado incumpridor fica obrigado ao pagamento de juros de mora sobre a quantia em dívida, contados desde a data limite de pagamento indicada na fatura, até à data em que o pagamento for efetivamente realizado.

A taxa de juros de mora a aplicar será a taxa de juro legal em vigor.

Igual procedimento será aplicado em caso de atraso de pagamento do GTG ao agente de mercado, por razões que lhe sejam imputáveis.

2.9 INCUMPRIMENTO PROLONGADO NOS PAGAMENTOS POR REALIZAR

Em caso de incumprimento prolongado das obrigações de pagamento por parte de um agente de mercado, que não esteja coberto pelas garantias prestadas, os operadores das infraestruturas da RNTIAT em causa opor-se-lhe-ão judicialmente, ou por outro meio admitido pelo ordenamento jurídico. O agente de mercado incumpridor ficará obrigado a pagar os descobertos com juros e todos os danos e prejuízos causados.

Para este efeito, considera-se que existe um incumprimento prolongado das obrigações de pagamento de um agente de mercado, quando decorrerem mais de trinta dias desde a data em que o pagamento foi exigido sem que tenha sido efetuado.

PROCEDIMENTO N.º 19
GESTÃO DA INFORMAÇÃO

1 OBJETIVO E ÂMBITO

O presente procedimento tem como objetivo definir os princípios e as regras relativas aos procedimentos de registo e troca de informação entre agentes de mercado e operadores das infraestruturas da RNTIAT.

O procedimento contém ainda as obrigações de informação por parte do GTG para efeitos de supervisão por parte da ERSE, quer em termos de envio de informação à ERSE, quer através da criação de um grupo de acompanhamento do funcionamento do SNGN.

Está abrangida pelo presente procedimento, nomeadamente, a seguinte informação:

a) Capacidade disponibilizada para efeitos de comerciais;

b) Direitos de Utilização de Capacidade atribuídos a cada agente de mercado;

c) Nomeação de Capacidade, através do Programa de Operação;

d) Notificações de transação;

e) Transações de DUC entre agentes em sede de mercado secundário;

f) Processos de repartição por agentes de mercado;

g) Processo de balanço comercial de cada agente de mercados;

h) Desequilíbrios diários individuais e, quando aplicável, desequilíbrios com subscrição de flexibilidade de *linepack*;

i) Desvios e Ajustamentos previstos nos procedimentos n.º 11 e n.º12;

j) Processos de balanço físico das infraestruturas;

k) Processo de gestão do Gás de Operação pelo GTG;

l) Encargos de compensação individuais dos agentes de mercado;

m) Preços marginais de compra, Preços marginais de venda e Preços médios ponderados;

n) Encargos relativos à aplicação do princípio da neutralidade;

o) Encargos relativos ao processo de conciliação;

p) Reservas de segurança por agente de mercado;

q) Plano Anual de manutenção e de indisponibilidades da RNTIAT;

r) Toda a informação operacional prevista no ponto 2.1 do presente procedimento.

2 REGISTO E DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÃO

O GTG deve manter atualizados registos de toda a informação relevante relativa à operação do SNGN. Para tal, o GTG deve recorrer aos meios e equipamento descritos no ponto 3 do presente procedimento.

2.1 INFORMAÇÃO OPERACIONAL

A informação resultante da atuação do GTG no âmbito da operação da RNTIAT, e em particular no que respeita o relacionamento entre o GTG e as restantes entidades do SNGN, deve ser objeto de registo e de divulgação.

Em termos de caracterização da operação real do SNGN, o GTG deve publicar a seguinte informação na sua página da *internet*:

a) Consumo agregado da RNTGN, real e previsto, com discriminação horária;

b) Fluxos de gás natural nos pontos de ligação da RNTGN com as restantes infraestruturas da RNTIAT e com as redes interligadas, com uma discriminação horária.

c) Existências totais de gás natural no SNGN, com discriminação diária;

d) Movimentação do Gás de Operação pelo GTG;

e) Capacidade utilizada nos diversos pontos de ligação à RNTGN;

f) Condicionalismos técnicos de operação;

g) Incidentes com impacto para os utilizadores em qualquer uma das infraestruturas da RNTIAT;

h) Entrada em serviço de novas instalações da RNTIAT (integrado no anúncio de capacidade).

As alíneas a) e b) devem ser atualizadas diariamente, e as alíneas c) a h) mensalmente.

É igualmente da responsabilidade do GTG, em articulação com os operadores de cada infraestrutura da RNTIAT, a compilação de toda a informação relativa aos processos de repartição, balanços e apuramento de desequilíbrios, recolhida diariamente. Esta informação deve ser objeto de registo em base de dados passível de ser auditada e deve ser objeto de divulgação aos agentes de mercado na parte que lhes diz respeito.

De forma a que o GTG possa desempenhar a sua função de modo mais eficiente, deverão ser-lhe enviados atempadamente todos os dados que permitam elaborar as informações constantes do ponto anterior, nomeadamente:

a) A informação enviada pelos operadores das infraestruturas do SNGN e pelo operador da Rede Interligada, relacionada com as repartições do gás natural processado por cada agente de mercado em cada uma das suas infraestruturas.

b) A informação enviada pelos operadores das infraestruturas do SNGN relacionadas com o balanço físico (diário, mensal) em cada uma das suas infraestruturas.

c) A informação enviada pelos operadores das infraestruturas do SNGN relacionadas com o balanço comercial (diário e mensal) por agente de mercado.

d) A informação enviada pelos operadores das infraestruturas do SNGN relacionadas com o balanço (diário e mensal) relativo ao Gás de Operação em cada infraestrutura.

2.2 ARTICULAÇÃO ENTRE INFORMAÇÃO OPERACIONAL E ATRIBUIÇÃO DE DUC

Em termos de gestão da capacidade disponível para fins comerciais e sua determinação, o GTG deve manter o registo e divulgação da informação relativa ao Plano Anual de Manutenção da RNTIAT, ao Plano de Indisponibilidades da RNTIAT e ao anúncio de capacidades disponível para fins comerciais nos diversos pontos de ligação à RNTGN para cada horizonte de atribuição de capacidade, nos termos definidos no MPAI.

Adicionalmente, tendo em conta o processo de atribuição primária de Direitos de Utilização de Capacidade (DUC), bem como os processos de DUC entre agentes em sede de mercado secundário, o GTG através do seu sistema ATR deve garantir o registo de toda a informação relacionada com esses processos, nomeadamente a seguinte informação relativa à utilização de DUC pelos agentes de mercado:

a) Valores das capacidades disponíveis para fins comerciais em cada horizonte temporal e em cada infraestrutura;

b) DUCs atribuídos a cada agente de mercado em processos de atribuição em cada horizonte temporal e em cada infraestrutura;

c) Resultados dos processos de leilão de atribuição de DUC;

d) Nomeações e renomeações em cada ponto relevante;

e) Apuramento de desequilíbrios diários individuais.

3 MEIOS DE REGISTO E DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÃO

O GTG deve manter registos atualizados da informação relativa à operação do sistema, devendo dispor de um sistema de telecomunicações de fibra ótica e de um sistema SCADA que lhe permite obter um panorama geral do sistema em tempo real, sobre todas as infraestruturas da RNTIAT, com garantia de alta disponibilidade, fiabilidade, integridade e segurança de dados e processos. Para o efeito, o Centro de Despacho principal do ORT dispõe de dois sistemas informáticos em concorrência na disponibilização das

respetivas funcionalidades e para efeitos de recuperação do comando e controlo da gestão do sistema em caso de desastre e ainda de um terceiro sistema no Centro de Despacho de Emergência.

Integrados com estes sistemas industriais, de modo a propiciar e facultar os serviços necessários à gestão rápida, segura e auditável da informação, o GTG dispõe de sistemas de gestão de gás, designadamente um Simulador de Fluxos de Gás, um Sistema de Informação e Gestão Operacional (SIGO) e um Sistema de Acesso de Terceiros à Rede (ATR), sistemas que contemplam o registo, gestão dos dados e a validação e gestão dos processos. Deste modo, são facultadas as funcionalidades de simulação em tempo real e as previsões de comportamentos na RNTGN, assim como disponibilizadas, com uma resolução horária, todos os dados necessários à gestão do SNGN, nomeadamente valores de pressão, temperatura, volume, autoconsumo e dados de energia registados na infraestrutura de transporte, de interfaces e interligações.

4 EQUIPAMENTOS DE SUPORTE À ATIVIDADE DE GTG

Os sistemas que propiciam e facultam os serviços necessários à gestão rápida segura e auditável da informação são suportados numa arquitetura tecnológica que assenta nos seguintes princípios:

a) Garantia Operacional

Estes sistemas operam em modo permanente, sendo para isso suportados por uma arquitetura suficientemente robusta e por serviços redundantes, pelo que a sua continuidade operativa é salvaguardada em caso de qualquer falha do equipamento, comunicação, ou outra.

b) Desempenho

A arquitetura dos sistemas foi desenhada de forma a se poder obter um bom desempenho dos mesmos, tendo em atenção o volume de informação esperado. Para garantia da continuidade da prestação de serviço de qualidade, são realizados testes de desempenho periódicos, ou sempre que se justifique. Os tempos de resposta e de sincronismo entre os vários intervenientes dos sistemas (internos e externos) satisfazem os níveis de desempenho necessários à eficiente condução da atividade do GTG.

c) Segurança

Os sistemas contemplam os vários níveis de segurança necessários, nomeadamente no que diz respeito ao seguinte:

- Segurança no controlo de acesso à rede, local e remotamente, garantindo a devida autorização e autenticação dos intervenientes;
- Segurança e confidencialidade nas transações efetuadas entre os vários intervenientes;
- Segurança no controlo de acesso aos registos de informação na Base de Dados, dentro da própria rede local.

d) Flexibilidade

Os sistemas estão dimensionados de forma a permitir um aumento do número de intervenientes no processo e consequentemente, um aumento do volume de informação, sem degradação dos níveis de desempenho. A sua arquitetura tecnológica assenta numa plataforma modular e suficientemente dinâmica para que seja possível incorporar novas regras e funcionalidades sempre que necessário.

e) Redes de Comunicação

As redes de comunicação assentam numa filosofia de elevada segurança e total auditabilidade, estando suportadas por uma plataforma de segurança local que controla os acessos.

5 SISTEMAS DE INFORMAÇÃO E COMUNICAÇÃO

O sistema de comunicações com os agentes de mercado ou outras entidades, é assegurado por correio eletrónico e/ou através do sítio da Internet da REN Gasodutos.

Com o desenvolvimento do Sistema de Informação de Acesso de Terceiros à Rede (ATR), disponibiliza-se a cada entidade o acesso privilegiado à respetiva informação, mediante uma prévia e obrigatória autenticação no sistema.

O formato dos ficheiros/mensagens, referentes às trocas de informação a prestar, previstas neste manual de procedimentos, estará disponível no sítio da Internet da REN Gasodutos.

A REN poderá alterar ou atualizar os meios de comunicação atrás referidos, devendo manter informados os agentes de mercado de todas as modificações com uma antecedência que lhes permita tomar as medidas necessárias à adaptação às novas características dos meios utilizados. As alterações necessárias a introduzir nos sistemas informáticos dos agentes de mercado serão da exclusiva responsabilidade destes.

6 CONTACTOS OPERACIONAIS

Todas as informações de carácter operacional efetuadas por todas as entidades envolvidas no SNGN para o GTG devem respeitar os canais de comunicação previstos neste capítulo.

Sempre que haja alteração dos contactos operacionais por parte de uma das entidades do SNGN, as entidades envolvidas deverão divulgar essa alteração por escrito.

6.1 PROCESSOS DE OPERAÇÃO DO SISTEMA

Com exceção dos processos de contratação, todas as informações relativas aos processos que decorrem até ao final do dia *d*+1, deverão ser direcionadas para a Gestão do Sistema do GTG da REN Gasodutos, através dos contactos definidos pelo GTG.

Todas as informações de carácter operacional estabelecidas telefonicamente com o Centro de Despacho da REN-Gasodutos são gravadas, sendo responsabilidade do GTG tomar as devidas providências para que a divulgação dessas gravações fique limitada aos serviços, ou às pessoas que diretamente intervêm em cada tipo específico de operação.

6.2 PROCESSOS DE OPERAÇÃO DE MERCADO

Todas as informações relativas aos processos de contratação e processos que decorrem após o final do dia *d*+1, deverão ser direcionadas para a Operação de Mercados do GTG da REN Gasodutos, através dos contactos definidos pelo GTG.

7 CONFIDENCIALIDADE

De forma a preservar a confidencialidade dos dados recolhidos, todos os colaboradores que exerçam funções na Gestão Técnica Global do SNGN obrigam-se ao cumprimento das regras constantes do respetivo Código de Conduta e demais legislação aplicável à proteção de dados.

PROCEDIMENTO N.º 20
GRUPO DE ACOMPANHAMENTO DO FUNCIONAMENTO DO SNGN

1 ÂMBITO E OBJETO

No âmbito da atividade de supervisão da ERSE, estabelece-se neste procedimento a criação e as regras de organização de um grupo de acompanhamento do funcionamento do SNGN.

O grupo de trabalho terá como objetivo contribuir para o aprofundamento das matérias de regulação e regulamentação do funcionamento do SNGN, através, nomeadamente, do acompanhamento da programação e operação das infraestruturas da RNTIAT, da coordenação com a atribuição de direitos de utilização de capacidade, bem como outras matérias que a ERSE considere necessárias abordar desde que as mesmas se enquadrem no âmbito do grupo de trabalho e não coincidam com matérias que devam ser abordadas em sede dos Conselhos Consultivo e Tarifário da ERSE.

2 FUNCIONAMENTO DO GRUPO DE ACOMPANHAMENTO

O grupo de acompanhamento do funcionamento do SNGN é coordenado pela ERSE e constituído por representantes da DGEG, do GTG, dos operadores das infraestruturas, dos comercializadores e outras entidades que a ERSE considere de interesse convocar para as respetivas reuniões

As reuniões do grupo de acompanhamento serão convocadas pela ERSE sempre que se considere necessário.

O grupo de trabalho deve reunir ordinariamente, pelo menos, duas vezes por ano.

Extraordinariamente, o grupo de trabalho reúne por iniciativa da ERSE ou a pedido fundamentado, submetido à apreciação da ERSE, dos membros do grupo de trabalho.

PROCEDIMENTO N.º 21
ENVIO DE INFORMAÇÃO À ERSE

1 ÂMBITO

O presente procedimento tem como objetivo identificar a informação que deve ser enviada pelo GTG à ERSE no âmbito da sua atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, bem como a periodicidade e os prazos de envio.

2 INFORMAÇÃO A ENVIAR ANUALMENTE

O Gestor Técnico Global do SNGN deve enviar anualmente informação à ERSE, nomeadamente sobre as seguintes matérias que lhe sejam aplicáveis:

a) Capacidade Anual disponível para efeitos comerciais em cada infraestrutura no processo anual de atribuição de capacidade (DUC Anual);

b) Capacidade Anual atribuída em cada infraestrutura no processo anual de atribuição de capacidade (DUC anual);

c) Capacidade Trimestral disponível para efeitos comerciais em cada infraestrutura no processo anual de atribuição de capacidade (DUC trimestral);

d) Capacidade trimestral atribuída em cada infraestrutura, para cada trimestre, no processo anual de atribuição de capacidade (DUC trimestral);

e) Valor das capacidades afetas a reservas de segurança por agente de mercado;

f) Proposta para a quantidade de Gás de Operação do GTG.

g) Proposta para o preço e capacidade disponível para o serviço de flexibilidade do *linepack*.

h) Plano Anual de manutenção das Infraestruturas da RNTIAT.

i) Relatório de monitorização do funcionamento do SNGN, incluindo os dados físicos individualizados por agente de mercado sobre a compensação da RNTGN, terminal de GNL e armazenamento subterrâneo.

j) Relatório de balanço do Gás de operação, incluindo a caracterização física e financeira das ações de compensação.

As datas para submissão da informação referida são estabelecidas por Despacho da ERSE a 15 de fevereiro de cada ano, à exceção de f) e g) cuja data de submissão é o dia 1 de março.

3 INFORMAÇÃO A ENVIAR TRIMESTRALMENTE

O Gestor Técnico Global do SNGN deve enviar trimestralmente informação à ERSE, nomeadamente sobre as seguintes matérias que lhe sejam aplicáveis:

a) Capacidade Trimestral disponível para efeitos comerciais em cada infraestrutura no processo trimestral de atribuição de capacidade (DUC trimestral);

b) Capacidade Trimestral atribuída em cada infraestrutura, a cada agente de mercado, no processo trimestral de atribuição de capacidade (DUC trimestral);

c) Capacidade agregada por infraestrutura, em cada dia, por agente de mercado, resultante do somatório dos DUC atribuídos, ou negociados em sede de mercado secundário;

d) Nomeações e renomeações, por ponto relevante e por agente de mercado;

e) Repartições diárias por agente de mercado, por infraestrutura;

f) Balanço individual de cada agente de mercado por infraestrutura, resultante do processo diário e processo mensal;

g) Balanço físico por infraestrutura;

h) Encargos de compensação diária por agente de mercado;

i) Valor mensal dos encargos de neutralidade liquidados, por agente de mercado e devoluções à tarifa;

j) Encargos relativos ao processo de conciliação, por agente de mercado;

k) Movimentação do Gás de Operação pelo GTG;

Esta informação deve ser enviada à ERSE até ao dia 15 do 2º mês de cada trimestre e relativa ao trimestre anterior.

4 INFORMAÇÃO A ENVIAR MENSALMENTE

a) Capacidade Mensal disponível para efeitos comerciais em cada infraestrutura no processo mensal de atribuição de capacidade (DUC mensal);

b) Capacidade Mensal atribuída em cada infraestrutura, a cada agente de mercado, no processo mensal de atribuição de capacidade (DUC mensal);

c) Capacidade Diária disponível para efeitos comerciais em cada infraestrutura, onde aplicável, no processo semanal de atribuição de capacidade (DUC diário);

d) Capacidade Diária atribuída em cada infraestrutura, onde aplicável, a cada agente de mercado, no processo semanal de atribuição de capacidade (DUC diário);

e) Capacidade Diária disponível para efeitos comerciais em cada infraestrutura, onde aplicável, no processo diário de atribuição de capacidade (DUC diário);

f) Capacidade Diária atribuída em cada infraestrutura, onde aplicável, a cada agente de mercado, no processo diário de atribuição de capacidade (DUC diário);

g) Quando aplicável, capacidade Intradiária disponível para efeitos comerciais em cada infraestrutura no processo de atribuição de capacidade;

h) Quando aplicável, capacidade Intradiária atribuída em cada infraestrutura, a cada agente de mercado, no processo de atribuição de capacidade;

i) Capacidade disponível no VIP para atribuição através de mecanismos implícitos, por horizonte de negociação.

j) Capacidade total atribuída no VIP através de mecanismos de atribuição implícita, por horizonte de negociação.

k) Valores dos Desvios e Ajustamentos definidos no Procedimento n.º 12, por agente de mercado;

l) Valores diários dos consumos apurados no dia d+1 para o dia gás d, por agente de mercado, com discriminação dos consumos com medição intradiária e com medição diária;

m) Valores diários das quantidade de gás natural em kWh, atribuída aos consumos com medição não diária (MND), por agente de mercado, em cada dia de gás d;

Esta informação deve ser enviada à ERSE até ao dia 15 do mês seguinte.

5 INFORMAÇÃO A ENVIAR DIARIAMENTE

O Gestor Técnico Global do SNGN deve enviar, até ao fim do dia útil seguinte, informação à ERSE, nomeadamente sobre as seguintes matérias que lhe sejam aplicáveis:

a) Capacidade técnica agregada por infraestrutura, em cada dia;

b) Capacidade disponível para fins comerciais agregada por infraestrutura, em cada dia;

c) Capacidade atribuída para fins comerciais agregada por infraestrutura, em cada dia, por agente de mercado, resultante do somatório dos DUC atribuídos ou negociados em sede de mercado secundário, em cada dia;

d) Nomeações e renomeações, por ponto relevante, por agente de mercado, em cada dia;

e) Balanço comercial de cada agente de mercado por infraestrutura;

f) Balanço físico por infraestrutura;

g) Operações de compra e de venda de produtos de título em que o operador da rede de transporte esteja envolvido em cada dia de gás d, com discriminação de preços e de quantidades;

h) Diagrama do consumo agregado da RNTGN, real e previsto, com discriminação horária;

i) Diagrama dos fluxos de gás natural nos pontos de ligação da RNTGN com as restantes infraestruturas da RNTIAT e com as redes interligadas, com uma discriminação horária.

j) Desequilíbrios diários individuais e, quando aplicável, desequilíbrios diários com subscrição de flexibilidade do *linepack*;

k) Preços marginais de venda, Preços marginais de compra e Preços médios ponderados para cada dia de gás;

l) Valores diários dos Desvios e Ajustamentos, definidos no Procedimento n.º 11, por agente de mercado;

m) Capacidade disponível no VIP para atribuição através de mecanismos implícitos para o dia de gás d.

n) Capacidade total atribuída no VIP através de mecanismos de atribuição implícita para o dia de gás d.

o) Notificações de transação, por ponto relevante e por agente de mercado;

Esta informação deve ser enviada à ERSE até ao dia útil seguinte e relativa ao dia anterior.

6 OUTRA INFORMAÇÃO A ENVIAR

O Gestor Técnico Global do SNGN deve enviar à ERSE qualquer outra informação para além da descrita nos pontos 2 e 3 relativas a:

a) Condicionalismos técnicos de operação;

b) Incidentes com impacto para os utilizadores em qualquer uma das infraestruturas da RNTIAT;

c) Entrada em serviço de novas instalações da RNTIAT.

d) Plano de Indisponibilidade das infraestruturas da RNTIAT;

PARTE III - DISPOSIÇÕES FINAIS

1 NORMA REMISSIVA

Aos procedimentos administrativos previstos no presente Manual, não especificamente nele regulados, aplicam-se as disposições do Código do Procedimento Administrativo.

2 PRAZOS

Sem prejuízo de outra indicação específica, os prazos estabelecidos no presente procedimento, que não tenham natureza administrativa, são prazos contínuos.

Os prazos previstos no parágrafo anterior contam-se nos termos gerais do Código Civil.

Salvo indicação em contrário, quaisquer prazos fixados para o cumprimento do presente Manual contam-se das 00:00h às 24:00h.

3 FISCALIZAÇÃO DA APLICAÇÃO DO MANUAL

A fiscalização da aplicação do presente Manual integra as competências da ERSE, nos termos dos seus Estatutos e demais legislação aplicável.

Para efeitos do disposto no número anterior, a ERSE aprovará as normas e os procedimentos aplicáveis às ações de fiscalização realizadas diretamente ou mediante uma terceira entidade, designadamente através de auditorias que considere necessárias.

4 REGIME SANCIONATÓRIO

A inobservância das disposições estabelecidas no presente Manual, está sujeita ao regime sancionatório da ERSE, considerando designadamente o disposto no artigo 29.º da Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro.

Toda a informação e documentação obtida no âmbito da aplicação do presente Manual, incluindo a resultante de auditorias, inspeções, petições, queixas, denúncias e reclamações, pode ser utilizada para efeitos de regime sancionatório nos termos previstos na Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro.

5 INFORMAÇÃO A ENVIAR À ERSE

Salvo indicação em contrário pela ERSE, toda a informação a enviar à ERSE pelos sujeitos intervenientes no SNGN, nos termos previstos no presente Manual, deve ser apresentada em formato eletrónico.

6 DIVULGAÇÃO

A divulgação do presente Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNGN processa-se nos termos previstos no ROI.

7 APLICAÇÃO NO TEMPO

As condições gerais e específicas, previstas no presente regulamento, aplicam-se aos contratos existentes à data da sua entrada em vigor, salvaguardando-se os efeitos já produzidos.

8 DISPOSIÇÃO TRANSITÓRIA

A regulamentação que integra os documentos previstos no presente Manual, já aprovados pela ERSE ao abrigo de regulamentos anteriores, mantém-se em vigor até à aprovação de novos documentos que os venham substituir, devendo-se, na sua aplicação, ter em conta as disposições do presente Manual.

9 ENTRADA EM VIGOR

O presente Manual entra em vigor no dia seguinte ao da sua publicação, sem prejuízo do disposto nos parágrafos seguintes.

As disposições que carecem de ser desenvolvidas nos termos previstos no presente Manual entram em vigor com a publicação dos respetivos atos que as aprovam.

PARTE IV - ANEXOS

ANEXO I AO PROCEDIMENTO N.º 22 - MINUTA DO PEDIDO DE INSCRIÇÃO COMO AGENTE DE MERCADO

Carta a endereçar ao

Sr. Presidente do Conselho de Administração da

REN - Rede Energéticas Nacionais, S.A.

Av. Estados Unidos da América, 55

1749 - 061 Lisboa

Portugal

_____, com o Número de Identificação Fiscal _____, com sede em _____, com o capital social de _____ euros, matriculada na Conservatória do Registo Comercial de _____, sob o n.º _____, vem solicitar , conforme o disposto no Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global, a obtenção do estatuto de Agente de Mercado, ao abrigo das normas legais e regulamentares em vigor aplicáveis.

Junto se anexam os documentos referidos no Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global.

Pela (Nome da Empresa), (data)

ANEXO II AO PROCEDIMENTO N.º 22 - CONDIÇÕES GERAIS DO CONTRATO DE ADESÃO AO SNGN

Cláusula 1. Objeto

O presente Contrato tem por objeto estabelecer:

1. A definição das funções, responsabilidades, direitos e obrigações do Agente de Mercado e do GTG;
1. As condições para a obtenção do estatuto de Agente de Mercado, nos termos do disposto no:
    i. Regulamento de Operação das Infraestruturas;
    ii. Regulamento de Acesso às Redes às Infraestruturas e às Interligações
    iii. Regulamento de Relações Comerciais;
    iv. Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global.

Cláusula 2. Direitos do Agente de Mercado

São direitos do Agente de Mercado, para além dos referidos na legislação e regulamentação aplicável, os seguintes:

1. Poder transacionar gás natural através de contratação bilateral ou nos mercados organizados e adquirir produtos de capacidade nos mercados geridos pelo GTG, de acordo com o previsto no Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global;
2. Obter do GTG toda a informação definida no Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global;
3. Ter garantia da confidencialidade da informação submetida ao GTG, nas condições e para os períodos de duração estabelecidos no Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global;
4. Obter o pagamento correspondente às liquidações efetuadas no âmbito da atividade de Gestão Técnica Global, de acordo com o estabelecido no Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global.

Cláusula 3. Obrigações do Agente de Mercado

São obrigações do Agente de Mercado, para além das referidas na legislação aplicável, as seguintes:

1. Respeitar as disposições constantes no Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global, 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;
2. Manter confidenciais todos os dados relativos ao acesso aos sistemas informáticos do GTG, sendo da sua conta e responsabilidade todos os custos relativos a chaves de acesso e procedimentos necessários à manutenção da referida confidencialidade;

3. Comunicar ao GTG quaisquer irregularidades que possam pôr em causa a segurança da informação nos sistemas informáticos do GTG;
4. Comunicar ao GTG toda a informação identificada no Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global. Esta comunicação deve incluir todas as informações referidas no mesmo Manual, e ser apresentada no formato previsto aí descrito;
5. Consultar regularmente os sistemas informáticos do GTG, de forma a tomar conhecimento das informações e avisos emitidos pelo GTG;
6. Proceder ao pagamento correspondente às liquidações efetuadas no âmbito da atividade de Gestão Técnica Global, nos prazos estabelecidos.
7. Facilitar toda a informação que seja necessária para o cumprimento do disposto da legislação e regulamentação aplicável.

É obrigação específica do Agente de Mercado cumprir todas as obrigações a que venha a incorrer junto do operador da rede de transporte no desenvolvimento da sua atividade no SNGN.

Cláusula 4. Funções e Responsabilidades do GTG

São funções e responsabilidades do GTG, para além das referidas na legislação aplicável, as seguintes:

1. Receber do Agente de Mercado todas as comunicações previstas no Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global;
2. Confirmar ao Agente de Mercado a receção e validação das comunicações operacionais previstas no Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global;
3. Manter confidenciais, durante o período estabelecido no Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global, a informação considerada comercialmente sensível;
4. Dar conhecimento ao Agente de Mercado de todas as alterações e revisões, aprovadas pela ERSE, efetuadas ao Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global, bem como de todas as alterações às condições de funcionamento dos próprios sistemas informáticos.

Cláusula 5. Condições Comerciais

As condições comerciais (faturação, prazos de pagamento e outras) são as constantes no Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global ou dos Avisos nele previstos.

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.

Em caso de atraso de pagamento, o GTG poderá executar de imediato as garantias constituídas a seu favor.

Se o valor das garantias for insuficiente, o Agente de Mercado, mantém-se em mora sobre as quantias em dívida.

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 SNGN.

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.

O Agente de Mercado aceita que as faturas ou documentos equivalentes possam ser emitidos por via eletrónica.

Cláusula 6. Garantias

Para garantir o exato e pontual cumprimento das obrigações constantes do presente contrato, e conforme aplicável, o Agente de Mercado prestará garantias a favor do GTG, nos termos das disposições constantes do Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global, por forma a dar cobertura às obrigações económicas resultantes da sua atuação.

A não prestação das garantias ou a sua não aceitação pelo GTG, com fundamento na respetiva insuficiência ou não atualização, impedem o Agente de Mercado de transacionar gás natural através de contratação bilateral ou nos mercados organizados e de adquirir produtos de capacidade nos mercados geridos pelo GTG, de acordo com o estabelecido no Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global.

Cláusula 7. Confidencialidade

O Agente de Mercado e o GTG obrigam-se a manter confidenciais todas as informações respeitantes à sua atuação como Agente de Mercado durante os períodos de confidencialidade e ao seu acesso aos sistemas informáticos do GTG.

Para efeitos do número anterior, não se consideram confidenciais as informações acessíveis ao público ou que tenham sido recebidas legitimamente de terceiros, bem como as sujeitas a publicação por decisão das autoridades competentes, judiciais ou administrativas.

Cláusula 8. Alteração do Contrato

Qualquer alteração nos elementos constantes do presente Contrato, relativos à identificação, residência ou sede do Agente de Mercado, deve ser comunicada por este ao GTG no prazo de 30 (trinta) dias, a contar da data de alteração.

O Agente de Mercado deve apresentar comprovativos da alteração verificada, quando tal lhe for solicitado pelo GTG.

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 Técnica Global.

Cláusula 9. Duração e Denúncia

O presente Contrato tem a duração de um ano, considerando-se automática e sucessivamente renovado por iguais períodos, salvo denúncia, pelo Agente de Mercado, sujeita à forma escrita, com a antecedência mínima de 60 (sessenta) dias contados do respetivo termo ou das suas renovações.

Cláusula 10. Suspensão do Contrato

O incumprimento, pelo Agente de Mercado, das disposições do presente Contrato, assim como das constantes do Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global e restante legislação aplicável que, nos termos do respetivo clausulado, constituem causa de suspensão, determinará a suspensão do Contrato.

Para efeitos do número anterior, o GTG notificará o Agente de Mercado para, no prazo de 5 (cinco) dias úteis a contar da data de notificação, proceder à regularização da situação que deu origem ao incumprimento, nos termos do disposto no Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global.

Decorrido o prazo fixado pelo GTG, sem que o Agente de Mercado regularize a situação, o GTG procederá à sua suspensão do SNGN, informando-o desse facto e dando conhecimento, por escrito, à ERSE.

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 SNGN. Findo este prazo, caso se mantenha o incumprimento, o GTG, procederá à rescisão do Contrato e dará seguimento às disposições aplicáveis, facto de que dará conhecimento, por escrito, ao Agente de Mercado e à ERSE.

Cláusula 11. Extinção do Contrato

O Contrato de Adesão extingue-se por:

a) Acordo das Partes;

b) Caducidade;

c) Caducidade do registo a que se refere o artigo 9.º do Regulamento (EU) n.º 1227/2011;

d) Rescisão.

Para além do decurso do prazo, constituem causa de caducidade, a ocorrência das seguintes situações:

a) O Agente de Mercado deixar de ter:

b) Licença ou registo de comercialização de gás natural, junto da DGEG.

c) Contrato de Uso das Infraestruturas, se aplicável.

d) O Agente de Mercado transmitir a propriedade da instalação de utilização.

Cláusula 12. Rescisão do Contrato

O incumprimento, pelo Agente de Mercado, das disposições do presente Contrato, assim como das disposições constantes do Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global que, nos termos do respetivo clausulado, constituem causa de rescisão, determinará a rescisão do Contrato.

O Agente de Mercado inibido de transacionar gás natural através de contratação bilateral ou nos mercados organizados e adquirir produtos de capacidade nos mercados geridos pelo GTG por rescisão do Contrato, só poderá solicitar nova adesão se satisfizer os compromissos pendentes e reunir todos os requisitos legais e regulamentares para obtenção do estatuto de Agente de Mercado, como se de uma primeira participação se tratasse.

Para efeitos do número anterior, o Agente de Mercado deverá apresentar, por escrito, um novo pedido de adesão, o qual deverá incluir a indicação de cessação das causas que deram lugar ao incumprimento, bem como as provas de que observa todos os requisitos exigidos para a aquisição do estatuto de Agente de Mercado.

A adesão aos Mercados de Balanço, solicitada nos termos do número anterior, exige a celebração de novo Contrato de Adesão.

Cláusula 13. Resolução de Conflitos

Os eventuais conflitos que surjam entre as Partes em matéria de aplicação das regras por que se rege o presente Contrato, serão resolvidos, de acordo com o estabelecido do Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global.

Quando as Partes resolvam recorrer à arbitragem voluntária nos termos do Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global, o tribunal será constituído nos seguintes termos:

O tribunal será composto por três membros, um nomeado por cada Parte e o terceiro escolhido de comum acordo pelos árbitros que as Partes tiverem designado, que presidirá;

A Parte que decida submeter determinado diferendo ao tribunal arbitral apresentará os seus fundamentos para a referida submissão e designará de imediato o árbitro da sua nomeação no requerimento de constituição do tribunal que dirija à outra Parte através de carta registada com aviso de receção, devendo esta, no prazo de 20 dias, designar o árbitro de sua nomeação e deduzir a sua defesa;

Ambos os árbitros designados nos termos anteriores nomearão o terceiro árbitro do tribunal, no prazo de 20 dias, cabendo ao presidente do Tribunal da Relação de Lisboa, a designação, caso a mesma não ocorra dentro deste prazo;

O tribunal considera-se constituído na data em que o terceiro árbitro, que a ele presidirá, aceitar a sua nomeação, e o comunicar a ambas as Partes;

A arbitragem decorrerá em Lisboa;

O tribunal arbitral, salvo compromisso pontual entre as Partes, julgará segundo as disposições contratuais e legais aplicáveis, e das suas decisões não cabe recurso;

As decisões do tribunal arbitral deverão ser proferidas no prazo máximo de 3 (três) meses, a contar da data de constituição do tribunal, determinada nos termos da presente cláusula, eventualmente prorrogável por mais 3 (três) meses, por decisão do tribunal, incluindo a fixação das custas do processo e a forma da sua repartição pelas Partes.

Em tudo o omisso, regerá o disposto na Lei n.º 31/86, de 29 de agosto.

Nota - A cláusula 13 do presente Contrato só é estabelecida quando as Partes resolvam livremente acordar recorrer, desde logo, à arbitragem voluntária.